

Dynamische Simulation der Kraft– Wärme–Kopplung mit erdgasbetriebenem Brennstoffzellen–Heizgerät im Einfamilienhaus

Von der Fakultät für Maschinenwesen
der Technischen Universität Dresden

zur

Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur (Dr.-Ing.)

angenommenen Dissertation

von

Dipl.-Ing. Karsten Böhm

geb. am 16.01.1972 in Greiz

Tag der Einreichung : 26.09.2003

Tag der Verteidigung : 06.10.2004

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Wolfgang Richter

Prof. Dr.-Ing. habil. Joachim Zschernig

Dr. Knut Barthel

Vorsitzender der Prüfungskommission: Prof. Dr.-Ing. habil. J. Huhn

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als Stipendiat des Graduiertenkollegs "Lokale Innovative Energiesysteme" am Institut für Thermodynamik und Technische Gebäudeausrüstung der TU Dresden.

Mein besondere Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. W. Richter für die beständige und freundliche fachliche Unterstützung, die Förderung der Arbeit sowie für die Übernahme eines Gutachtens.

Für die Übernahme der weiteren Gutachten möchte ich mich bei Prof. Dr.-Ing. habil. J. Zschernig und Dr. K. Barthel bedanken.

Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. J. Huhn danke ich für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Allen Mitgliedern des Graduiertenkollegs, insbesondere dem Vorsitzenden Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. P. Büchner, sowie den Mitarbeitern des Institutes für Thermodynamik und TGA vielen Dank für die jederzeit gute Zusammenarbeit.

Dresden, im November 2004

Karsten Böhm

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Einführung | 1 |
| 2 | Die Brennstoffzelle | 3 |
| 2.1 | Grundlegendes | 3 |
| 2.2 | Brennstoffzellenarten | 5 |
| 2.3 | Die PEMFC für die stationäre Anwendung in Gebäuden | 7 |
| 2.4 | Stand der kommerziellen BZH-Entwicklung und bestehende Konsortien. . . | 10 |
| 2.5 | Derzeitiger Kenntnisstand zum Betriebsverhalten von PEMFC. | 13 |
| 2.5.1 | Untersuchungen zum Verhalten von PEMFC-Einzelzellen und Stacks | 13 |
| 2.5.2 | Untersuchungen zum Betriebsverhalten von PEMFC-Brennstoffzellen- heizgeräten | 14 |
| 2.6 | Untersuchungsziele und Methodik | 17 |
| 3 | Grundlagen zur Brenngasaufbereitung für den stationären Einsatz von PEMFC | 21 |
| 3.1 | Dampfreformierung | 22 |
| 3.2 | Partielle Oxidation | 25 |
| 3.3 | Autotherme Reformierung | 26 |
| 3.4 | Brenngasreinigung | 29 |
| 4 | Modellbildung | 33 |
| 4.1 | Das System <i>Brennstoffzellenheizgerät</i> | 33 |
| 4.2 | Mathematische Modellierung der Brenngasaufbereitung. | 36 |
| 4.2.1 | Vorüberlegung | 36 |
| 4.2.2 | Energie- und Stoffströme im Autothermen Reformer | 37 |
| 4.2.3 | Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Shiftstufe | 40 |
| 4.2.4 | Selektive Oxidation | 42 |
| 4.2.5 | Zeit- und Lastabhängigkeiten der Brenngasaufbereitung | 43 |
| 4.2.5.1 | Abhängigkeit von Betriebstemperaturen | 44 |
| 4.2.5.2 | Abhängigkeit von Druckverlusten und Kompressibilität des Gasgemisches | 45 |
| 4.2.5.3 | Abhängigkeit des Methanumsatzes vom Belastungsgrad . . | 47 |
| 4.3 | Grundlagen der PEMFC | 51 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 4.3.1 | Aufbau und Funktionsprinzip der PEMFC | 51 |
| 4.3.2 | Berechnungsgleichungen an einer singulären Zelle | 54 |
| 4.4 | Dynamisches Modell zur Nutzwärmeauskopplung des Gesamtsystems | 62 |
| 4.4.1 | Schaltschema zur Nutzwärmeauskopplung | 62 |
| 4.4.2 | Nutzwärmeauskopplung aus dem Brennstoffzellen–Stack | 63 |
| 4.4.3 | Nutzwärmeauskopplung aus der Brenngasaufbereitung | 65 |
| 4.4.4 | Verbrennung des Anodenrestgases | 66 |
| 4.4.5 | Nutzwärmeauskopplung mit teilweiser Kondensation und Übergabe an den Heizkreis | 68 |
| 4.4.6 | Kennlinie zum stationären thermischen Betriebsverhalten | 70 |
| 4.4.7 | Schadstoffemissionen | 72 |
| 4.5 | Stromseitige Modellierung | 74 |
| 4.5.1 | Elektrische Nettoleistung des BZH | 74 |
| 4.5.2 | Elektrischer Eigenbedarf des BZH | 76 |
| 4.5.3 | Stationäre Kennlinien | 78 |
| 4.5.4 | Speicherung und Verteilung der Elektroenergie | 79 |
| 4.6 | Implementierung des Modells in das Simulationsprogramm TRNSYS | 82 |
| 4.6.1 | Allgemeines zu TRNSYS | 82 |
| 4.6.2 | Das TRNSYS–Modul TYPE 200 | 82 |
| 4.6.3 | Das TRNSYS–Modul TYPE 201 | 84 |
| 4.6.4 | Kopplung von TYPE 200 und TYPE 201 mit dem Simulationspro- gramm | 84 |
| 5 | Simulation des erdgasbetriebenen Brennstoffzellenheizgerätes im Einfamilien- haus | 87 |
| 5.1 | Vorbetrachtung | 87 |
| 5.2 | Verwendete Randbedingungen | 90 |
| 5.2.1 | Wohngebäude und gebäudetechnische Anlagen | 90 |
| 5.2.2 | Praxisnahe Lastverläufe | 92 |
| 5.2.2.1 | Elektroenergiebedarf | 92 |
| 5.2.2.2 | Zapfprofile | 95 |
| 5.2.2.3 | Innere Wärmequellen, Feuchtelasten und anthropogene CO_2 - Emissionen | 97 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 5.2.3 | Grundlagen des energetischen und wirtschaftlichen Vergleichs | 97 |
| 5.3 | Die kombinierte Energieerzeugung mit BZH und Spitzenlastkessel | 100 |
| 5.3.1 | Elektrisches und thermisches Betriebsverhalten | 100 |
| 5.3.2 | Verschiedene Auslegungsvarianten von BZH und Spitzenlastkessel (NT) | 106 |
| 5.3.3 | BZH in Kombination mit einem Brennwert-Kessel | 111 |
| 5.4 | Analyse verschiedenartiger TWE-Speichervolumen und Regelstrategien . . . | 116 |
| 5.4.1 | Variation des TWE-Speichervolumens | 117 |
| 5.4.2 | Verbesserte Regelstrategie zur TWE | 119 |
| 5.4.3 | Parallele Verschaltung von BZH und Spitzenlastkessel zur TWE. . . | 124 |
| 5.4.4 | Betrieb mit BZH-Konstantleistung | 128 |
| 5.5 | Jahressimulation verschiedener BZH-Dimensionierungen mit verbesserter Re- gelstrategie | 135 |
| 5.5.1 | Vergleichende Bewertung der ganzjährigen Betrachtung | 136 |
| 5.5.2 | Grenzkosten der BZH-Investition | 143 |
| 5.6 | Ergebnisdiskussion | 146 |
| 6 | Zusammenfassung | 153 |
| A | Anlagen | 165 |
| A.1 | Parameter der Brenngasaufbereitung | 165 |
| A.2 | Parameter der Anodenrestgas-Verbrennung | 166 |
| A.3 | Berechnungen zur Nutzwärmeauskopplung | 167 |
| A.3.1 | Nutzwärmeauskopplung aus der Brenngasaufbereitung | 167 |
| A.3.2 | Nutzwärmeauskopplung aus der Anodenrestgasverbrennung | 168 |
| A.3.3 | Nutzwärmeauskopplung mit teilweiser Kondensation | 169 |
| A.4 | Anschlusswerte und Verbräuche von Haushaltsgeräten | 170 |
| A.5 | Lastgänge | 171 |
| A.6 | Berechnung der Grenzinvestitionskosten | 174 |
| A.7 | Thermische und elektrische Wochenverläufe | 175 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|------|---|----|
| 3.1 | Konstruktion eines kompakten Dampfreformers (Abb. übernommen aus [8]) | 22 |
| 3.2 | Produktgaszusammensetzung als Funktion der Temperatur nach der Dampfreformierung (Abb. übernommen aus [8]) | 23 |
| 3.3 | Produktgaszusammensetzung nach Dampfreformierung und Shift–Stufen (Abb. übernommen aus [38]) | 24 |
| 3.4 | Verschiedene Geometrien Autothermer Reformer (Abb. übernommen aus [6]) | 26 |
| 3.5 | Produktgaszusammensetzung als Funktion der Temperatur nach der Autothermen Reformierung (Abb. übernommen aus [8]) | 27 |
| 3.6 | Produktgaszusammensetzung nach Autothermer Reformierung und Shift–Stufen (Abb. übernommen aus [38]) | 28 |
| 3.7 | Gleichgewichtsgaszusammensetzung in Reformer (DR) und CO –Konverter aufgetragen über den Reaktionstemperaturen (Abb. übernommen aus [8]) | 30 |
| 4.1 | Schaltbild des Systems <i>Brennstoffzellenheizgerät</i> , Komponenten und Systemgrenze | 33 |
| 4.2 | Blockschaltbild der Brenngasaufbereitung | 36 |
| 4.3 | Gaszusammensetzung nach der Shiftstufe des Fraunhofer ISE entwickelten Dampfreformers für ein BZ-BHKW (Abb. übernommen aus [42]) | 47 |
| 4.4 | Gaszusammensetzung (insbesondere: CO –Gehalt in ppm nach der CO -Feinreinigung (Abb. übernommen aus [42]) | 48 |
| 4.5 | Gaszusammensetzung eines 2,5 kW Dampfreformers (Abb. übernommen aus [9]) | 48 |
| 4.6 | Abhängigkeit des Methanumsatzes η_{U,CH_4} vom Belastungsgrad des Reformers | 49 |
| 4.7 | Schematischer Aufbau einer PEMFC (Abb. übernommen aus [1]) | 51 |
| 4.8 | Die Strom–Spannungs–Kennlinie (schematisch) | 55 |
| 4.9 | Blockschaltbild zur Wärmeauskopplung (mit teilweiser Kondensation) aus dem Gesamtsystem | 62 |
| 4.10 | Thermische Nutzenergie und thermischer Wirkungsgrad eines Brennstoffzellen–Heizgerätes (10 Zellen) bei verschiedenen Rücklufttemperaturen | 71 |
| 4.11 | Anteile der Einzelkomponenten eines BZH an der thermischen Energie (10 Zellen, $t_{RL} = 55^\circ C$) | 72 |
| 4.12 | Wirkungsgrad–Kurve eines 2,5 kW Inverters (Abb. übernommen aus [5]) . | 76 |

| | | |
|------|---|-----|
| 4.13 | Strom-Spannungs-Kennlinie einer Zelle ($t_{BZ} = 70\text{ }^\circ\text{C}$, $p_{Anode} = 1\text{ bar}$, $p_{Kathode} = 1,5\text{ bar}$, $i = 0,4\text{ A/cm}^2$, $A_Z = 625\text{ cm}^2$, Nafion-Membran) | 78 |
| 4.14 | Elektrische Leistung und elektrischer Wirkungsgrad eines Brennstoffzellen-Heizgerätes (einschließlich Eigenbedarf, 10 Zellen) | 79 |
| 4.15 | Elektrische Verschaltung von BZ-Stack, Haushaltsverbrauchern, Niederspannungsnetz, Batterie-Speicher und Leistungselektronik | 80 |
| 4.16 | Programmablaufplan für die BZH-Simulation | 83 |
| 4.17 | Kopplungsbedingungen unter TRNSYS | 85 |
| 5.1 | Zonenmodell des Einfamilienhauses mit Pumpenwarmwasserheizung | 90 |
| 5.2 | Definierte elektrische Tageslastgänge (Werktag/ Wochenendtag) für Sommer und Winter | 94 |
| 5.3 | Verschaltung von BZH und Spitzenlastkessel zur Wärmeerzeugung für Heizkreis und TWE | 100 |
| 5.4 | Thermische und elektrische Leistung, Temperaturen und elektr. Arbeit beim Betrieb eines wärmegeführten BZH ($0,52\text{ kW}_{el}/1,23\text{ kW}_{th}$) mit NT-Kessel ($14,0\text{ kW}$) in einer Winterwoche, Basisregelung | 101 |
| 5.5 | In Reihe geschaltetes BZH ($\dot{Q}_{BZH} = 1,23\text{ kW}/P_{el} = 0,52\text{ kW}$) und NT-Spitzenlastkessel ($\dot{Q}_K = 14,0\text{ kW}$), Winterwoche, Basisregelung | 102 |
| 5.6 | Thermische und elektrische Leistung, Temperaturen und elektr. Arbeit beim Betrieb eines wärmegeführten BZH ($0,52\text{ kW}_{el}/1,23\text{ kW}_{th}$) mit NT-Kessel ($14,0\text{ kW}$) in einer Sommerwoche, Basisregelung | 103 |
| 5.7 | Startverhalten eines 4zelligen BZH | 104 |
| 5.8 | In Reihe geschaltetes BZH ($\dot{Q}_{BZH} = 1,23\text{ kW}/P_{el} = 0,52\text{ kW}$) und NT-Spitzenlastkessel ($\dot{Q}_K = 14,0\text{ kW}$), Basisregelung, Sommerwoche | 105 |
| 5.9 | BZH und NT-Kessel mit 150l TWE-Speicher, Basisregelung, Winterwoche | 106 |
| 5.10 | BZH und NT-Kessel mit 150l TWE-Speicher, Basisregelung, Sommerwoche | 107 |
| 5.11 | Elektrische Arbeit sowie elektrische Bedarfsdeckung für versch. Auslegungsvarianten mit NT-Kessel, Basisregelung, Winterwoche | 109 |
| 5.12 | Elektrische Arbeit sowie elektrische Bedarfsdeckung für versch. Auslegungsvarianten mit NT-Kessel, Basisregelung, Sommerwoche | 109 |
| 5.13 | Primärenergievergleich für eine Winter- und Sommerwoche, 150 l TWE-Speicher, Basisregelung, Niedertemperaturkessel | 110 |

| | | |
|------|--|-----|
| 5.14 | Thermische Nutzungsgrade von Niedertemperatur- und Brennwertkessel in der Reihenschaltung mit einem BZH für Sommer- und Winterfall | 112 |
| 5.15 | Nutzungsgrad- und Primärenergievergleich, Reihenschaltung mit Brennwertkessel, 150 l TWE-Speicher, Basisregelung, Sommerfall | 113 |
| 5.16 | Nutzungsgrad- und Primärenergievergleich, Reihenschaltung mit Brennwertkessel, 150 l TWE-Speicher, Basisregelung, Winterfall | 114 |
| 5.17 | Einfluss verschiedener TWE-Speichergrößen bei $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ ($P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) und BW-Kessel $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$, Reihenschaltung, Basisregelung, Sommerfall | 118 |
| 5.18 | Primärenergetischer Vergleich bei unterschiedlichen TWE-Speichergrößen, Anlagenvariante 4, Reihenschaltung, Basisregelung, Sommerfall | 119 |
| 5.19 | Temperaturen, thermische und elektrische Leistung von BZH und Kessel, verbesserte Regelung, Badetag, Sommer | 120 |
| 5.20 | Einfluss verschiedener TWE-Speichergrößen bei $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ ($P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) und BW-Kessel $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$, verbesserte Regelung, Sommerfall | 122 |
| 5.21 | Änderungen wesentlicher Parameter durch Verbesserung von Temperaturfenster und Sensorposition bei unterschiedlichen TWE-Speichergrößen, Variante 4, 1 WT, Sommerfall | 123 |
| 5.22 | Primärenergetischer Vergleich bei unterschiedlichen TWE-Speichergrößen, 1 WT, verbesserte Regelung, Sommerfall | 124 |
| 5.23 | Verschaltung von BZH und Spitzenlastkessel zur Wärmeerzeugung für Heizkreis und TWE (mit 2 WT) | 125 |
| 5.24 | Einfluss verschiedener TWE-Speichergrößen bei $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ ($P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) und BW-Kessel $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$, Parallelschaltung mit verbesserter Regelung, Sommerfall | 126 |
| 5.25 | Primärenergiebedarf bei verschiedenen TWE-Speichergrößen, Parallelschaltung mit verbesserter Regelung, Sommerwoche | 127 |
| 5.26 | Einfluss der TWE-Speichergröße, Basisregelung, Sommerfall | 129 |
| 5.27 | Werte und Einsparpotenziale bei verbesserter Regelung, versch. TWE-Speichergrößen, Sommerfall | 131 |

| | | |
|------|---|-----|
| 5.28 | Primärenergetischer Vergleich bei unterschiedlichen TWE-Speichergrößen, 1 WT, Sommerfall | 132 |
| 5.29 | Monetärer Vergleich der Varianten unter Berücksichtigung von Erdgas- und Stromkosten sowie Einspeisevergütung in einer Sommer- und Winterwoche | 133 |
| 5.30 | Jahresvergleich nach energetischen Gesichtspunkten | 137 |
| 5.31 | Nutzungsgrade sowie BZH-Anteile für verschiedene Auslegungsvarianten,150 l-- TWE-Speicher | 137 |
| 5.32 | Primärenergievergleich verschiedener Auslegungsvarianten,150 l–TWE-Speicher | 139 |
| 5.33 | Jahresvergleich von elektrischer Arbeit sowie Bedarfsdeckung verschiedener BZH-Konfigurationen | 139 |
| 5.34 | Elektrischer Arbeit sowie Bedarfsdeckung verschiedener BZH-Konfigurationen, Sommerwoche | 140 |
| 5.35 | Jahresvergleich der günstigsten BZH-Konfigurationen nach Primärenergie,- CO_2 -Emission und Betriebskosten | 141 |
| 5.36 | Grenzkosten der BZH-Investition in Anlagen mit Spitzenlastkessel | 145 |
| 5.37 | Jahresprimärenergie mit zunehmender BZH-Größe für Stromerzeugungsnut- zungsgrade (Netz) von 55% und 38%, wärmegeführter Betrieb, 150 l–TWE- Speicher | 147 |
| A.1 | Zapfprofile und Summenganglinie (bezogen auf 60°C) für die Tagestypen . | 171 |
| A.2 | Verläufe der inneren Wärmequellen für beide Tagestypen | 172 |
| A.3 | Verläufe der CO_2 -Emissionen für beide Tagestypen | 172 |
| A.4 | Verlauf der Feuchtelasten | 173 |
| A.5 | Verlauf wesentlicher thermischer und elektrischer Größen bei BZH ($\dot{Q}_{BZH} =$ $15,2 \text{ kW}/P_{el} = 5,14 \text{ kW}$) ohne Spitzenlastkessel, Winterwoche, Basisregelung | 175 |
| A.6 | Verlauf wesentlicher thermischer und elektrischer Größen bei BZH ($\dot{Q}_{BZH} =$ $15,2 \text{ kW}/P_{el} = 5,14 \text{ kW}$) ohne Spitzenlastkessel, Sommerwoche, Basisrege- lung | 176 |
| A.7 | Verlauf wesentlicher thermischer und elektrischer Größen bei konstantem BZH- Betrieb ($\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}/P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) mit BW-Spitzenlastkessel, Som- merwoche | 177 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-----|---|-----|
| 2.1 | Brennstoffzellen im Überblick [48] [51] [60] | 5 |
| 2.2 | Konsortien in der Entwicklung von PEMFC-Brennstoffzellenheizgeräten [9] | 11 |
| 4.1 | Molare Zusammensetzung der Ein- und Ausgangsstoffströme des Autothermen Reformers mit Vorheizung und idealen CH_4 -Umsätzen | 40 |
| 4.2 | Molaren Zusammensetzung der Ein- und Ausgangsstoffströme der HT-/ NT-Shiftstufe bei idealen CH_4 -Umsätzen | 41 |
| 4.3 | Molaren Zusammensetzung der Ein- und Ausgangsstoffströme der SelOx-Stufe bei idealen CH_4 -Umsätzen | 42 |
| 4.4 | Elektr. Leistungsdaten bei Bruttoleistung von $P_{el,brutto} = 1181,0 W$ (8zelliges Stack) [72] | 77 |
| 5.1 | Varianten der Leistungsbemessung von BZH und Kessel | 88 |
| 5.2 | Anzahl der Zapfungen im Haushalt | 96 |
| 5.3 | Mittler Arbeits- und Leistungspreis für Erdgas und Elektroenergie sowie Strom-Einspeisevergütung [25] [21] | 99 |
| 5.4 | Sensorposition und Temperaturfenster von BZH und Kessel zur TWE-Speicher-Nachladung, 1 Wärmeübertrager | 117 |
| 5.5 | Sensorposition und Temperaturfenster von BZH und Kessel zur TWE-Speicher-Nachladung, 1 Wärmeübertrager | 120 |
| 5.6 | Sensorposition und Temperaturfenster von BZH und Kessel zur TWE-Speicher-Nachladung, 1 Wärmeübertrager | 130 |
| 5.7 | Sensorposition und Temperaturfenster von BZH und Kessel zur TWE-Speicher-Nachladung, 2 Wärmeübertrager | 136 |
| A.1 | Temperaturen, Molanteile, Volumen-/ Molenströme und ab- oder zuzuführende thermische Leistungen der Brenngasaufbereitungsstufen für ein PEMFC-Stack mit 10 Zellen | 165 |
| A.2 | Molare Zusammensetzung des Anodenrestgases vor und nach der Nachverbrennung | 166 |
| A.3 | Energieverbrauch von Haushaltsgeräten und deren Anteile am Gesamtstrombedarf [23] | 170 |
| A.4 | Anschlusswerte elektrischer Geräte in Abhängigkeit von verschiedenem hersteller- und systemabhängigen Leistungsbedarf [91] | 170 |

Formelzeichen und Abkürzungen

| Symbol | Bedeutung | Wert | Einheit |
|-----------|---|---------|--------------|
| A | Fläche | | m^2, cm^2 |
| c_p | spezifische Wärmekapazität bei konst. Druck | | $J/(kgK)$ |
| C | Konstante | | – |
| c | Konzentration | | %, ppm |
| F | Faraday-Konstante | 96484,6 | As/mol |
| G | Gibbssche Enthalpie | | kJ/mol |
| h | molare Enthalpie | | J/mol |
| H | Enthalpie | | J |
| \dot{H} | Enthalpiestrom | | W |
| I | elektrische Stromstärke | | A |
| i | Stromdichte | | A/cm^2 |
| i_0 | Austausch-Stromdichte | | A/cm^2 |
| k | Wärmedurchgangskoeffizient | | $W/(m^2K)$ |
| m | Masse | | kg |
| \dot{m} | Massestrom | | kg/s |
| M | Molmasse | | kg/mol |
| n | Stoffmenge | | mol |
| \dot{n} | Molenstrom | | mol/s |
| n_Z | Anzahl der Zellen im BZ-Stack | | – |
| p | Druck | | Pa |
| p_b | Atmosphärendruck | 101,3 | kPa |
| P | Leistung | | W |
| Q | thermische Energie | | J, Wh |
| \dot{Q} | Wärmestrom | | W |
| R | allgemeine Gaskonstante | 8,3145 | $kJ/(kmolK)$ |
| S | Entropie | | kJ/K |
| t | Temperatur | | $^{\circ}C$ |
| T | Absoluttemperatur | | K |
| U | Spannung | | V |
| V | Volumen | | m^3 |
| \dot{V} | Volumenstrom | | m^3/s |
| W | Arbeit | | kJ, kWh |
| z | Anzahl der Elektronen | 2 | – |
| α | Wärmeübergangskoeffizient | | $W/(m^2K)$ |
| α | Verhältnis der ATR-Teilreaktionen | | – |
| β | Verhältnis der DR-Teilreaktionen | | – |
| γ | Koeffizienten (empirisch oder aus Literaturangaben gemittelt) | | – |
| Δ | Differenz | | – |
| η | Wirkungsgrad/ Umsatzgrad | | – |
| λ | Luftzahl | | – |
| Φ | Betriebscharakteristik Wärmeübertrager | | – |
| ψ | Molanteile/ Stoffmengenanteil | | mol/mol |
| τ | Zeit | | s |

| Indizes | Bedeutung |
|-------------|-----------------------------|
| <i>a</i> | außen |
| <i>Abg</i> | Abgas |
| <i>ARG</i> | Anodenrestgas |
| <i>ATR</i> | Autotherme Reformierung |
| <i>B</i> | Bildung |
| <i>Batt</i> | Batterie |
| <i>bed</i> | Bedarf |
| <i>BGA</i> | Brenngasaufbereitung |
| <i>Br</i> | Brenner/ Brennkammer |
| <i>DR</i> | Dampfreformierung |
| <i>el</i> | elektrisch |
| <i>HK</i> | Heizkreis |
| <i>HWÜ</i> | Hauptwärmeübertrager |
| <i>i</i> | Laufvariable |
| <i>i</i> | innen |
| <i>Inv</i> | Inverter |
| <i>j</i> | Laufvariable |
| <i>Kond</i> | Kondensator |
| <i>l</i> | liquid/ flüssig |
| <i>PK</i> | Primärkühlkreis |
| <i>pr</i> | Primär |
| <i>POX</i> | Partielle Oxidation |
| <i>R</i> | Reaktion |
| <i>Ref</i> | Reformierung |
| <i>RL</i> | Rücklauf |
| <i>S</i> | Sättigung |
| <i>th</i> | thermisch |
| 0 | bezogen auf Normbedingungen |
| <i>rev</i> | reversibel |
| <i>U</i> | Umsatz |
| <i>Ü</i> | übertragen |
| <i>Verl</i> | Verlust |
| <i>VL</i> | Vorlauf |
| <i>W</i> | Wasser |
| <i>Z</i> | Zellen |

| Bezeichnung | Bedeutung |
|-------------|----------------------------|
| <i>BZ</i> | Brennstoffzelle |
| <i>BZH</i> | Brennstoffzellen-Heizgerät |
| <i>BW</i> | Brennwert |
| <i>TWE</i> | Trinkwassererwärmung |
| <i>GuD</i> | Gas- und Dampfturbine |

1 Einführung

Das Wissen um die Endlichkeit der Primärenergieressourcen bei steigendem Energiebedarf der Weltbevölkerung und die zunehmende Umweltbelastung durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe erfordert neue Technologien zur Energieerzeugung bzw. -umwandlung.

Ein Konzept zu energetischen Einsparungen verbunden mit nennenswerten CO_2 -Minderungen, das seit einigen Jahren in der Öffentlichkeit kontrovers diskutiert wird, ist die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen.

Aufgrund der direkten Umwandlung von chemisch gebundener Energie in elektrische und thermische Arbeit werden mit Brennstoffzellen (BZ) höchste Brennstoffausnutzungsgrade in einem breiten Leistungsspektrum erzielt. Dies prädestiniert sie auch für die Anwendung in Wohngebäuden, so dass Energie dort erzeugt wird, wo sie benötigt wird. Es entfallen Transportverluste, wie sie bei großräumiger Elektrizitätsverteilung und Fernwärme anfallen.

Ergebnisse aus Pilotanlagen sowie breit angelegten Feldtests beweisen die prinzipielle Machbarkeit und euphorisieren die Branche. Jedoch scheinen derzeit technologische und vor allem wirtschaftliche Hemmnisse den Fortgang von Forschung und Entwicklung zu prägen. Aspekte wie Investitionskosten, Lebenserwartung, Zyklfestigkeit und Miniaturisierung der Wasserstoffherzeugung verzögern die Umsetzung der Brennstoffzellentechnik in ein marktreifes Serienprodukt.

Die Maßgabe an die neue Technologie besteht neben der Bezahlbarkeit in der Erfüllung der Versorgungsaufgabe. Dabei tritt die Brennstoffzelle etablierten und hocheffizienten Versorgungskonzepten gegenüber, die ihre Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit über lange Jahre hinweg unter Beweis gestellt haben.

Triebkraft der weltweiten Entwicklungsanstrengungen stellt dabei der BZ-Einsatz im Antrieb von PKWs und Bussen dar. Die zu erwartenden Synergieeffekte verleihen der Anwendung zur stationären Energieerzeugung weitere Impulse und schaffen breite Akzeptanz für diese innovative Technik.

In Deutschland befindet sich die Energieversorgung durch die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in einer Umbruchphase. Die Marktchancen werden einerseits durch technische Weiterentwicklungen, vor allem aber durch das Umfeld des liberalisierten Marktes mit tendenziell sinkenden Energiepreisen beeinflusst. Durch die veränderten Rahmenbedingungen und das Erreichen prognostizierter Investitionskosten könnte die Brennstoffzellentechnik fester

Bestandteil einer mittelfristigen Energieversorgung werden und als Brückentechnologie hin zur Wasserstoff-Wirtschaft fungieren. Potenziale dafür sind erkennbar.

Infolge günstiger Betriebstemperaturen und vergleichsweise geringem anlagentechnischen Aufwand eignen sich Niedertemperatur-Brennstoffzellen wie die Proton-Exchange-Membrane Fuel Cell (PEMFC) ausgezeichnet für die Kraft-Wärme-Kopplung im Einfamilienhaus. In Kopplung mit einem Autothermen Reformer zur Wasserstoffgewinnung aus Erdgas ist ein intermittierender Betrieb mit kurzen Anfahrzeiten und schnellen Laständerungen möglich; vorhandene Infrastrukturen zur Brenngasverteilung können genutzt werden.

Diese Arbeit beschreibt die mathematische Entwicklung und simulationstechnische Anwendung eines erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-Heizgerätes (BZH).

Die Bearbeitung des Themas verläuft prinzipiell in zwei Teilen: Nach allgemeinen technologischen Grundlagen zu Brennstoffzellen und Brenngasaufbereitung steht im Mittelpunkt des ersten Teils die mathematische Modellierung des Gesamtsystems. Im Einzelnen werden die Stoff- und Energieströme in den Komponenten der Brenngasaufbereitung, im Brennstoffzellen-Stack, Anodenrestgasbrenner und Kondensator bilanziert und unter Berücksichtigung von Speichereffekten Elektroenergieerzeugung und Nutzwärmeauskopplung in hoher zeitlicher Auflösung nachgebildet.

Am Ende dieses Komplexes stehen einige Ausführungen zur Softwareentwicklung und Implementierung in die bestehende Simulationsumgebung.

Inhalt des zweiten Teiles besteht in der Anwendung des erarbeiteten Simulationsmodells. Um die verschiedenartigen Anforderungen an den Betrieb des BZH aufzuzeigen, erfolgt die ganzheitliche Betrachtung mit Berücksichtigung von Anlagentechnik und Nutzereinflüssen im Einfamilienhaus zunächst getrennt für den Sommer- und Winterbetrieb. Aufbauend auf den Ergebnissen zur BZH-Dimensionierung und TWE-Speichergöße mit Regelungsverbesserung geben die abschließenden Jahressimulationen qualitativ und quantitativ Aufschluss über energetisch und wirtschaftlich optimale Betriebsweisen, Leistungsauslegung und primärenergetische Einsparpotenziale der Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen.

Mit dieser Arbeit soll ein Beitrag zum Durchbruch der Brennstoffzellentechnik für eine nachhaltige Energieversorgung geleistet werden.

2 Die Brennstoffzelle

2.1 Grundlegendes

Die Brennstoffzelle (BZ) ist die Umkehrung der Elektrolyse. Das Phänomen, dass durch Wasser geleiteter Gleichstrom an den Elektroden die Bildung von Wasserstoff und Sauerstoff verursacht, wurde bereits 1839 entdeckt. Im weiteren Verlauf der Forschungen wurde die Umkehrbarkeit dieser Reaktion durch den englischen Physiker Sir William Grove nachgewiesen – die Brennstoffzelle war geboren.

Ihre Weiterentwicklung bis hin zu einer leistungsstarken Energieerzeugung war unter damaligen Verhältnissen schwierig. Wenig später entdeckte Werner von Siemens (1866) das elektrodynamische Prinzip und die Verbrennungsmotoren von Otto 1863 und Diesel 1892 revolutionierten die Industrialisierung. Groves Entwicklung geriet trotz potenzieller Vorteile in Vergessenheit. Erst Mitte des letzten Jahrhunderts wurde die Brennstoffzelle neu entdeckt und zu den Raumfahrtmissionen von Gemini 1962 und Apollo 1969 eingesetzt.

Gegenwärtig wird weltweit der Forschungs- und Entwicklungsaufwand vorangetrieben. Brennstoffzellen weisen ein breites Einsatzspektrum auf. Sie sind für die Kraft–Wärme–Kopplung von wenigen Watt bis einigen Megawatt, für portable Anwendungen zur Stromversorgung von Mobiltelefonen und Laptops sowie für den Einsatz in der Automobilindustrie für emissionsarme und hocheffiziente Fahrzeugantriebe einsetzbar.

Die Automobilindustrie ist derzeit die Haupttriebkraft für die Brennstoffzelle. 1993/94 wurde die Machbarkeit von BZ-Fahrzeugen von Daimler-Chrysler im NeCar 1 oder dem Ballard-Bus nachgewiesen. Noch in diesem Jahrzehnt soll der NeCar mit einer 70 kW –BZ in Kleinserie auf den Markt. Nahezu alle Automobilfirmen arbeiten heute an dem Wasserstoff–Antrieb.

Im Bereich der Hausenergieversorgung müssen die BZ mit der Stromversorgung aus dem öffentlichen Netz und der Wärmeversorgung durch Brennwertkessel konkurrieren. Aufgrund der ausgereiften und optimierten konventionellen Technik und deren breiter Akzeptanz wird die Konkurrenzfähigkeit für Brennstoffzellen–Anlagen zur Kraft–Wärme–Kopplung schwer zu erreichen sein. Insbesondere die erheblichen Investitionskosten, die auch durch hohe Stückzahlen nicht ausreichend reduzierbar sind, stehen der erfolgreichen Markteinführung entgegen [76]. Die Kommerzialisierung der Brennstoffzellentechnik wird neben der technischen Weiterentwicklung vor allem durch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bestimmt. Heutige Aus-

sagen zu Kosten und Zuverlässigkeit stellen lediglich Zielvorgaben dar. Bleibt abzuwarten, in wie weit die fortschreitende Liberalisierung des Energiemarktes die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Anlagen beeinflusst.

2.2 Brennstoffzellenarten

Brennstoffzellen werden nach Betriebstemperaturen, Betriebsdruck, eingesetzten Brennstoffen oder verwendeten Elektrolyten unterschieden. International hat sich die Bezeichnung nach der ionenleitenden Schicht – dem Elektrolyten – durchgesetzt. Prinzipiell werden sechs Typen klassifiziert, deren wesentliche Merkmale in Tabelle 2.1 zusammengestellt sind.

| Brennstoffzellentyp | Energie-träger (Anode) | Oxidant (Kathode) | Elektrolyt | Temperaturbereich | Katalysatoren (Anode – Kathode) | Elektr. Wirkungsgrad | Leistungsbereich | Einsatzgebiet |
|---|------------------------------------|---------------------|--------------------|-------------------|--|----------------------|------------------|---|
| SOFC - Oxidkeramische BZ (Solid Oxid Fuel Cell) | Kohlenwasserstoffe; H ₂ | Luft O ₂ | Keramik (Festoxid) | 800 – 1000°C | Ni/ Zr ₂ O ₃ -LaSrMnO ₃ | > 60% | 1 kW-100 MW | HKW, Hausenergieversorg. |
| MCFC - Schmelzkarbonat-BZ (Molten Carbonat Fuel Cell) | Kohlenwasserstoffe; H ₂ | Luft O ₂ | Karbonat-schmelze | 600 – 650°C | Ni – NiO | > 60% | 100 kW-100 MW | HKW |
| PAFC - Phosphorsaure BZ (Phosphoric Acid Fuel Cell) | H ₂ | Luft O ₂ | Phosphorsäure | 160 – 220°C | Pt – Pt | 40 – 50% | 200 kW-10 MW | HKW |
| DMFC Direktmethanol-BZ (Direct Methanol Fuel Cell) | Methanol | Luft O ₂ | Polymer | 80 – 110°C | Pt/Ru – Pt | 40 – 60% | 100 W - 10 MW | Hausenergieversorg., Fahrzeugantrieb, portable A. |
| PEMFC - Polymer Elektrolyt Membran BZ (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) | H ₂ | Luft O ₂ | Polymer | 60 – 100°C | Pt/Ru – Pt | 40 – 60% | 100 W - 10 MW | Hausenergieversorg., Fahrzeugantrieb, portable A. |
| AFC - Alkalische BZ (Alcaline Fuel Cell) | H ₂ | O ₂ | Kalilauge | 60 – 90°C | Ni/Pt – Ag | 40 – 60% | 100 W-20 kW | Raumfahrt, Militärtechnik |

Tabelle 2.1: Brennstoffzellen im Überblick [48] [51] [60]

Auf die Charakterisierung der einzelnen BZ-Typen soll an dieser Stelle verzichtet werden. Ausführliche Erläuterungen zu Bauformen und Funktionsprinzipien sind in Standardwerken und vielen Veröffentlichungen zu finden [48] [51] [40] [5] [60].

Der gegenwärtige Entwicklungsstand der einzelnen Brennstoffzellentypen ist wie folgt zu beschreiben:

Die PEMFC gilt als der vielversprechendste Brennstoffzellentyp für stationäre sowie portable und mobile Anwendungen im Klein- und Mittelleistungsbereich. Wie in Kapitel 2.4 näher er-

läutert, arbeitet eine Vielzahl von Forschungsinstituten und Wirtschaftsunternehmen an der marktreifen Entwicklung von Brennstoffzellen-Heizgräten (BZH). Gründe dafür werden im nachfolgenden Abschnitt 2.3 gegeben.

Eine modifizierte Art der Polymermembran-BZ stellt die DMFC dar. Durch den direkten Methanolbetrieb entfallen aufwändige Reformierungs- und Reinigungsstufen. Allerdings befindet sich die Direkt-Methanol-BZ derzeit im Stadium der Grundlagenforschung. Prinzipielle Schwierigkeiten hinsichtlich Materialeinsatz und Verträglichkeiten sowie Dichtheitsprobleme gilt es dabei noch zu überwinden.

Vergleichsweise weit entwickelt und in zahlreichen Versuchsanlagen und Feldtests installiert, besitzt die SOFC hohe Chancen für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung. Anwendungen werden im mittleren Leistungsbedarf von $250\text{ kW} \dots 10\text{ MW}$ gesehen. Kombiniert mit einem Gasturbinenprozess konnte bereits ein elektrischer Wirkungsgrad von 52% gemessen werden [34]. 2004 soll eine erste kommerzielle Fertigungslinie im Leistungsbereich von 220 kW_{el} verfügbar sein [34]. Zum heutigen Stand wird diese Hochtemperatur-Brennstoffzelle ebenfalls in 1 kW -Größe zur Hausenergieversorgung erprobt, und eine Serienfertigung für 2005 anvisiert [64]. Es bleibt abzuwarten, inwieweit die SOFC für den Kleinleistungsbereich geeignet ist.

Die Entwicklung der zweiten Hochtemperatur-Brennstoffzelle MCFC wird zum gegenwärtigen Stand im 250 kW -Leistungsbereich forciert. Bis heute wurden zehn Feldversuchsanlagen erprobt, die 2005/06 zu einer Serienfertigung des sog. "Hot Modules" führen soll. Ein gemessener elektrischer Wirkungsgrad von 47% und der Betrieb mit zahlreichen Gasgemischen zeichnen die MCFC für die Kraft-Wärme-Kopplung im mittleren Leistungsbereich aus [1].

Die Phosphorsaure BZ (PAFC) wurde in den letzten Jahren hauptsächlich durch ein amerikanisches Unternehmen für die elektrische Leistung von 200 kW weltweit installiert. Es konnten umfangreiche Erfahrungen zum prinzipiellen Betrieb von Brennstoffzellen-Systemen gesammelt werden. Konstruktionsbedingt stößt die PAFC an Einsatz- und Wirkungsgradgrenzen und ist heute nicht mehr Forschungsgegenstand für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung. Eine sehr ausgereifte und gut erprobte Technologie stellen Alkalische Brennstoffzellen (AFC) dar. Sie wurden bereits in den 60er Jahren für das US amerikanische Raumfahrtprogramm "Apollo" eingesetzt. Da diese BZ nur mit hochreinem Wasserstoff und Sauerstoff zu versorgen ist und teure Materialien benötigt, wird sie sich auch zukünftig nur auf Nischenanwendungen beschränken.

2.3 Die PEMFC für die stationäre Anwendung in Gebäuden

Die Proton-Exchange-Membrane Fuel Cell (PEMFC) ist der zur Zeit am weitesten verbreitete Brennstoffzellentyp. Aufgrund niedriger Betriebstemperaturen, des modularen Aufbaus, geringer Anlagenkomplexität und des dynamischen Betriebsverhaltens findet diese BZ vielfältige Anwendungsmöglichkeiten. Insbesondere forciert die Automobilindustrie deren Entwicklung für den Einsatz als Fahrzeugantrieb. Durch diese Synergieeffekte sind gegenüber anderen Arten die höchsten Kostenreduktionspotenziale zu erwarten.

Bei dieser Niedertemperatur-BZ erfolgt die Wärmeauskopplung mit geringem anlagentechnischen Aufwand. Da die optimalen Betriebstemperaturen bei $T = 70 \dots 90^\circ\text{C}$ liegen, ist Wärme auf dem Niveau konventioneller Niedertemperatur-Heizsysteme auskoppelbar. Auf elektrische und thermische Lasten reagiert sie dynamisch. Ein intermittierender Betrieb mit kurzen Anfahrzeiten und schnellen Laständerungen zeichnet diese Technik aus und prädestiniert sie für die stationäre Anwendung in Wohngebäuden.

Weitere positive Charakteristika gegenüber anderer BZ-Typen können wie folgt zusammengestellt werden:

- prinzipielle Funktionsfähigkeit bereits unterhalb der Raumtemperatur (Elektrolyt von Hochtemperatur-BZ erst bei $T > 500^\circ\text{C}$ leitfähig)
- gute Kaltstarteigenschaften (lange Aufheizzeiten (im Stundenbereich) bei PAFC, MCFC und SOFC)
- hohe Teillastwirkungsgrade (Merkmal aller BZ)
- kathodenseitiger Betrieb mit Luftsauerstoff (AFC benötigt Reinstsauerstoff)
- keine Mindesttemperatur erforderlich, Abschaltung unproblematisch (Temperaturen der PAFC wegen Auskristallisation im Elektrolyt permanent $T > 42^\circ\text{C}$)
- hohe Leistungsdichte, Steigerung durch Druckerhöhung
- sicherer Betrieb in Langzeittests nachgewiesen (DMFC im Stadium der Grundlagenforschung)
- Zusatzaggregate infolge hoher Betriebstemperaturen nicht zwingend (nachgeschaltete Gasturbine bei MCFC und SOFC erhöht die Effizienz)
- keine bzw. geringe Schallemission (im drucklosen Betrieb bei allen BZ)
- geringer Aufwand für Steuerung und Überwachung

Nachteil der PEMFC-Technik besteht in den hohen Reinheitsanforderungen an das zugeführte Brenngas. Da für die Hausenergieversorgung mittelfristig der Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffen erzeugt werden muss, ist der PEM-Brennstoffzelle ein komplexer Reformierungsprozess mit anschließender Feinreinigung vorzuschalten. Besonders Kohlenmonoxid wirkt zellschädigend und ist bis auf geringe Konzentrationen aus dem Reformat zu entfernen (siehe Kap.3). Betriebsverhalten, anlagentechnischer Aufwand und besonders die Systemdynamik werden wesentlich durch die Brenngasaufbereitung bestimmt. Oben angeführte positive Eigenschaften der PEMFC sind unter Berücksichtigung der Systemintegration mit vorgeschalteter Brenngasaufbereitung neu zu bewerten.

Hier bietet sich der Vergleich mit dem ebenfalls für die Hausenergieversorgung entwickelten und derzeit in Feldtests laufenden, erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-Heizgerät auf SOFC-Basis an.

Die SOFC gehört zu den Hochtemperaturbrennstoffzellen und weist, wie in Tabelle 2.1 dargestellt, Betriebstemperaturen von $T = 700 \dots 950 \text{ }^\circ\text{C}$ auf. Daraus ergeben sich bereits gegenüber den PEMFC-Systemen höhere Stillstands- und Wärmeübertragerverluste sowie höhere Ansprüche an die Isolierung. Bei Lastwechsel, aber vor allem bei Anfahr- und Abschaltvorgängen treten durch den enormen Temperaturgradienten mechanische Spannungen im Stack auf, die besondere Materialanforderungen verbunden mit Abdichtungsproblemen zur Folge haben. Die langen Aufheizzeiten (bis zu 8 Stunden) und die hohe Stack-Degradation nach Abschaltung schließen einen intermittierenden Betrieb aus. Eine ganzjährige, kontinuierliche Arbeitsweise mit eingeschränkter Lastanpassung ist die Folge. Erfolgt keine Nutzwärme-Abnahme, muss thermische Energie über Dach abgeführt werden.

Für die Charakterisierung des erdgasbetriebenen Brennstoffzellenheizgeräts (BZH) mit PEMFC und Reformier muss prinzipiell in Systeme mit Dampfreformierung (DR) und Autothermer Reformierung (ATR) unterschieden werden. Beiden gleich ist die damit verbundene Senkung des elektrischen Wirkungsgrades von ca. 60% des Stacks auf unter 40% für das BZH. Zudem fallen infolge der Erdgasnutzung Schadstoff- und CO_2 -Emissionen an. Wie nachfolgend noch näher beschrieben, verringert sich die hohe Dynamik des Systems, mit Dampfreformierung stärker, mit ATR weniger. Ein intermittierender Betrieb (bei DR-Nutzung nur bedingt) mit elektrischer und thermischer Leistungsanpassung ist realisierbar. Stand-by-Verluste sind infolge niedriger Betriebstemperaturen vergleichsweise gering.

Gegenüber dem SOFC-System, das ohne Reformierung direkt mit Erdgas, Biogas und an-

deren methanhaltigen Gasgemischen arbeiten kann, wirken sich bei der PEMFC die hohen Anforderungen an die Brennstoffreinheit negativ aus. Die bislang erreichten Wirkungsgrade beider Brennstoffzellen-Systeme im betrachteten Leistungsbereich liegen auf ähnlichem Niveau [64], wobei die Effizienz des Hochtemperatur-BZ-System durch einen zusätzlichen gerätetechnischen Aufwand zu steigern ist: Die hohe Exergie des Abgases ($T > 800\text{ °C}$, druckbehaftet) kann durch die Kopplung mit einem Gasturbinen-Prozess sinnvoll genutzt werden. Für die Hausinstallation scheidet dies jedoch aufgrund der aufwändigen Anlagenkomplexität verbunden mit enormen Kosten und Lärmbelästigung aus.

Die SOFC ist für den Einsatz in der Kraftwerkstechnik prädestiniert. Mit der Kopplung eines Gasturbinen-Prozesses sind höchste Wirkungsgrade ($\eta_{el} > 60\%$) im Leistungsbereich von $100\text{ kW}_{el} \dots 10\text{ MW}_{el}$ zu erzielen [22]. Dabei bleibt abzuwarten, ob sich tubulare oder planare Konzepte durchsetzen werden.

Aus den aufgeführten Gründen lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass die PEMFC trotz einiger Nachteile und derzeitigen Schwierigkeiten sehr gute Erfolgsaussichten zum stationären Einsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern aufweist.

2.4 Stand der kommerziellen BZH-Entwicklung und bestehende Konsortien

Weltweit sind enorme Bemühungen zur einsatzorientierten Forschung und marktreifen Entwicklung der Brennstoffzellentechnik zu verzeichnen. Zahlreiche Herstellerfirmen, Institute und Energieversorger schlossen sich zu Konsortien und Initiativen zusammen und forcieren so die Entwicklung bis hin zur Markteinführung von Brennstoffzellen-Heizgeräten zur Energieversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern. Da in den USA an der BZ-Technik für Nischenanwendungen schon mehrere Jahrzehnte geforscht wird, finden die meisten deutschen BZH-Entwicklungen amerikanische Unterstützung. In Tabelle 2.2 sind die größten internationalen Konsortien aufgelistet (ohne Anspruch auf Vollständigkeit).

Als erster deutscher Hersteller gab *Joh. Vaillant GmbH u. Co, Remscheid* Mitte der 90er Jahre die Entwicklung eines $4,6 \text{ kW}_{el}/7,0 \text{ kW}_{th}$ -BZH für die Kraft-Wärme-Kopplung in Wohngebäuden bekannt. In Verbindung mit einem Zusatzheizkessel von bis zu 35 kW wird der Einsatz im Mehrfamilienhaus angestrebt. Reichhaltige Erfahrungen bringt dabei der amerikanische Partner *Plug Power* ein. In Zusammenarbeit mit zahlreichen Energieerzeugern bzw. -netzbetreibern werden gegenwärtig Pilotanlagen in Gelsenkirchen, Essen sowie Düsseldorf getestet. Mit der CE-Zertifizierung bei dem DVGW wurde die grundsätzliche Betriebssicherheit und Umweltverträglichkeit des BZH nachgewiesen. 2003 beginnt mit ca. 50, über ein Leitsystem miteinander verbundenen Geräten ein erster Feldtest zum virtuellen Kraftwerk. Insgesamt sollen bis 2006 in mehreren europäischen Ländern über 400 Geräte eingesetzt bzw. getestet werden. Bleibt abzuwarten, ob die für 2005 avisierte Markteinführung eingehalten werden kann.

Das Hamburger Unternehmen *HGC - Hamburg Gas Consult GmbH* ist vom Lieferanten bzw. Serviceunternehmen amerikanischer Brennstoffzellen zum Entwickler von BZH für Ein- und Mehrfamilienhäuser gewachsen. Unter Mitwirkung von *Dias Analytic Corporation, USA* entwickelt HGC seit 1997 ein Brennstoffzellenheizgerät der Leistung $1,5 \text{ kW}_{el}$ und $8,0 \text{ kW}_{th}$ mit integriertem Zusatzheizkessel. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind europaweit mehrere Anlagen im Feldtest installiert. Bei erfolgreicher Erprobung soll Ende 2005 ein Vorserien-Modell produziert werden.

Auch die beiden großen deutschen Heizkesselhersteller *Buderus Heiztechnik GmbH, Wetzlar* und *Viessmann Werke GmbH u. Co, Allendorf* sehen für die PEMFC gute Anwendungs-

| Firma/ Institut | Elektrische Leistung | Brennstoff | Partner | Demonstrations- anlagen/Betreiber |
|----------------------------|---------------------------------|-------------------|--|---|
| Buderus | k.A. | Erdgas | IFC | k.A. |
| CETI | 1,5 - 3 kW | Erdgas | | |
| HGC | 3 kW | Erdgas | Dais Analytic Corporation | Systeme in Hamburg, Kassel |
| H-Power | 4,5 kW | Multifuel | | Gaz de France, Fortum Oy, Energy Co-opportunity |
| IdaTech | 1 - 2 kW | Multifuel | Tokyo Boeki | Feldtest bei Bonneville Power Administration geplant |
| NUI | 2 kW | Erdgas | energy partners, Fusion mit Teledyne, weitere Ziele noch unklar | k.A. |
| Nuvera | 1 - 50 kW | Multifuel | Fusion von DeNora fuel cells und EPYX | Partner von RWE, Mitsui, Air Liquide |
| Osaka Gas | 1 kW | Erdgas | Sanyo Electric | Japan Gas Association |
| Vaillant | 4,5 kW | Multifuel | Plug Power | Latham, New York/Plug Power (7 kW) Partner von GE (GE MicroGen) |
| Viessmann | 1 - 3 kW | Erdgas | BMW-Forschungsprojekt im Verbund mit Siemens (Landis & Staefa), SGL Carbon, ZSW (Ulm) und Universitätsinstituten | |

Tabelle 2.2: Konsortien in der Entwicklung von PEMFC-Brennstoffzellenheizgeräten §9]

möglichkeiten im Leistungsbereich bis 5 kW_{el} . *Buderus* setzt mit dem BZH der Leistung $5,0 \text{ kW}_{el}/9,0 \text{ kW}_{th}$ in Verbindung mit einem Spitzenlastkessel auf den Einsatz im Mehrfamilienhaus. Die Geräteentwicklung erfolgt unter Mitwirkung von ITC – International Fuel Cells (neu: UTC), dem weltweit größten Brennstoffzellenhersteller aus den USA. 2004 sollen erste Geräte in kleiner Stückzahl in den Praxistest.

Partner der *Viessmann*-Forschung ist u.a. das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) Baden-Württemberg, die umfangreiche theoretische und praktische Erfahrungen zum PEMFC-Stack einbringen können. Seit 2000 konzentriert man sich bei *Viessmann* auf eine Anlage mit $2,0 \text{ kW}_{el}/5,0 \text{ kW}_{th}$ ebenfalls mit Zusatzheizkessel für die Energieversorgung im Mehrfamilienhaus. Nach umfangreichen Feldtests sollen erste Geräte in kleiner

Stückzahl 2006/2007 verfügbar sein.

Natürlich tragen die großen deutschen Energieversorgungsunternehmen wie *E.ON Energie AG*, *RWE AG* oder *EnBW Energie Baden-Württemberg AG* ebenfalls zum Fortschritt und zur Beschleunigung der Kommerzialisierung der BZ-Technik bei. In zahlreichen Konsortien und Initiativen treten sie als Betreiber bzw. Energiedienstleister auf. RWE bspw. kooperiert u.a. mit dem italienisch-amerikanischen Hersteller *Nuvera Fuel Cells Inc.* und betreibt im Brennstoffzellenpavillon Essen ein PEMFC-Gerät im Leistungsbereich $5,0 \text{ kW}_{el}/7,0 \text{ kW}_{th}$.

Im Rahmen dieser Arbeit konzentriert sich die Dokumentation derzeitiger Projekte auf den Einsatz der PEMFC für die Hausenergieversorgung. Das Schweizer Unternehmen *Sulzer Hexis AG*, *Winterthur* nutzt einen anderen Brennstoffzellentyp: die Solid-Oxide Fuel Cell (SOFC). Seit Ende der 80er Jahre ist das Technologieunternehmen in der Konzeption und Herstellung dieser Hochtemperatur-Brennstoffzelle tätig. 2001 wurden die ersten CE-zertifizierten Geräte ausgeliefert.

Das entwickelte BZH der Leistung $1,0 \text{ kW}_{el}/3,0 \text{ kW}_{th}$ ist mit einem Zusatzheizkessel (12, 16, 22 kW) ausgestattet und für den Einsatz im Ein- und Mehrfamilienhaus konzipiert. Bis zum Jahre 2001 wurden in einem Konsortium, bestehend aus internationalen Gaskonzernen, EVUs und Netzbetreibern, erste Anlagen erprobt. Vom aktuellen Anlagentyp werden bis 2003 rd. 400 Vorseriensysteme produziert. Der breit angelegte, europaweite Feldtest ist bereits ange laufen. 2005 soll die Serienfertigung beginnen.

2.5 Derzeitiger Kenntnisstand zum Betriebsverhalten von PEMFC

2.5.1 Untersuchungen zum Verhalten von PEMFC-Einzelnzellen und Stacks

Seit den 90er Jahren befassen sich weltweit unzählige Forschungsanstalten mit der PEMFC-Grundlagenforschung. Vielfach stehen dabei mikrostrukturelle Bedingungen zum Ablauf der chemischen Reaktionen und daraus ableitend Optimierungsmöglichkeiten für Materialien, Geometrien und Betriebsparameter im Mittelpunkt.

Im folgenden sollen einige Forschungsschwerpunkte wesentlicher nationaler und internationaler Institute der Zellen- und Stackforschung genannt werden.

- Im *Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart* werden an einer Versuchsanlage (5 kW_{el}) Tests zum BZ-Stack-Verhalten im H_2/O_2 -Betrieb durchgeführt. Die theoretischen Untersuchungen ergeben ein instationäres Modell und die Simulation einer PEMFC mit dem Ziel der Beurteilung des Betriebsverhaltens unter Einfluss verschiedener Material- und Strukturparameter [74] [89].
- Am *Zentrum Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) Baden-Württemberg* wird seit Jahren eine umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeit an Einzelzellen sowie Stacks besonders zu Materialien, Zelldesign und Belastbarkeiten geleistet [67] [66].
- Mit der Grundlagenforschung ist ebenfalls das *Forschungszentrum Jülich* betraut. U.a. laufen Labortests mit verschiedenartigen Katalysatoren zur CO -Verträglichkeit [61]
- International sind vor allem die langjährigen Forschungen an Brennstoffzellen im Militär- und Raumfahrtsektor Nordamerikas zu erwähnen. Ergebnisse daraus sind ein allgemeines stationäres PEMFC-Modell auf Basis einer 35zelligen PEMFC am *Royal Military College of Canada* [3] [57] oder die Einzelzellen- bzw Stackanalyse im *U.S. Army Research Laboratory, USA* [16].
- Aus den weitreichenden internationalen Forschungsbemühungen zur Analyse des BZ-Betriebsverhaltens mit mathematischer Modellierung erfolgten Arbeiten am *Department of Materials Engineering, Monash University, Manufacturing Science and Technology, CSIRO, Australien* [46] sowie stationäre Untersuchungen am japanischen Forschungszentrum *New Materials Research Center, Heating, Refrigeration and Energy Development Center, SANYO, Japan* [45] [79].

- Weltweit führend sind US amerikanische Forschungszentren. Insbesondere zu Material und Betriebsparametern wurden mathematische Abbildungen von PEMFCs erarbeitet [52] [78].

Die Beobachtungen der elektrochemischen, hydraulischen und molekularen Vorgänge in einer Zelle lassen Schlussfolgerungen auf das allgemein gültige Strom–Spannungs–Verhalten von PEMFC-Einzelzellen sowie -Stacks zu. Als Ergebnis entstanden zahlreiche mathematische Modelle für das stationäre Betriebsverhalten. Diese sind jedoch für die Stack–Einbindung in ein BZH zu material- und designspezifisch und vernachlässigen darüber hinaus die thermische Auskopplung. Beispielhaft zu nennen sind die Modelle von Bernardi [10], Lee und Kim [52], Sishla [78], Thorstensen [80], Gurau [29] sowie Baschuk [8].

Das stationäre PEMFC–Modell nach Amphlett [57] hingegen kombiniert theoretische Grundlagen mit empirischen Daten und beschreibt somit die Zusammenhänge innerhalb der Membran–Elektroden–Einheit für die Einbindung eines PEM-Stacks in ein BZH mit hinreichender Genauigkeit. Es werden Abhängigkeiten von Betriebsparametern wie Temperatur und Druck, resp. H_2 – / O_2 – Konzentration, berücksichtigt und an einer 35zelligem 5 kW – PEMFC der Firma *Ballard Power Systems Inc., Canada* validiert. Aufgrund ähnlicher Modellgrundlagen bezüglich BZ-Aufbaus und MEA-Zusammensetzung sowie breiter Anwendbarkeit wird das Amphlett–Modell zur Strom–Spannungs–Charakteristik des PEMFC-Stacks im Modell des Brennstoffzellen–Heizgerätes implementiert.

2.5.2 Untersuchungen zum Betriebsverhalten von PEMFC-Brennstoffzellenheizgeräten

Für die stationäre Anwendung der Brennstoffzellentechnik zur Kraft–Wärme–Kopplung sind neben den in sog. BZ-Stacks gestapelten Brennstoffzellen eine Vielzahl von apparativen Aufwendungen notwendig. Die Gesamtheit der geräteintegrierten Komponenten bezeichnet man als Brennstoffzellen–Heizgerät (BZH). Nähere Erläuterungen dazu sind im Kapitel 4.1 ausgeführt.

Die Analyse des Betriebsverhaltens von PEMFC-basierten BZH erfolgt derzeit in drei Kategorien:

1. Stationäre, einsatzunabhängige Laboruntersuchungen
2. Einsatzabhängiges Betriebsverhalten auf Basis messtechnischer Untersuchungen

3. Einsatzabhängiges Betriebsverhalten auf Grundlage theoretischer Wirkungsgrad-Kennlinien

Die messtechnischen Untersuchungen in Testständen umfassen im wesentlichen die technische Realisierbarkeit und Funktionsweise von Brennstoffzellen mit Brenngasaufbereitung zur stationären Kraft-Wärme-Kopplung. Neben den Geräteherstellern besitzen wissenschaftliche Einrichtungen wie das *Forschungszentrum Jülich, Projekt Brennstoffzelle* und das *ZSW Ulm* die Möglichkeit, Messreihen an Brennstoffzellenanlagen unter stationären Verhältnissen aufzunehmen. Die daraus ableitbaren Aussagen zum Lastverhalten bilden die Grundlage für einsatzabhängige Betrachtungen z.B. im Ein- und Mehrfamilienhaus.

Zahlreiche grundlegende Untersuchungen zum BZ-Einsatz in Wohngebäuden wurden auf Basis des Verlaufs von erzeugter Wärme zu Elektroenergie (Stromkennzahl) sowie theoretischer Wirkungsgrad-Kennlinien durchgeführt. Während einige Betrachtungen lediglich auf die Gegenüberstellung von Erzeugung und Bedarf jährlicher thermischer und elektrischer Arbeit mit dem Vergleich zu konventioneller Technik abzielen (z.B. [47]), erfolgen in den meisten Systemanalysen – wie in Bokämper [11], Kruhl [49], Scheffler [70], Becker/Priebe [9], LBST [13] sowie Handke [31] – die Berechnungen mit Hinterlegung von BZH-Wirkungsgrad-Kennlinien und Tagesganglinien für Wärmebedarf sowie Elektroenergie in Gebäuden. Prinzipielle Bewertungen der Energieaufwendungen, Emissionen sowie Potenziale der Wirtschaftlichkeit für Brennstoffzellensysteme im Ein- und Mehrfamilienhaus wurden von Hutter/Krammer [44], Kurr [50] sowie Härtel [32] auf dieser Basis erbracht. Diese theoretischen Untersuchungen von PEMFC-BZHs mit Reformern (Dampfreaktor) für Ein- und Mehrfamilienhäuser basieren auf empirischen Bedarfsstrukturen bzw. synthetisierten Strom- und Wärmelastgängen (Gebäudewärmebedarf, TWE).

Aus experimentellen Untersuchungen an der *Universität GH Essen, Technik der Energieversorgung und Energieanlagen* und Berechnungen an Dampfreaktoren entstand ein gekoppeltes Modell zur Simulation des stationären Betriebsverhaltens [72]. Dabei liegen Gebäudewärme- und Elektroenergiebedarf ebenfalls als Lastganglinien zu Grunde. Weder Nutzerverhalten noch TWE werden hinreichend berücksichtigt.

Auch die vom *Zentrum für Brennstoffzellentechnik GmbH, Duisburg* und *Gerhard-Mercator-Universität Duisburg, Fachgebiet Energietechnik* durchgeführten Jahressimulationen basieren auf stationäre Wirkungsgradkennlinien für thermische und elektrische Energie eines PEMFC-

BZH [54] [37]. Dabei stehen prinzipielle Geräteanforderungen sowie spezielle Analysen zum Vergleich zu konventionellen Systemen im Vordergrund.

Unter der Leitung des *Institutes für Wärmetechnik (IWT) der TU Graz* wird derzeit an einem Simulationsprogramm zur Beschreibung des Betriebsverhaltens von BZHs gearbeitet [41]. Dieses wird auf Basis messtechnisch erfasster Daten aus einem 2002 gestarteten Demonstrationsprojekt mit einem erdgasbetriebenen 5 kW -BZH unter Adaption kommerziell erhältlicher Software erstellt.

2.6 Untersuchungsziele und Methodik

Die Ausführungen zum derzeitigen Kenntnisstand zeigen deutlich, dass umfassende Untersuchungen zum Betriebsverhalten und zur optimalen Dimensionierung von BZHs bei dynamischer Arbeitsweise notwendig sind.

Neben den aufgezeigten Feldtests spielen die theoretischen Betrachtungen zur energetischen, wirtschaftlichen und ökologischen Bewertung und Optimierung stationärer BZ-Anwendungen die entscheidende Rolle. Insbesondere dynamische Vorgänge, die in den angeführten Methoden zumeist ungenügend Berücksichtigung finden, wirken sich erheblich auf Anlagenkonzeption und -betrieb aus.

Als Untersuchungsmethodik wird die Bildung eines Simulationsmodells gewählt. Mit Hilfe moderner Rechentechnik bietet die dynamische Anlagensimulation die Möglichkeit, Problemfälle beim Einsatz der innovativen Technik frühzeitig zu erkennen. Auf Basis des analytischen Lösungsansatzes entsteht ein Arbeitsmittel, das quantitative Aussagen zu dynamischen Prozessen ermöglicht.

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell beschreibt ein Brennstoffzellen-Heizgerät im Leistungsbereich bis 10 kW_{el} mit PEMFC (Proton-Exchange-Membrane Fuel Cell) und Autothermer Reformierung zum Einsatz im Einfamilienhaus. Mit hinreichender Genauigkeit sind die thermischen und elektrischen Betriebsverhältnisse in Verbindung mit den erforderlichen gebäudetechnischen Anlagen, insbesondere der Kopplung mit einem Spitzenlastkessel möglich.

Die gekoppelte Simulation von Anlage und Gebäude (einschließlich Nutzer) wird unter besonderer Berücksichtigung folgender Punkte geführt:

1. Betriebsverhalten des BZH mit Reformer
2. Betriebsverhalten des Spitzenlastkessels
3. Betriebsverhalten der Heizungsanlage einschließlich Trinkwassererwärmung
4. Thermisches Verhalten des Gebäudes
5. Nutzerverhalten (thermische und elektrische Lasten sowie CO_2 - und Feuchte-Emissionen)
6. Außenklimatischer Verlauf (Gesamtjahr)

Im Ergebnis der Analyse sind Aussagen zum spezifischen Betrieb und zur Leistungsauslegung sowie Anlagenkonzeption von Brennstoffzellen-Heizgeräten und deren Auswirkung auf die

Gebäudetechnik möglich. Desweiteren sind Anregungen zur technischen Weiterentwicklung von BZHs abzuleiten.

Eine allgemeine Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Brennstoffzellentechnik ist im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgesehen. Zahlreiche Untersuchungen belegen, dass die enormen Investitionskosten auch mittelfristig einem wirtschaftlichen Betrieb entgegen stehen. Angaben zu erreichbaren Zielkosten bei Massenproduktion weisen erhebliche Schwankungen auf und sind aufgrund teilweise unterschiedlicher Annahmen schwer vergleichbar.

Um jedoch Hinweise zum ökonomisch sinnvollen Betrieb unter Beachtung primärenergetischer Aufwendungen zu geben, fließen Betriebskosten einschließlich Erdgas- und Stromkosten sowie Einspeisevergütung mit Berücksichtigung geltender Verordnungen in die Betrachtung ein. Zudem erfolgt eine Abschätzung der Grenzinvestitionskosten von BZH.

Bei der Entwicklung der Brennstoffzellentechnik zu einer soliden und nachhaltigen Form der KWK-Nutzung im Gebäude gilt es noch ein breites Spektrum an Teilproblemen zu lösen. Aus der Vielzahl von Untersuchungsmöglichkeiten konzentriert sich diese Arbeit – ausgehend vom derzeitigen Stand der Forschung – auf die wesentlichsten Problemstellungen.

Folgende Aspekte finden in dieser Untersuchung wenig oder keine Berücksichtigung.

- Infolge Langzeit- und/ oder intermittierendem Betrieb mögliche Stack-Degradation
- Neueste Material- und Stackentwicklung nach dem Stand von 2002
- Von ATR verschiedene Reformierungsarten sowie reiner Wasserstoffbetrieb
- Die für den praktischen Einsatz wesentlichen Faktoren der Verfügbarkeit, Lebensdauer und evtl. Redundanzen
- Elektroenergie-Management zur Glättung elektrischer Lastspitzen (Verlagerung nicht zeitgebundener elektrischer Abnehmer in bedarfsärmere Betriebsstunden)
Einsatz von erdgasbetriebenem Herd und Wäschetrockner
- Problemstellung der Netzbetreiber hinsichtlich Netzurückwirkungen, Netzsynchronisierung, Oberschwingungsanteile, Netzkapazitäten auf Niederspannungsebene, Ein- oder Mehrphasen-Einspeisung, etc.
- Gesamtheit finanzieller Aufwendungen zu Investition, Wartung, Komponentenwechsel; Netzbezug und -einspeisung in Abhängigkeit von Hoch- und Niedertarifen
- Wasserstoffspeicherung innerhalb des BZH

- Erhöhung der Wärmeerzeugung durch Verringerung der Elektroenergieerzeugung¹
- Strom- oder heizseitiger Speicher (ausgenommen TWE-Speicher)
- Energiepolitische Aspekte (Contracting, Netznutzung usw.)

Die Aussagen dieser Arbeit stellen die Basis für weitergehende energetische Betrachtungen dar, bei der die hier ausgegrenzten Punkte Berücksichtigung finden könnten.

¹Das durch die Strom-Spannungskennlinie des BZ-Stacks vorgeschriebene Verhältnis zwischen elektrischer und thermischer Leistung kann innerhalb des BZH zugunsten der Wärmeerzeugung durch die Senkung des H_2 -Umsatzgrades im Stack geändert werden. Der somit erhöhte Wasserstoffanteil im Anodenrestgas bewirkt in der nachgeschalteten Verbrennung eine höhere Wärmeerzeugung.

3 Grundlagen zur Brenngasaufbereitung für den stationären Einsatz von PEMFC

Elektrische und thermische Energie wird in der Brennstoffzelle durch die Reaktion von Wasserstoff mit Luftsauerstoff erzeugt. Reiner, ungebundener Wasserstoff ist unter natürlichen Bedingungen nicht vorzufinden. Er ist kein primärer Energieträger und muss deshalb erzeugt werden. Langfristig kann die forcierte Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie eine globale Wasserstoff-Wirtschaft voran treiben. Bis zu dieser flächendeckenden Versorgung mit möglichst regenerativ erzeugtem Wasserstoff werden Brennstoffzellen mit kohlenstoffhaltigen Energieträgern versorgt, aus denen vor Ort der Wasserstoff generiert wird. Dies bedingt jedoch Wirkungsgrad-Verschlechterungen, eingeschränkte Anlagendynamik sowie Schadstoff- und CO_2 -Emissionen.

Der Einsatz stationärer Brennstoffzellen konzentriert sich mittelfristig auf das infrastrukturell gut ausgebaute Erdgasnetz. Die Umwandlung von Erdgas in ein wasserstoffreiches Brenngas findet direkt im Brennstoffzellen-Heizgerät statt. Diese Brenngasaufbereitung stellt sich allerdings als ein sehr komplexer und aufgrund der Miniaturisierung für kleine Leistungsbereiche sehr schwieriger Prozess dar. Der im Erdgas chemisch gebundene Wasserstoff kann durch verschiedene Reformierungsarten heraus gelöst werden. Für die Anwendung in Niedertemperatur-Brennstoffzellen erscheinen die nachfolgend diskutierten Typen am interessantesten.

Die PEMFC erfordert eine hohe Kohlenmonoxid-Reinheit im Reformat. Das CO stellt durch seine Adsorption am Edelmetallkatalysator (Platin) ein Brennstoffzellengift dar. Deswegen werden dem Reformier aufwändige Gasreinigungsstufen nachgeschaltet, die den CO -Gehalt im Reformatgas bis auf ca. 10 *ppm* reduzieren.

Neben den drei wesentlichen Verfahren zur Erdgasreformierung für PEMFC-Anwendungen sollen hier auf weitere Möglichkeiten der Wasserstofferzeugung, wie

- Katalytische Pyrolyse (Cracking, Thermische Spaltung)
- Eisenschwamm-Verfahren
- Hoch- und Niedertemperaturelektrolyse
- Plasmareformierung

nicht näher eingegangen werden.

3.1 Dampfreformierung

Die Dampfreformierung ist das verbreitetste Verfahren zur Wasserstoffherzeugung aus Kohlenwasserstoffen, resp. Erdgas. Dabei entstehen unter Zuführung von Wasserdampf die Reaktionsprodukte Wasserstoff, Kohlendioxid und Kohlenmonoxid. Für die endotherme Reaktion ist eine externe Wärmequelle erforderlich. Reformierungsreaktionen und die zu deren Aufrechterhaltung erforderliche Verbrennungsreaktion sind räumlich getrennt (siehe Abb.3.1). Die benötigte Wärme wird von außen über die Gehäusewand in den Reaktionsraum übertragen. Auf schnelle Lastwechsel reagiert das System dadurch mit Verzögerungen; in der Kaltstartphase kommt es zu langen Aufheizzeiten.

Abbildung 3.1 zeigt beispielhaft einen Dampfreformer mit Vorheizung der Edukte durch Nutzung der Abgaswärme.

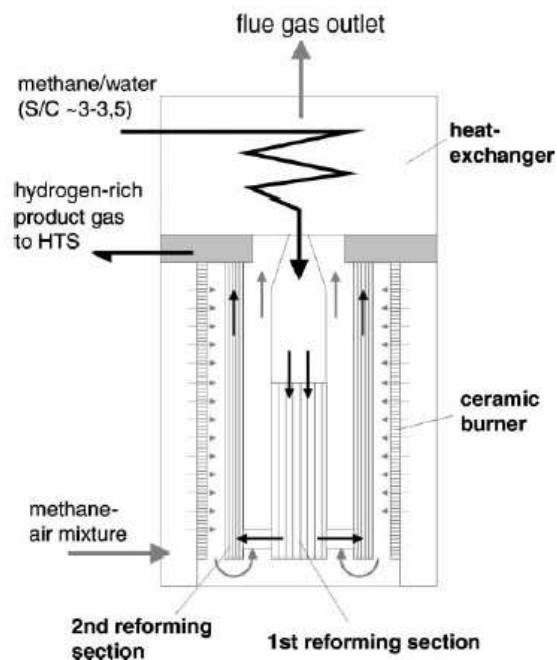


Abb. 3.1: Konstruktion eines kompakten Dampfreformers (Abb. übernommen aus [38])

Für die Erdgasreformierung werden derzeit Edelmetalle, hauptsächlich Platin, eingesetzt. Diese liegen in Verbindung mit einem Trägermaterial (bspw. Aluminiumoxid) als Schüttung oder als beschichtete Metallwaben- bzw. Keramikkörper vor. Andere Entwicklungen basieren auf die Katalysatoren Rhodium, Ruthenium, Nickel, Iridium, Palladium kombiniert mit den verschiedensten Trägermaterialien (YSZ , Al_2O_3 , TiO_2 , SiO_2 , La_2O_3 , MgO) [20] [26].

Neben zahlreichen Einzelreaktionen läuft die Methan–Dampf–Reformierung im Wesentlichen unter folgenden endothermen Gleichgewichtsreaktionen ab:



Mit dem extern beheizten Dampfreformer ist ein sehr hoher Wasserstoffanteil von bis zu 80Vol.-%(tr) (nach Brenngasreinigung) im trocknen Produktgas zu erzielen [3] [37] [38]. Es sind dazu Reaktionstemperaturen von $T = 650 \dots 900 \text{ }^\circ\text{C}$ erforderlich (vgl. Bild 3.2). Ein niedriges Druckniveau begünstigt infolge der zunehmenden Molzahl die Wasserstoffproduktion. Um ein Höchstmaß an CH_4 –Umsetzung bei niedrigem Energieaufwand zu erreichen, läuft die Reformierung für die Brennstoffzellen–Anwendung im Kleinleistungsbereich bei $T = 700 \dots 800 \text{ }^\circ\text{C}$ und Atmosphärendruck ab. Dies unterstreicht Abbildung 3.2, in der die Produktgaszusammensetzung über die Reaktionstemperatur dargestellt ist. Maßgeblichen Einfluss auf den Reaktionsverlauf ist dem Wasser–Methan Verhältnis S/C (steam to carbon ratio) zuzuschreiben. Ein überstöchiometrisches Verhältnis von $S/C = 3 \dots 3,5$ (inkl. Shift-Stufen) führt zu hohen Wasserstoffträgen bei gleichzeitiger Vermeidung von Rußbildung. Einzelne Untersuchungen weisen ein Verhältnis bis zu $S/C = 4,8$ aus [72].

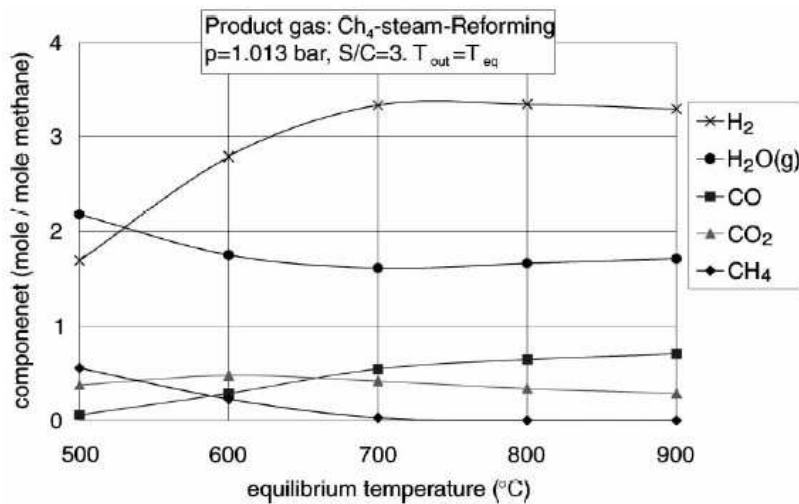


Abb. 3.2: Produktgaszusammensetzung als Funktion der Temperatur nach der Dampfreformierung (Abb. übernommen aus [38])

Im Reaktionsraum laufen zahlreiche weitere Prozesse ab, die je nach vorherrschenden Bedingungen die Produktgas–Zusammensetzung beeinflussen. Bereits im Reformierungsraum beginnt die CO –Konvertierung, wobei das entstandene Kohlenmonoxid mit dem zugeführten

Wasser unter Freisetzung von Wärme reagiert. Die weitere CO -Reduzierung des Reformats erfolgt in der nachgeschalteten Brenngasreinigung.

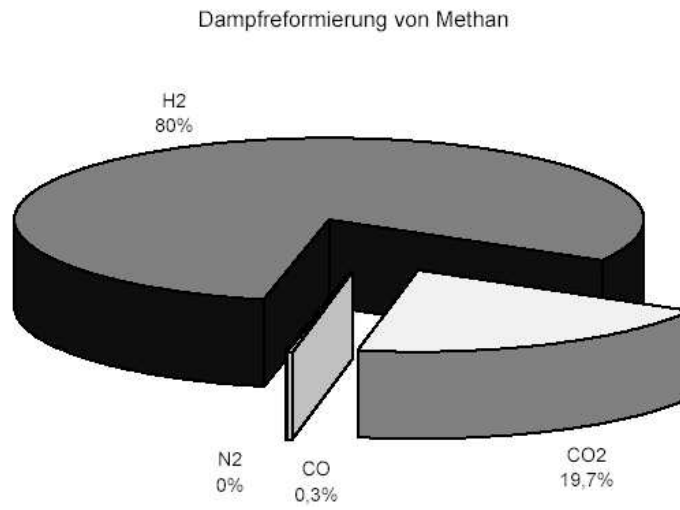


Abb. 3.3: Produktgaszusammensetzung nach Dampfreformierung und Shift-Stufen (Abb. übernommen aus [38])

3.2 Partielle Oxidation

Unter der Partiiellen Oxidation versteht man die teilweise Verbrennung von Kohlenwasserstoffen unter Sauerstoffmangel. Bei hohen Drücken (zur Reduzierung des Reaktorvolumens üblich [12]) und Temperaturen von über 1300 °C werden Teile des Erdgases zu Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgesetzt. Diese Reformierungsreaktion arbeitet exotherm, es wird Wärme frei.



Diese unterstöchiometrische Methanverbrennung bedingt keine Katalysatoren und stellt keine besonderen Ansprüche an die zugeführten Reaktanten. Das Verfahren ist deshalb besonders gut für Benzine, Heiz- und Schweröle oder Diesel geeignet. Bei der Partiiellen Oxidation besteht die Gefahr von Rußbildung. Darüber hinaus führen die hohen Betriebstemperaturen zu erheblichen Materialproblemen.

Entscheidender Vorteil gegenüber der Dampfreformierung liegt in den günstigeren Start- und Lastwechseleigenschaften. Dementsprechend erscheint sein Einsatz im mobilen Bereich für Fahrzeugantriebe interessant. Desweiteren entfällt die aufwändige Aufbereitung des Wassers zur Reformierung, was eine erhebliche Anlagenverschlanung zur Folge hat.

Aufgrund der Luftzuführung und dem damit verbundenen hohen Stickstoffmengen ist der Wasserstoffanteil im Reformat niedrig. Außerdem wird nur der in den Kohlenwasserstoffen gebundene Wasserstoff freigesetzt. Die auch hier für die PEMFC-Anwendung erforderliche CO-Konvertierung verbessert durch Zugabe von Wasser die H_2 -Konzentration bis über 30Vol.-%(tr).

3.3 Autotherme Reformierung

Die Autotherme Reformierung stellt die Kombination aus Dampfreformierung und Partieller Oxidation dar. Es laufen beide Prozesse in einer Reaktionszone gekoppelt ab. Dem Erdgas werden Luft und Wasserdampf so zugegeben, dass die exotherme, unterstöchiometrische Verbrennung des Methans die Wärme für die endotherme Dampfreformierung erzeugt. Hauptsächlich ist das Verfahren durch folgende Gleichgewichtsreaktionen gekennzeichnet:



Der gesamte Reaktionsmechanismus ist wesentlich komplexer. Neben einer Vielzahl von möglichen Teilreaktionen besteht die Gefahr der Methan-Dissoziation und Boudouard Reaktion. Dabei entsteht atomarer Kohlenstoff, der insbesondere den Katalysator verrußt und dessen Aktivität senkt. Das Unterbinden unerwünschter Nebenreaktionen und die Steigerung des Wasserstoffgehalts im Reformat bei niedrigem Energieeinsatz ist vordergründiges Ziel derzeitiger Reformier-Entwicklungen. Bild 3.4 zeigt exemplarisch verschiedene konstruktive Lösungen. Ihnen ist gemeinsam, dass endotherme und exotherme Reaktion gleichzeitig und im selben Raum stattfinden.

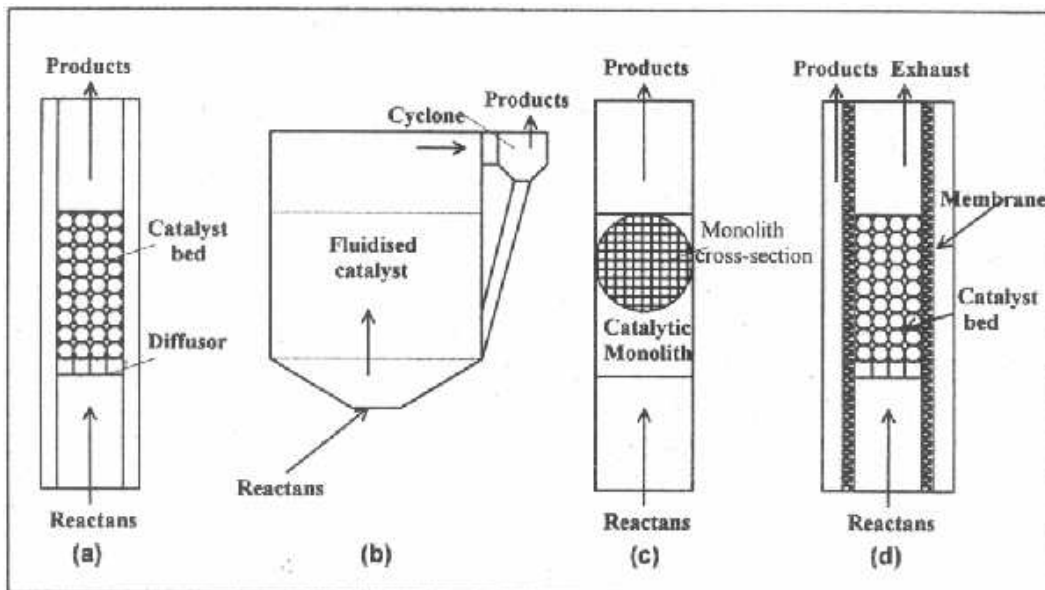


Abb. 3.4: Verschiedene Geometrien Autothermer Reformier (Abb. übernommen aus [6])

Neben den dargestellten Geometrien unterscheiden sich die Reaktoren nach der Wahl der

Katalysatoren, deren Trägermaterial und den damit verbundenen Druck- und Temperaturverhältnissen. Im Diagramm 3.5 ist die Gaszusammensetzung in Abhängigkeit der Reaktionstemperatur für eine ATR-Entwicklung aufgezeigt [38]. Günstige Betriebsverhältnisse für hohe Methan-Umsätze sind $S/C = 0,25 \dots 1,3$ (inkl. Shift-Stufen), Luftzahl $\lambda = 0,3 \dots 0,5$ bei Atmosphärendruck und Temperaturen zwischen $T = 600 \dots 700 \text{ }^\circ\text{C}$ (siehe Diagramm 3.5). Diese Reaktor-Entwicklung basiert auf einen Platin-Katalysator mit Metallsubstrat und nachgeschaltetem Platinbett [38]. Andere ATR-Konstruktionen bestehen – ähnlich Dampfpreformern – aus beschichteten Metallwaben- bzw. Keramikkörpern oder Al_2O_3 -Schüttungen. Als Katalysatormaterialien können Platin, Nickel oder andere Edelmetalle (Rhodium, Ruthenium, Palladium, Iridium) eingesetzt werden. Werkstoffkosten und Aktivitätsgrad sind dabei wesentliche Auswahlkriterien [26]. Aus der Vielzahl von diesbezüglichen Forschungsergebnissen sind Johnson Mattheys "Hot Spot" Reaktor (Platin-Kat.) und Ashcroft/Greens ATR (Ruthenium-Kat.) mit $T \approx 775 \text{ }^\circ\text{C}$ und $p = 1 \text{ bar}$ herauszustellen [18]. Theoretische Simulationen von Chan et al. [14] unter Annahme adiabater Reaktionen und Atmosphärendruck erbrachten höchste Umsätze schon bei Temperaturen von $T = 550 \dots 600 \text{ }^\circ\text{C}$. Inklusive der CO -Konvertierung sind S/C -Verhältnis von $2,5 \dots 4$ und Luft/Methan-Verhältnis von $3,5$ dazu erforderlich.

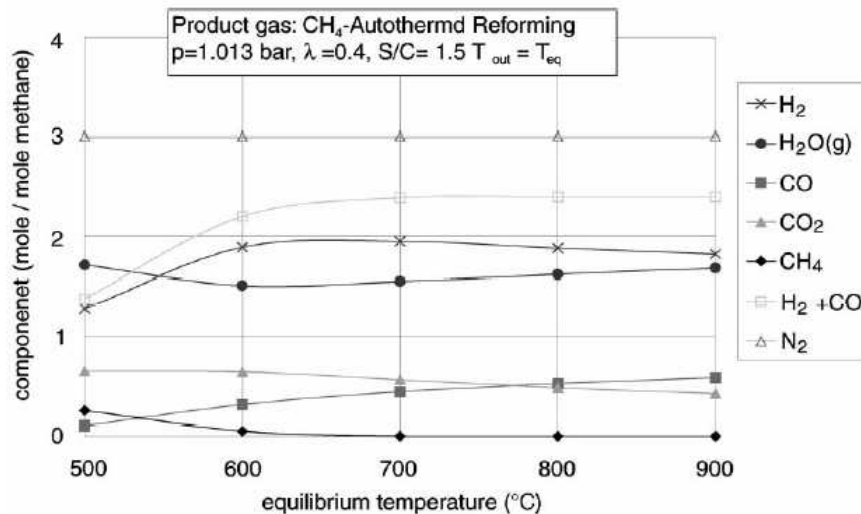


Abb. 3.5: Produktgaszusammensetzung als Funktion der Temperatur nach der Autothermen Reformierung (Abb. übernommen aus [38])

Der Nachteil der Autothermen Reformierung ist der im Vergleich zur Dampfpreformierung niedrigere Wasserstoffgehalt im Reformat. Da zur Oxidation Luftsauerstoff verwendet wird, enthält das Produktgas einen hohen Stickstoffanteil, so dass nach dem Autothermen Reformier

H_2 -Anteile je nach Reaktanten-Vorwärmung von maximal rund 40 Vol.-%(tr) erreichbar sind. Jedoch ist hier ebenfalls eine Brenngasreinigung zur Reduzierung des Kohlenmonoxids im Reformat nachzuschalten. Die dabei ablaufende Shiftreaktion (CO -Konvertierung) bewirkt eine weitere Erhöhung des Wasserstoffanteils im trocknen Produktgas auf die in Abbildung 3.6 dargestellten ca. 50 Vol.-%(tr) (vor SeO_x -Stufe).

Durch die optimale Wärmeübertragung kann ein Autothermer Reformer schneller auf Lastwechsel reagieren als ein Dampf reformer. Die Möglichkeit der Erzeugung von Wasserstoff auch ohne Dampfzusatz und die deutlich kürzere Startphase gegenüber der Dampf reformierung macht dieses Verfahren für dynamische BZ-Anwendung interessant. Soll das BZH ähnlich konventioneller Heizkessel modulierend bzw. taktend nach der Last geführt werden, bietet sich der Einsatz des ATR an. Für den konstanten Grundlastbetrieb von Brennstoffzellen eignet er sich aufgrund der niedrigen Wasserstoffausbeute weniger.

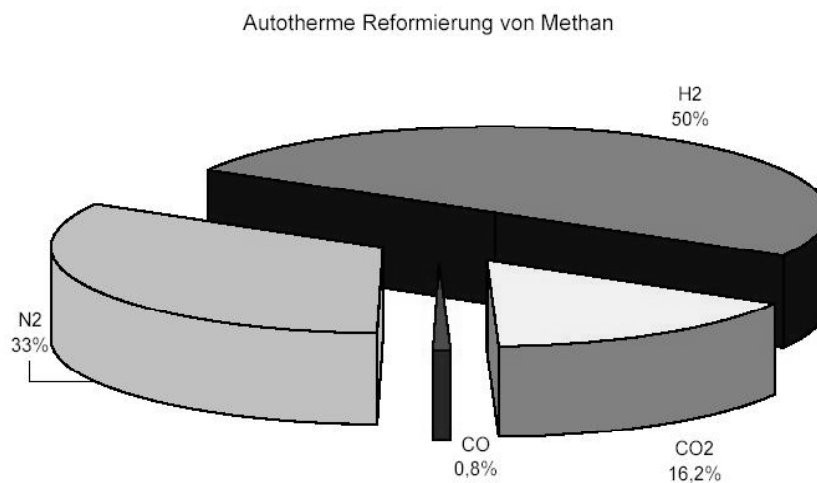


Abb. 3.6: Produktgaszusammensetzung nach Autothermer Reformierung und Shift-Stufen (Abb. übernommen aus [38])

Zusammenfassend zur Reformertechnik ist zu konstatieren, dass Dampf reformierung und Autotherme Reformierung mit nachgeschalteter Brenngasreinigung je nach den gestellten Anforderungen an das Gesamtsystem für stationärer PEMFC-Anwendungen zum Einsatz kommen. Der Forschungsbedarf bleibt für beide Verfahren immens und wird sich auf Materialien (preiswerte Katalysatoren), thermodynamische Optimierung und energiesparende Betriebsverhältnisse konzentrieren. Gerade hinsichtlich der Dynamik sind zukünftig weitere Verbesserungen zu erwarten.

3.4 Brenngasreinigung

1. *CO-Konvertierung mittels Hochtemperatur- und Niedertemperaturshiftstufe*

Für den Einsatz in Membran-Brennstoffzellen ist der CO -Gehalt nach der Reformierung (Dampf- oder Autotherme Reformierung, Partielle Oxidation) mit bis zu 33Vol.-%(tr) im trocknen Reformat deutlich zu hoch, so dass eine CO -Shift-Reaktor (CO -Konverter) nachzuschalten ist [12]. Unter Zuführung von Wasser reagiert das Kohlenmonoxid zu Wasserstoff und Kohlendioxid unter Freisetzung von Wärme:



Diese Gleichgewichtsreaktion beginnt bereits im Reformer (nicht bei reiner Partieller Oxidation). Die CO -Konvertierung bewirkt eine weitere Erhöhung der H_2 -Ausbeute und verläuft in zwei druckunabhängigen Temperaturstufen: In der Hochtemperaturshiftstufe strömt das Reformat bei Temperaturen von $T = 350 \dots 500 \text{ }^\circ\text{C}$ über einen Fe/Cr-Katalysator. Daran schließt sich die an einem Cu/Zn-Katalysator bei $T = 190 \dots 260 \text{ }^\circ\text{C}$ ablaufende Niedertemperaturshiftstufe an [38] [88] [17]. Die im Vergleich zum Reaktor niedrigeren Temperaturen bewirken die Umkehrung der Reformierungsreaktion; das Gleichgewicht verschiebt sich zur Eduktseite hin. Aufgrund der Katalysatorwirkung wird die Rückmethanisierung unterbunden und CO_2 und H_2 gebildet. Dies illustriert Abb. 3.7, in dem die Gaszusammensetzung über der Reaktionstemperatur aufgetragen ist. Es reduziert sich der CO -Gehalt im Reformat auf nahe Null (0,2...1,0%), Wasserstoff- und CO_2 -Anteile im Reformat vergrößern sich.

2. *Selektive Oxidation (SelOx-Stufe)*

Für die Kohlenmonoxid-Feinreinigung des PEMFC-Brenngases sind folgende Verfahren bekannt:

- Druckwechseladsorption
- Hochtemperaturdiffusion (Metallmembranen)
- Niedertemperaturdiffusion (Polymermembranen)
- Selektive CO -Methanisierung
- Selektive Oxidation

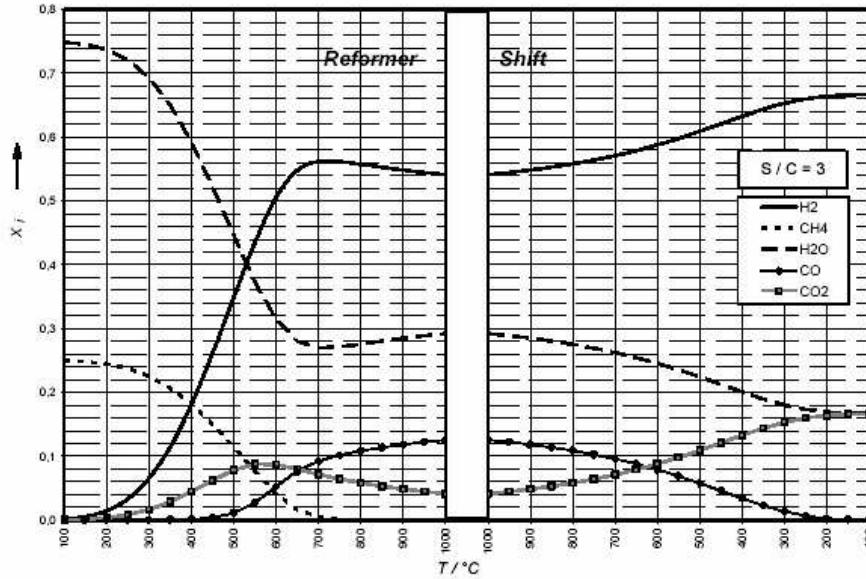


Abb. 3.7: Gleichgewichtsgaszusammensetzung in Reformer (DR) und CO -Konverter aufgetragen über den Reaktionstemperaturen (Abb. übernommen aus [8])

Die Selektive Oxidation ist für den stationären Brennstoffzellen-Einsatz in Wohngebäuden die derzeit geeignetste Form der Feinreinigung. An einem edelmetallhaltigen Katalysator (Platin, Palladium, Rhodium, Ruthenium) wird das CO durch Luftzugabe oxidiert bis dessen Konzentration im trocknen Reformat von rund 10 ppm erreicht ist.



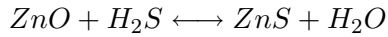
Im Vergleich zu anderen Verfahren der Feinreinigung benötigt die SelOx-Stufe keine hohen Betriebsdrücke und keine CO_2 -Entfernung. Die exotherme Reaktion verläuft bei $T = 110 \dots 180\text{ }^\circ\text{C}$ ein- oder zweistufig. Wasserstoffverluste infolge der ungewollten H_2 -Oxidation sind gering, jedoch ist ein sicherer Betrieb hinsichtlich der H_2/O_2 -Explosionsgrenze zu gewährleisten [17] [6] [72].

Nachteilig lässt sich anmerken, dass die besten Reinigungsergebnisse nur bei konstantem H_2 -Volumenstrom zu verzeichnen sind. Die Verweildauer des Reformats in der SelOx-Stufe bestimmt maßgeblich dessen Qualität [12].

3. Entschwefelung

Der vorwiegend als Odorierungsmittel im Erdgas befindliche Schwefel beschädigt die Katalysatoren der Brennstoffzelle und Brenngasaufbereitung irreparabel. Er muss aus dem Erdgas entfernt werden. Für den Einsatz von BZ im Kleinleistungsbereich erfolgt die Entschwefelung

mittels Aktivkohle oder Zinkoxidbett.



Wie die Gleichgewichtsreaktion zeigt, reagiert das Zinkoxid mit Schwefelwasserstoff. Bei Temperaturen bis $T = 350^\circ\text{C}$ wird der Schwefel am Zink gebunden. Befindet sich Tetrahydrothiophen THT als Odorierungsmittel im Erdgas, muss ein hydrierender Co/Mo-Katalysator vorgeschaltet werden.

Die Entschwefelung (Desulfurierung) für Brennstoffzellensysteme zur Hausenergieversorgung kann mit speziellen Aktivkohlefiltern geschehen. Die Adsorption des Schwefels an der Aktivkohle hat den Vorteil, dass in einem Reaktionsraum sowohl Schwefelwasserstoffe als auch THT entfernt werden. Die Reaktionen verlaufen bei Raumtemperatur. Großes Reaktorvolumen und regelmäßiger Austausch des Aktivkohlepatronen sind nachteilig zu bewerten.

4 Modellbildung

4.1 Das System *Brennstoffzellenheizgerät*

Die stationäre Anwendung der Brennstoffzellentechnik umfasst aus Sicht der Heizungs- und Energietechnik die hochkomplexe Verschaltung von mehreren, in Reihe geschalteter Brennstoffzellen mit umfangreichen Komponenten zur Brenngasaufbereitung sowie einer Vielzahl peripherer Elemente und aufwändiger Nachschaltprozesse zur Gewährleistung eines sicheren und hocheffizienten Betriebs in einem Brennstoffzellen-Heizgerät (BZH) zur dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung.

Abb. 4.1 stellt das Brennstoffzellen-Heizgerät mit der Gesamtheit von BZ-Stack, Brenngasaufbereitung, Nachbrenner sowie elektrotechnischen und peripheren Komponenten dar. Schematisch ist der Stoff- und Energiestrom innerhalb der Systemgrenze visualisiert. Die komplexe Nutzwärmeauskopplung ist aus Gründen der Übersichtlichkeit in dieser Darstellung nur angedeutet.

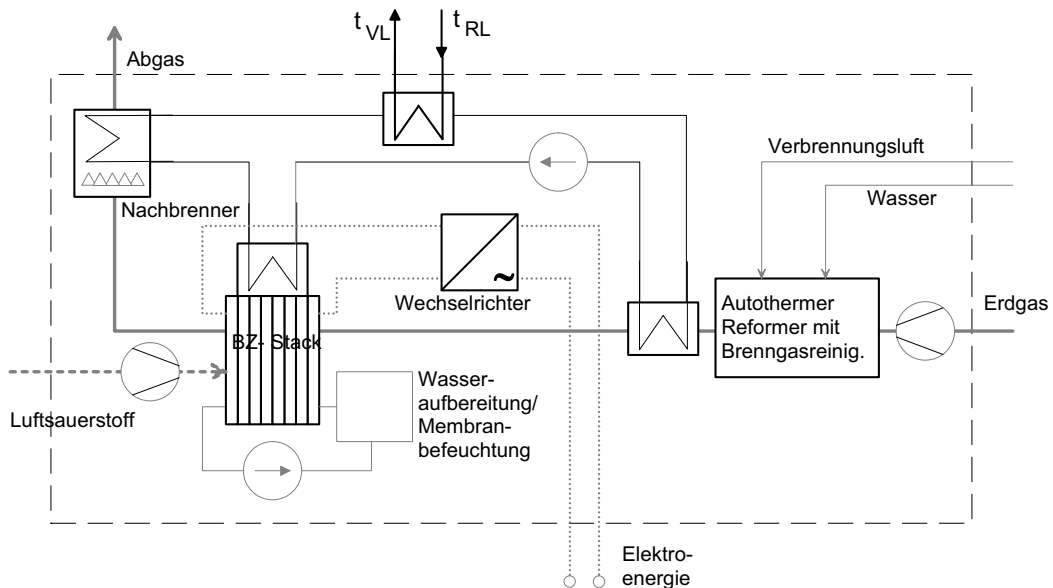


Abb. 4.1: Schaltbild des Systems *Brennstoffzellenheizgerät*, Komponenten und Systemgrenze

Das aus Erdgas aufbereitete, wasserstoffreiche Reformat wird dem BZ-Stack zugeführt, wo es mit Luftsauerstoff unter Erzeugung elektrischer und thermischer Energie zu Wasser reagiert. Unverbrannte Gasbestandteile werden im Nachbrenner oxidiert. Dessen thermische Leistung wird zusammen mit der Nutzwärmeauskopplung aus Brenngasaufbereitung und BZ-Stack an

den Heizkreis übergeben.

Die erzeugte elektrische Leistung wird durch den Betrieb peripherer Elemente wie Pumpen, Verdichter, Lüfter sowie elektronische Steuer- und Regelungstechnik vermindert und dann über einen Wechselrichter in nutzbare 230V–Wechselspannung transformiert.

Für dynamische Betrachtungen spielt die Brenngasaufbereitung die entscheidende Rolle. Denn liegt wasserstoffreiches, kohlenmonoxidfreies Gas an der Anode und kathodenseitig Luftsauerstoff an, werden Elektroenergie und Wärme im Millisekundenbereich erzeugt. Diese hohe Dynamik der Brennstoffzelle wird durch vorgeschaltete Reformierungs- und Gasreinigungskomponenten enorm gesenkt. Eine Entkopplung von Wasserstofferzeugung und -umsatz mittels zwischengeschalteten Speicher ist für diese Modellentwicklung zunächst nicht vorgesehen. Grundlage der Brenngasaufbereitung bildet die Autotherme Reformierung des Erdgases. Diese wurde gegenüber der Dampfreformierung hauptsächlich aufgrund der wesentlich höheren Dynamik präferiert. Wie in Kapitel 3 bereits erwähnt, können zwar durch Dampfreformierung höhere Wasserstoffkonzentrationen im Reformat erzielt werden, jedoch reagiert das BZH infolge der externen DR–Beheizung wesentlich träger. Für die Kraft–Wärme–Kopplung im Kleinleistungsbereich sind generelle Probleme zwischen Bedarf und Erzeugung voraus zu sehen. Weit reichende Schwierigkeiten bis hin zur "Energievernichtung" durch Abblasen überschüssiger Wärme über Dach können bei unflexiblen Systemen häufiger auftreten.

Es bleibt abzuwarten, welche Reformierungsart in der Geräteentwicklung zukünftig zum Einsatz kommen wird.

Die im Schaltbild 4.1 illustrierte Membranbefeuchtung (inkl. Wasseraufbereitung) ist zur Aufrechterhaltung der Membran–Leitfähigkeit prinzipiell notwendig. Um Verkalkung und anderweitige Anlagerungen zu verhindern, setzt man entsprechend aufbereitetes, deionisiertes Wasser ein.

Die Entwicklung der Gerätehersteller zielt jedoch auf den wasserautarken Betrieb ab, indem das anodenseitige Reformat optimale Feuchte enthält und die Konstruktion der MEA ein Fluten oder Austrocknen der Membran unterbindet. In Folge dessen wird für diese Untersuchung der Aspekt der Wasseraufbereitung/ Membranbefeuchtung nicht betrachtet.

Wie aus den Untersuchungen zur Druckabhängigkeit von Brennstoffzellen hervor geht, steigt die Zellspannung mit dem Betriebsdruck an [58] [8] [85] [72]. Die Erhöhung des Zelldrucks mittels Verdichter hat jedoch einen Mehrbedarf an elektrischer Eigenleistung zur Folge. Darüber

hinaus arbeiten derzeit diese peripheren Elemente im Kleinleistungsbereich mit sehr schlechten Wirkungsgraden, so dass zur Minimierung des elektrischen Eigenbedarfs vom drucklosen Betrieb ausgegangen wird. Vorteile sind darüber hinaus die geringere Anlagenkomplexität, die höhere Stack-Lebenserwartung, die niedrigere Geräuschemission und der verminderte Wartungsaufwand.

4.2 Mathematische Modellierung der Brenngasaufbereitung

4.2.1 Vorüberlegung

In der Brenngasaufbereitung findet die Umwandlung von Erdgas in ein wasserstoffreiches Brenngas über Reformierung mit anschließender Gasreinigung statt. Im Mittelpunkt nachfolgender Betrachtungen steht der *Autotherme Reformer* mit den nachgeschalteten Gasreinigungsstufen *Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Shiftstufe* sowie *Selektive Oxidation* (siehe Abb. 4.2). Diese apparativen Einheiten befindet sich im BZH zwischen Erdgasanschluss und BZ-Stack zum Erreichen erforderlicher Reformat-Qualitäten.

Die zu betrachtenden Prozesse sind aufgrund ihrer Komplexität außerordentlich schwierig nachzubilden. In der Praxis sind vor allem wegen der Anpassung auf Kleinleistungsbereiche und hinsichtlich einer dynamischen Betriebsweise eine Vielzahl von Problem zu lösen. Infolge dessen befindet sich die Geräteentwicklung sowohl bei Dampf- als auch Autothermen Reformern zur Anwendung in BZH noch im Laborstatus.

Die Abbildung 4.2 zeigt das System der autothermen Erdgasreformierung mit den Komponenten der Gasreinigung. In dem Blockschaltbild sind zur besseren Übersicht die Möglichkeiten der Wärmeauskopplung und -übergabe an den Primärkühlkreis nicht eingezeichnet.

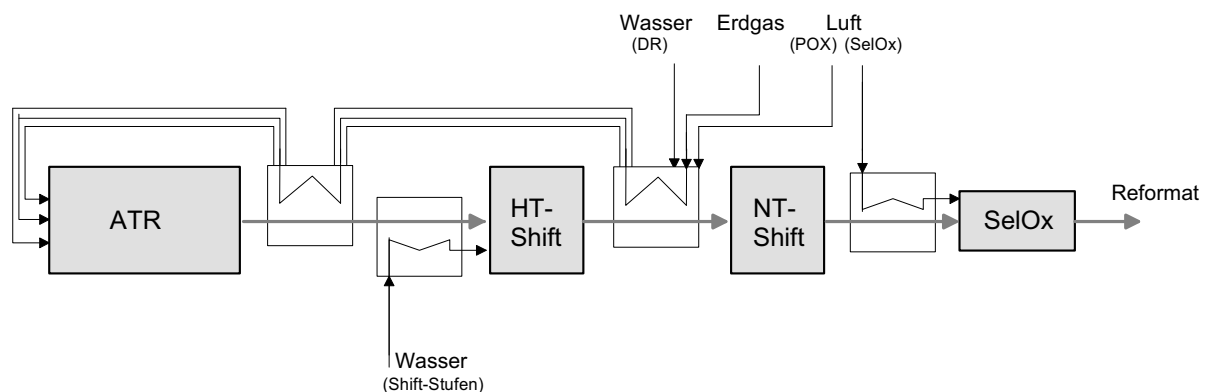


Abb. 4.2: Blockschaltbild der Brenngasaufbereitung

Der Brenngasaufbereitung voran gestellt findet die Entschwefelung des Erdgases statt, wobei weitestgehend die geruchsbildenden Schwefelbestandteile durch den Aktivkohlefilter eliminiert werden. Da dieser Prozess bei Umgebungsbedingungen abläuft und wenig Einfluss auf das Systemverhalten hat, wird er für die Bilanzierung der Energie- und Stoffströme nicht weiter betrachtet.

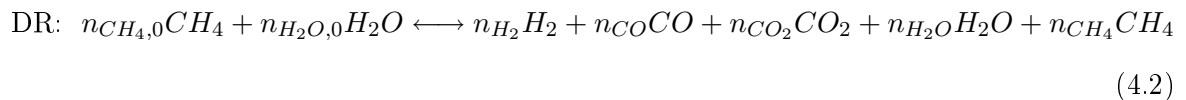
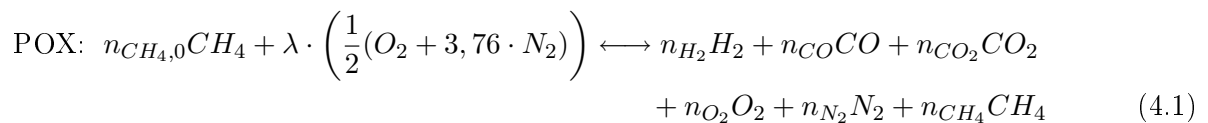
Um den Rechenaufwand möglichst gering zu halten und allgemein gültige, praktisch verwertbare Ergebnisse zu erzielen, wird im weiteren Verlauf Methan als einziger Bestandteil des Erdgases betrachtet (Erdgas= 100%CH₄).

Es wird bei der stationären Bilanzierung der einzelnen Stufen zunächst von der vollständigen Methankonvertierung, also von CH₄-Umsätzen von $\eta_{U,CH_4} = 100\%$ und von adiabaten Prozessen ausgegangen. Die auftretenden thermischen Verluste durch Strahlung und Konvektion an die Umgebung fließen in die dynamische Betrachtung der Temperaturabhängigkeit ein.

In Anlage A.1 sind beispielhaft die Temperaturen, Molanteile, Volumen- bzw. Molenströme und die zu- oder abzuführenden thermischen Leistungen aller Stufen der Brenngasaufbereitung für ein PEMFC-Stack mit 10 Zellen mit idealen Methan-Umsätzen tabellarisch zusammengestellt.

4.2.2 Energie- und Stoffströme im Autothermen Reformier

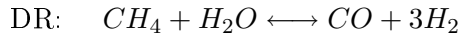
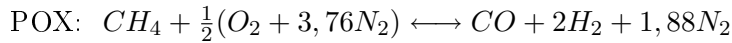
Wie in Kapitel 3.3 einleitend beschrieben, finden im Reaktorraum des Autothermen Reformiers (ATR) endotherme und exotherme Reaktionen gleichzeitig und nebeneinander statt. Unter der Vielzahl von ablaufenden Teilreaktionen spielen die wärmeerzeugenden Redoxreaktionen der Partiellen Oxidation (POX) und die wärmeverbrauchende Dampfreformierung (DR) des Erdgases die wesentliche Rolle, die allgemein wie folgt formuliert werden können:



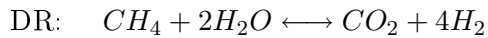
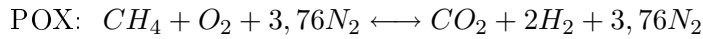
Die Anteile der dargestellten Teilreaktionen an der Autothermen Reformierung können durch die Reaktionsbedingungen (z.B. Temperaturen) und durch Dosierung des Wassers bzw. Luftsaauerstoffs verschoben werden. Dies ist besonders beim Kaltstart der Anlage zum zügigen Erreichen optimaler Betriebstemperaturen nutzbar (siehe dazu Kap.4.2.5).

Die Prozesse bei der Brenngasaufbereitung, insbesondere bei dynamischer Betrachtungsweise sind hochkomplex. Daher sind Vereinfachungen zur Wahrung der Relationen zwischen Auf-

wand und Nutzen sowie zur Begrenzung des Rechenaufwands unumgänglich. An dieser Stelle werden zur Beschreibung der Prozesse im ATR ausschließlich die nachfolgend dargestellten Reaktionen herangezogen und mit den Hinweisen aus der Literatur zum Ziel einer maximalen Wasserstoffausbeute kombiniert. Dabei treten als Hauptreaktionen auf:



Entsprechend der Edukte-Zugabe und den Reaktionsbedingungen können die Nebenreaktionen wie folgt charakterisiert werden:



Weitere Nebenreaktionen wie die Kohlenstoffbildung, Methanverbrennung mit Wasserbildung oder verschiedene Reaktionen des Produktwasserstoffs mit den prozesteilnehmenden Stoffen können durch Temperaturkontrolle und Katalysatoraktivität unterdrückt werden [7] [12]. Ebenso erfolgt keine Berücksichtigung der beginnende CO -Konvertierung im Reaktor.

Die nebeneinander und gleichzeitig ablaufenden chemischen Reaktionen der Dampfreformierung und Partiellen Oxidation sind in 4.3 separat dargestellt. Das Prozesswasser wird im überstöchiometrischen Verhältnis von $S/C = 3$ (bezogen auf das Methan der Teilreaktion DR $n_{H_2O,0} = 3 \cdot n_{CH_4,0}$) zugeführt. Untersuchungen an reinen Dampfreformern zufolge sind damit höchste Reformat-Qualitäten zu erzielen [14] [38].

Nach dem Zusammenhang in Gleichung 4.3 wird Luft so in den Reaktor eingebracht, dass der Wärmebedarf der DR -Teilreaktion durch die teilweise Verbrennung des Methans gedeckt wird und die Gesamtreaktion im Reformier tatsächlich autotherm abläuft. Daraus ergeben sich für die Gleichgewichtsreaktionen 4.1 und 4.2 folgende Stoffmengen:

| POX | DR |
|--|---|
| $\lambda = \alpha + 2(1 - \alpha)$ | $n_{H_2O,0} = 3 \cdot n_{CH_4,0}$ |
| $n_{H_2} = 2 \cdot n_{CH_4,0} \cdot \eta_{U,CH_4}$ | $n_{H_2} = n_{CH_4,0} \cdot \eta_{U,CH_4} \cdot [3\beta + 4(1 - \beta)]$ |
| $n_{CO_2} = n_{CH_4,0} \cdot \eta_{U,CH_4} \cdot (1 - \alpha)$ | $n_{CO_2} = n_{CH_4,0} \cdot \eta_{U,CH_4} \cdot (1 - \beta)$ |
| $n_{CO} = n_{CH_4,0} \cdot \eta_{U,CH_4} \cdot \alpha$ | $n_{CO} = n_{CH_4,0} \cdot \eta_{U,CH_4} \cdot \beta$ |
| $n_{O_2} = 0$ | $n_{H_2O} = n_{H_2O,0} - \{n_{CH_4,0} \cdot \eta_{U,CH_4} \cdot [\beta + 2(1 - \beta)]\}$ |
| $n_{N_2} = \lambda \cdot \frac{1}{2} \cdot 3,76$ | $n_{CH_4} = n_{CH_4,0} \cdot (1 - \eta_{U,CH_4})$ |
| $n_{CH_4} = n_{CH_4,0} \cdot (1 - \eta_{U,CH_4})$ | |

Die Koeffizienten α und β geben das Verhältnis² von Haupt- und Nebenreaktion für die jeweiligen Teilreaktionen [*POX* (α) und *DR* (β)] in Abhängigkeit der Gleichgewichtskonstanten wieder. Mit deren Bestimmung zu $\alpha = 0,65$ und $\beta = 0,5$ sind annähernd die Literaturangaben zum Wasserstoffgehalt des trocknen Reformats erreichbar [8].

Der Methanumsatz wird zunächst mit idealem $\eta_{U,CH_4} = 100\%$ angenommen; Kap. 4.2.5 zeigt dessen Lastabhängigkeit und geht auf praxisnahe *CH₄*-Umsätze näher ein.

Ohne Berücksichtigung thermischer Verluste gilt folgende Bilanzgleichung um den Autothermen Reformer:

$$\begin{aligned} \left(\dot{H}_{POX} + \dot{H}_{DR} \right)_{ein} &= \left(\dot{H}_{POX} + \dot{H}_{DR} \right)_{aus} & (4.3) \\ \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right)_{POX} \cdot \dot{n}_{i,POX} + \left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right)_{DR} \cdot \dot{n}_{i,DR} \right]_{ein} \\ &= \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right)_{POX} \cdot \dot{n}_{i,POX} + \left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right)_{DR} \cdot \dot{n}_{i,DR} \right]_{aus} \end{aligned}$$

Die mittlere spezifische Wärmekapazität \bar{c}_{pi} und die molare Bildungsenthalpie $\Delta_B h_i$ werden mit dem Stoffstrom der Komponente i der Edukte und Produkte multipliziert. Die differenzierte Betrachtung von endothermer (DR) und exothermer (POX) Reaktion ist dabei sinnvoll. Laut Definition ist dem Autothermen Reformer von außen keine Wärme zu- oder abzuführen. Werden die Reaktanten *Methan*, *Wasser* und *Luft* mit Umgebungstemperatur eingebracht, läuft zum Erreichen der erforderlichen Betriebstemperaturen ausschließlich die Partielle Oxidation des Methans mit Dominanz der *CO₂*-bildenden Reaktion ab. Ein geringer *H₂*-Anteil im Reformat ist die Folge. Daraus ableitend sollten die zuzuführenden Gasströme mittels Wärmeübertrager vorgewärmt werden. Mit überschaubarem technischen Aufwand sind ATR-Eintrittstemperaturen von ca. $T_{ein} = 250^\circ\text{C}$ zu realisieren. Die Vorwärmung erfolgt mit der auskoppelbaren Wärme aus der nachgeschalteten Brenngasreinigung.

In der Literatur finden sich Angaben zum Wasserstoffgehalt des trocknen Reformats bei der ATR von $\psi_{H_2} = 28 \dots 50 \text{Vol.-%(tr)}$ [14] [38] [37] [1]. Diese Bandbreite begründet sich in den verschiedenartigen Bilanzgrenzen und maßgeblich in der unterschiedlichen Edukte-Vorheizung, resp. Eintrittstemperaturen.

Tabelle 4.1 zeigt die sich daraus ergebende molare Zusammensetzung der Ein- und Ausgangsstoffströme des Autothermen Reformers mit Vorheizung. Für diese stationäre Berechnung wird von einer vollständigen Methankonvertierung ausgegangen.

²Zur Vereinfachung wird α und β unabhängig der Reformerbelastung als konstant betrachtet

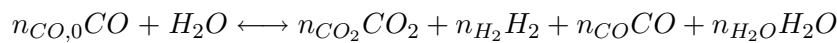
| Komponente | WÜ1 ein 25°C | WÜ1 aus 250°C | DR ein 250°C | DR aus 750°C | POX ein 250°C | POX aus 750°C | ATR aus 750°C | ATR aus 750°C |
|------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|
| | Molanteil mol/mol | Molanteil mol/mol | Molanteil mol/mol | Molanteil mol/mol | Molanteil mol/mol | Molanteil mol/mol | Molanteil mol/mol | Vol.-Anteil Vol%_tr |
| CH4 | 0,2385 | 0,2385 | 0,2500 | 0,0000 | 0,2373 | 0,0000 | 0,0000 | 0,00 |
| CO | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0833 | 0,0000 | 0,1173 | 0,1137 | 11,68 |
| CO2 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0833 | 0,0000 | 0,0632 | 0,0653 | 6,71 |
| H2 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,5833 | 0,0000 | 0,3611 | 0,3848 | 39,54 |
| H2O (g) | 0,0000 | 0,0713 | 0,7500 | 0,2500 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0268 | - |
| H2O (l) | 0,0713 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | - |
| N2 | 0,5453 | 0,5453 | 0,0000 | 0,0000 | 0,6025 | 0,4584 | 0,4094 | 42,06 |
| O2 | 0,1449 | 0,1449 | 0,0000 | 0,0000 | 0,1602 | 0,0000 | 0,0000 | 0,00 |

Tabelle 4.1: Molare Zusammensetzung der Ein- und Ausgangsstoffströme des Autothermen Reformers mit Vorheizung und idealen CH_4 -Umsätzen

In der letzten Spalte der Tabelle 4.1 sind die Anteile der Einzelgase am trockenen Gasgemisch (Reformat) aufgelistet. Unter den dargestellten Prozessbedingungen beträgt der Anteil der Dampfreformierung an der Gesamtreaktion 10,0% (bezogen auf die Molzahl des eingesetzten Methans). Im trockenen Reformat ist bereits ein hoher H_2 -Anteil von $\psi_{H_2} = 39,54\text{Vol.}\%$ (tr) feststellbar. Der enorme Stickstoffanteil begründet sich in der dominanten Reaktion der POX. Neben CO_2 entsteht das PEM-Brennstoffzellengift Kohlenmonoxid. Dessen Anteil von $\psi_{CO} = 11,68\text{Vol.}\%$ (tr) nach der ATR muss durch die nachgeschaltete Brenngasreinigung bis auf ca. 10 ppm gesenkt werden.

4.2.3 Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Shiftstufe

Die der Autothermen Reformierung nachgeschaltete Brenngasreinigung zur Reduzierung des Kohlenmonoxids verläuft in mehreren Schritten. Als Erstes gelangt das Reformat in die Shiftstufe bzw. CO -Konvertierung. Dabei wird dem Produktgas Wasser zugeführt, so dass das im Reformat befindliche Kohlenmonoxid nach folgender katalytischer Reaktion (Shiftreaktion) zu Kohlendioxid und Wasserstoff unter Freisetzung von Wärme reagiert. Die Stoffmengen der Reaktionsprodukte hängen maßgeblich vom Umsatzgrad $\eta_{U,CO}^{HT/NT}$ ab.



$$n_{CO} = (1 - \eta_{U,CO}^{HT/NT}) \cdot n_{CO,0}$$

$$n_{H_2} = \eta_{U,CO}^{HT/NT} \cdot n_{CO,0}$$

$$n_{CO_2} = \eta_{U,CO}^{HT/NT} \cdot n_{CO,0}$$

$$n_{H_2O} = n_{H_2O,0} - \eta_{U,CO}^{HT/NT} \cdot n_{CO,0}$$

Um einen höchstmöglichen Umsatzgrad des CO zu erreichen, findet die Shiftreaktion katalytisch bedingt in zwei Stufen unterschiedlicher Temperaturniveaus statt (siehe Grafik 3.7). Es laufen räumlich getrennt Hochtemperatur- ($T_{HT} = 400\text{ °C}$) und Niedertemperatur- ($T_{NT} = 200\text{ °C}$)-Shiftstufe ab. Die dabei möglichen Nebenreaktionen, wie die Reaktion des Kohlendioxids mit Wasserstoff zu Methan (Methanisierung) bzw. zu Kohlenmonoxid und Wasser (Umkehrreaktion), können durch niedrige Temperaturen ($T_{HT} = 400\text{ °C} / T_{NT} = 200\text{ °C}$) vermieden werden und finden in der Modellierung keine Berücksichtigung [2] [17].

Die in Tabelle 4.2 zusammengestellten Molanteile der CO -Konvertierung wurden unter der Annahme der ausschließlichen Shiftreaktion errechnet.

| Komponente | HT-Shift ein 400°C Molanteil mol/mol | NT-Shift aus 200°C Molanteil mol/mol | Shift aus 200°C Vol.-Anteil Vol%_tr |
|------------|---|---|--|
| CH4 | 0,0000 | 0,0000 | 0,00 |
| CO | 0,1021 | 0,0041 | 0,42 |
| CO2 | 0,0587 | 0,1567 | 16,12 |
| H2 | 0,3456 | 0,4436 | 45,64 |
| H2O (g) | 0,1261 | 0,0281 | - |
| H2O (l) | 0,0000 | 0,0000 | - |
| N2 | 0,3676 | 0,3676 | 37,82 |
| O2 | 0,0000 | 0,0000 | 0,00 |

Tabelle 4.2: Molaren Zusammensetzung der Ein- und Ausgangsstoffströme der HT-/ NT-Shiftstufe bei idealen CH_4 -Umsätzen

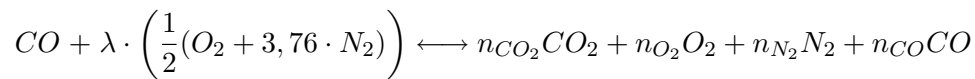
Das zur Shiftreaktion benötigte Wasser wird erst unmittelbar vor der CO -Konvertierung vorgewärmt und im stöchiometrischen Verhältnis zum CO -Molanteil der HT-Stufe zugeführt. Die ebenfalls diskutierte Möglichkeit, das Wasser für die Shiftreaktion mit dem DR-Wasser dem Autothermen Reformers zuzugeben, ist aufgrund der höheren ATR-Temperaturen thermodynamisch wenig sinnvoll [72].

Wie der Tabelle zu entnehmen ist, verringert sich nicht nur der Kohlenmonoxidgehalt im Reformat bis auf $\psi_{CO} = 0,42\text{Vol.-%(tr)}$, die Shiftstufen bewirken darüber hinaus die Erhöhung des Wasserstoffanteils bis auf $\psi_{H_2} = 45,64\text{Vol.-%(tr)}$. Die erreichbaren CO -Umsätze werden für jede Stufe mit $\eta_{U,CO}^{HT} = \eta_{U,CO}^{NT} = 0,8$ angesetzt, so dass die erzielte Gaszusammensetzung in guter Näherung mit Literaturangaben übereinstimmt [8] [1].

4.2.4 Selektive Oxidation

Bei der abschließenden Selektiven Oxidation (SelOx-Stufe) wird dem Reformat so lang Luft-sauerstoff zugegeben, bis der CO -Gehalt des trockenen Gasgemisches auf ca. 10 ppm reduziert ist. Für die exotherme Reaktion liegen der Berechnung Temperaturen von $T = 110^\circ\text{C}$ zu Grunde. Mögliche Wasserstoffverluste infolge der ebenfalls ablaufenden, ungewollten Oxidation des Wasserstoffs liegen im Bereich von kleiner 1% und findet hier keine weitere Berücksichtigung [6].

Der katalytischen Redoxreaktion der SelOx-Stufe wird überstöchiometrisch Luft mit $\lambda = 2,5$ zugeführt [37]. Die Reaktionsgleichung lautet:



$$\lambda = 2,5$$

$$n_{CO} = 0$$

$$n_{CO_2} = 1 - n_{CO}$$

$$n_{O_2} = \frac{1}{2}(\lambda - 1)$$

$$n_{N_2} = \lambda \cdot \frac{1}{2} \cdot 3,76$$

Ableitend aus der dargestellten Reaktionsgleichung der Selektiven Oxidation ergeben sich mit einem 2,5fachen Luftverhältnis folgende molare Gaszusammensetzungen:

| Komponente | SelOx ein | SelOx aus | SelOx aus |
|------------|-----------|-----------|-------------|
| | 110°C | 110°C | 110°C |
| | Molanteil | Molanteil | Vol.-Anteil |
| | mol/mol | mol/mol | Vol%_tr |
| CH4 | 0,0000 | 0,0000 | 0,00 |
| CO | 0,0040 | 0,0000 | 0,00 |
| CO2 | 0,1530 | 0,1573 | 16,17 |
| H2 | 0,4330 | 0,4339 | 44,62 |
| H2O (g) | 0,0274 | 0,0275 | - |
| H2O (l) | 0,0000 | 0,0000 | - |
| N2 | 0,3776 | 0,3783 | 38,90 |
| O2 | 0,0050 | 0,0030 | 0,31 |

Tabelle 4.3: Molaren Zusammensetzung der Ein- und Ausgangsstoffströme der SelOx-Stufe bei idealen CH_4 -Umsätzen

Das Kohlenmonoxid wurde aus dem Reformat eliminiert (siehe Tabelle 4.3) Für die weitere Berechnung wird von einem CO -freien Reformat ausgegangen.

Aufgrund der Luftzugabe steigt jedoch der Stickstoffanteil. Der H_2 -Anteil im trockenen Re-

format verringert sich leicht auf $\psi_{H_2} = 44,62\text{Vol.}\%(\text{tr})$.

Das den Ansprüchen einer PEMFC gerecht werdende, CO -gereinigte Reformat wird in dieser Zusammensetzung der Anode zugeführt. Stickstoff und Kohlendioxid wirken als Inertgase und beeinflussen die BZ-Reaktion nur unwesentlich.

4.2.5 Zeit- und Lastabhängigkeiten der Brenngasaufbereitung

Die instationäre Abbildung des Brenngasaufbereitungs-Prozesses stellt innerhalb der Systemgrenze *Brennstoffzellen-Heizgerät* das diffizilste Aufgabengebiet dar.

Wie aus den vorangegangenen Kapiteln zur Brenngasaufbereitung hervor ging, beeinflussen

- das Verhältnis der Edukte,
- die Gasein- und Gasaustrittstemperatur,
- Betriebsparameter wie Reaktordruck und -temperatur sowie
- die spezifischen Geometrien

die Reformatzusammensetzung im höchsten Maße. Für die zeitunabhängige, stationäre Betrachtung mit idealen Methanumsätzen lassen sich aus veröffentlichten Messungen und Berechnungen wesentliche Betriebscharakteristika ableiten. Hauptsächlich beziehen sich jedoch die Angaben auf die Dampfreformierung. Einige wenige Veröffentlichungen beinhalten die Autotherme Reformierung, ohne jedoch auf Details näher einzugehen. Aus den erhältlichen Informationen ist im Kontext mit eigenen Berechnungen ein hinreichend genaues Modell zur stationären Nachbildung der wichtigsten Prozesse erstellbar.

Die abzubildende Zeit- und Lastabhängigkeit der Anlage umfasst neben den erwähnten Parameter ebenfalls

- deren zeitliche Veränderlichkeit
- Reaktionskinetik
- Aktivierungsenergien
- Verweilzeiten
- Speicherkapazitäten
- Druckverluste und Gaskompressibilität
- Belastungsgrad

Der Autotherme Reformer gestattet den intermittierenden Betrieb des BZH. Die sich bei Laständerungen und vor allem auch Startvorgängen ständig wechselnden Reaktionsbedingungen beeinflussen entscheidend die Qualität des Reformats und schließlich die Performance des BZH.

Für die exakte Modellierung sind tief greifende Berechnungen der Prozess–Thermodynamik und chemischen Verfahrenstechnik sowie experimentelle Untersuchungen zur Validierung unumgänglich. Dies sind gesonderte Aufgabenkomplexe und sollen nicht Gegenstand dieser Arbeit sein.

Hinsichtlich einer notwendigen Vereinfachung wurden sämtliche Abhängigkeiten verglichen und nach ihrem Einflusspotenzial gewichtet. Im Ergebnis können drei wesentliche Abhängigkeiten formuliert werden:

1. Temperaturen von Edukten und Produkten sowie Reformer–Betriebstemperaturen
2. Druckverluste und Kompressibilität des Gasgemisches
3. Abhängigkeit des Methanumsatzes vom Belastungsgrad

4.2.5.1 Abhängigkeit von Betriebstemperaturen

Die Zusammensetzung des Reformats wird neben den in Kapitel 4.2.2 erwähnten Edukte–Verhältnissen und –temperaturen besonders von den Betriebstemperaturen der einzelnen Stufen der Brenngasaufbereitung beeinflusst. Dabei sind die Zustände im Reaktor des ATR aufgrund der hohen Betriebstemperaturen und großen Masse (Behälter, Schüttung) prozessbestimmend. Unter der Voraussetzung, die nachgeschalteten Reinigungsstufen und deren Edukte werden durch das heiße Reformatgas auf die erforderlichen Betriebstemperaturen gebracht, ist an dieser Stelle nur der ATR–Reaktor zu betrachten. Beispielhaft zeigt Abbildung 3.7 (Kapitel 3.4), wie sich die Methankonvertierung (η_{U,CH_4}) über der Temperatur ändert.

Zur Temperaturbestimmung fließen die Enthalpien der zugeführten Edukte, die Wärmespeicherung durch den Reaktor und die konvektiv und abgestrahlte Verlustwärme in die instationäre Bilanzierung wie folgt ein:

$$0 = (\dot{H}_{POX} + \dot{H}_{DR})_{ein} - (\dot{H}_{POX} + \dot{H}_{DR})_{aus} - C_{ATR} \cdot \frac{\partial t_{ATR}}{\partial \tau} - \dot{Q}_{Verl} \quad (4.4)$$

$$\text{mit: } C_{ATR} = \sum (c_{p,i} \cdot m_i)$$

Die Wärmespeicherkapazität ergibt sich aus dem Produkt der Massen und spezifischen Wärmespeicherkapazitäten von Behälter (Edelstahl, Dämmmaterial) und Schüttung des Katalysator-Trägermaterials (Al_2O_3). Durch Umformen der Gleichung 4.4 erhält man die allgemeine Form einer partiellen Differenzialgleichung erster Ordnung (Gl.4.5), bei der sich die Koeffizienten C_1 und C_2 mit der Beziehung aus Gleichung 4.3 und der Annahme *Gasaustrittstemperatur* gleich *Reformertemperatur* bestimmen:

$$\frac{\partial t_{ATR}}{\partial \tau} = C_1 \cdot t_{ATR} + C_2 \quad (4.5)$$

$$C_1 = - \sum \left[\left(\overline{c_{pi}} \Big|_{298}^T \cdot \dot{n}_i \right)_{POX} + \left(\overline{c_{pi}} \Big|_{298}^T \cdot \dot{n}_i \right)_{DR} \right]_{aus} \cdot C_{ATR}^{-1}$$

$$C_2 = \left\{ \sum \left[\left(\overline{c_{pi}} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right)_{POX} \cdot \dot{n}_{i,POX} + \left(\overline{c_{pi}} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right)_{DR} \cdot \dot{n}_{i,DR} \right]_{ein} - \sum \left[\left(\Delta_B h_i \cdot n_i \right)_{POX} + \left(\Delta_B h_i \cdot n_i \right)_{DR} \right]_{aus} - \dot{Q}_{Verl} \right\} \cdot C_{ATR}^{-1}$$

Für Lastwechsel- bzw. Startvorgänge ist abzuleiten, dass das Erreichen sowie die Einhaltung der optimalen Reaktortemperatur von $t_{ATR} = 700 \dots 750 \text{ }^\circ\text{C}$ über das Reaktionsverhältnis von Partieller Oxidation zur Dampfreformierung zu gewährleisten ist.

Dies bedeutet für die Kaltstartphase (Aufheizung des Systems von Umgebungs- auf Betriebstemperatur), dass bis zur Reaktortemperatur von ca. $t_{ATR} = 700 \text{ }^\circ\text{C}$ ausschließlich die Verbrennung des Methans (Oxidation und POX) mit maximalem Erdgasvolumenstrom abläuft. Ist die Betriebstemperatur erreicht, erfolgt die Zugabe des (vorgewärmten und gasförmigen) Wassers; die Dampfreformierung beginnt. Die zuzuführenden Edukte werden auf den erforderlichen Wasserstoffmassenstrom angepasst.

Während der Kaltstartphase ($\tau_{Start} < 30 \text{ min}$) tritt eine weitere Problematik auf: Das Reformat kann aufgrund unzureichender Betriebsbedingungen in den Reinigungsstufen eine schlechte Qualität aufweisen. Weil Kohlenmonoxid zellschädigend wirkt, wird das Start-Reformat bis zur vollständigen CO -Konvertierung über einen Bypass an der BZ vorbei direkt zum Nachbrenner geleitet und dort verbrannt.

4.2.5.2 Abhängigkeit von Druckverlusten und Kompressibilität des Gasgemisches

Ausschlaggebend für die Erzeugung von Elektroenergie und Wärme im Brennstoffzellen-Stack ist bei konstanten Betriebsbedingungen der Molenstrom, mit dem die Anode beaufschlagt wird. Soll das Stack einer Laständerung folgen, müssen die Stoffströme der Reaktanten ent-

sprechend reguliert werden. Zwischen dem Zeitpunkt der Ventilbetätigung am Reformereintritt (einschl. Edukte-Vorwärmung) und der Molenstromänderung an der Anode treten infolge des kompressiblen Verhaltens von Gasen und durch Druckverluste zeitliche Verzögerungen auf. Diese Druckverluste entstehen entlang der Gasaufbereitungsstrecke sowie der Gaskanäle zwischen BZ-Stack-Eintritt und Anode.

Ausgehend von der instationären Massebilanz um die gesamte Brenngasaufbereitung werden die Druckverhältnisse am Elektroden-Eintritt mit der partiellen Differenzialgleichung erster Ordnung (Gl. 4.6) ermittelt.

Aus der Massestrombilanz um die gesamte Brenngasaufbereitung (Indizes Ref) bis zur BZ-Anode:

$$\dot{m}_{zu} - \dot{m}_{ab} = \frac{\partial m_{Ref}}{\partial \tau}$$

und dem Zusammenhang der Kompressibilität des Gasgemisches (als ideales Gas betrachtet) lässt sich unter Anwendung der Ideal-Gas-Gleichung:

$$\frac{\partial m_{Ref}}{\partial \tau} = \frac{\partial p}{\partial \tau} \cdot \frac{V_{Ref}}{R \cdot T_{Ref}}$$

und der allgemeinen Beziehung zwischen Massestrom und Druckverlust:

$$\dot{m}_{ab} = \Delta p \cdot C_{Ref}$$

$$\text{mit: } \Delta p = p_{zu} - p_{ab} = p - p_b$$

wobei die Konstante C_{Ref} aus der Druckverlustgleichung für (angenommene) laminare Strömungen ableitbar ist, die instationäre Bilanz und partielle Differenzialgleichung zur Bestimmung des Druckes herleiten:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{zu} - (p - p_b) \cdot C_{Ref} &= \frac{\partial p}{\partial \tau} \cdot \frac{V_{Ref}}{R \cdot T_{Ref}} \\ \frac{\partial p}{\partial \tau} &= -\frac{R \cdot T_{Ref} \cdot C_{Ref}}{V_{Ref}} \cdot p + (\dot{m}_{zu} + C_{Ref} \cdot p_b) \cdot \frac{R \cdot T_{Ref}}{V_{Ref}} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Zum Ablauf der Brennstoffzellenreaktion ist der H_2 -Molenstrom zu bestimmen. Aus dem errechneten Druck, der an der Anode anliegt, gilt für die Molenströme des Gasgemisches:

$$\dot{n}_{i,ein} = \frac{\psi_i}{M_i} \cdot (p - p_b) \cdot C_{Ref}$$

4.2.5.3 Abhängigkeit des Methanumsatzes vom Belastungsgrad

In Kapitel 3 sind die für hohe Reformatqualitäten notwendigen optimalen Betriebsparameter der Aufbereitungsstufen ausgeführt. Grundlage bilden dabei die ideale Durchmischung der Reaktanten und homogene Zustände über den Reaktionsquerschnitt.

Solche Bedingungen sind annähernd nur im Auslegungszustand der Komponenten zu erzielen. Folglich weichen außerhalb dieser Betriebspunkte die Resultate von den theoretisch erreichbaren ab.

Aus messtechnischen Untersuchungen zweier bundesdeutscher Forschungsanstalten zur Reformertechnik gehen die in den Abbildungen 4.3, 4.4 und 4.5 dargestellten Ergebnisse zur Lastabhängigkeit von Dampfreformern hervor.

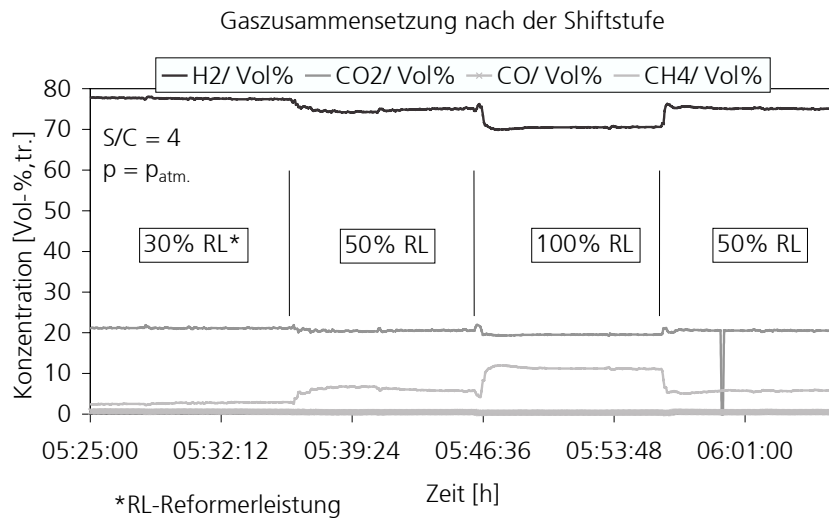


Abb. 4.3: Gaszusammensetzung nach der Shiftstufe des Fraunhofer ISE entwickelten Dampfreformers für ein BZ-BHKW (Abb. übernommen aus [42])

Das Diagramm 4.3 stellt die Konzentrationen der Reformatbestandteile für verschiedene Reformerlasten nach Reformierung (DR) und Shiftstufen dar. Deutlich zu entnehmen ist der verhältnismäßig hohe Methananteil bei 100%iger Komponentenauslastung. Auch nach der SelOx-Stufe, wie Abb. 4.4 zeigt, ist eine CH_4 -Konzentration von ca. $\psi_{CH_4} = 12\%$ unter Vollast zu verzeichnen. Hinsichtlich der Lastabhängigkeit der Kohlenmonoxid-Reinigung ist erkennbar, dass bei 30%iger Reformerleistung die Grenzwerte mit großer Zeitverzögerung erreicht werden.

Die Datenerfassung des zweiten Reformers (Abb.4.5) zeigt hinsichtlich der Methanumsetzung über der Reformerleistung die gleichen Tendenzen. Die Werte sind jedoch insgesamt niedriger.

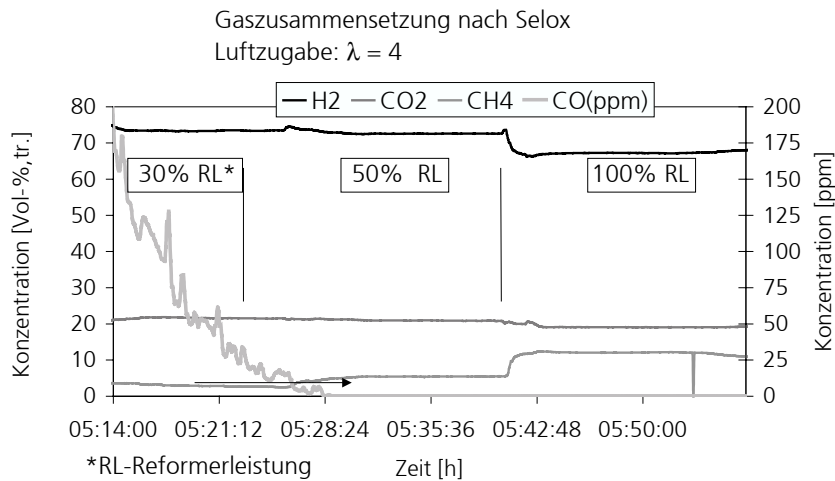


Abb. 4.4: Gaszusammensetzung (insbesondere: CO -Gehalt in ppm nach der CO -Feinreinigung (Abb. übernommen aus [42])

Abzulesen sind hier CH_4 -Anteile im Reformat nach der Shiftstufe von $\psi_{CH_4} = 0,4\%$ bei 30%iger Reformerauslastung und ca. $\psi_{CH_4} = 1,1\%$ unter Volllast.

Der Kohlenmonoxid-Gehalt steigt mit zunehmender Leistung an. Für den Einsatz in PEMFC-BZH ist zur CO -Senkung eine SelOx-Stufe vorzusehen.

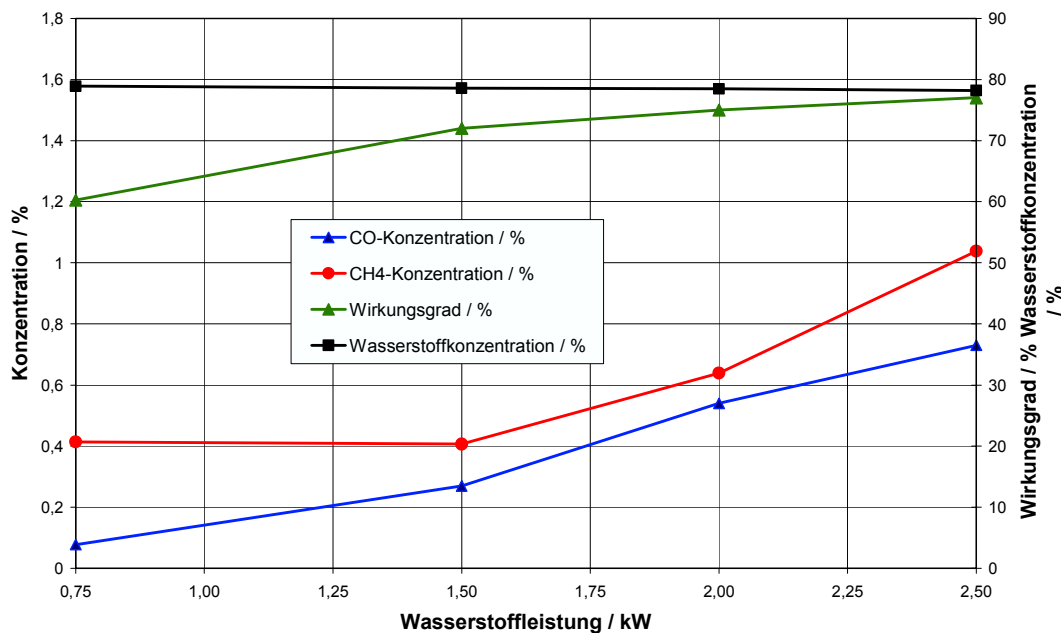


Abb. 4.5: Gaszusammensetzung eines 2,5 kW Dampfreformers (Abb. übernommen aus [39])

Die dargestellten Lastabhängigkeiten sind an Dampfreformern gemessen worden. Derartige Veröffentlichungen für Autotherme Reformer existieren derzeit nicht. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der Zusammenhang zwischen sinkenden CH_4 -Umsatz bei steigender Reformerauslastung qualitativ übertragbar ist.

Als Hauptursachen für das aufgezeigte Teillastverhalten lassen sich die zu geringen Reaktionszeiten in den einzelnen Reformierungs- und Aufbereitungsstufen anführen. Aufgrund des hohen Volumenstroms nahe Vollast werden die notwendigen Verweilzeiten unterschritten – die Edukte–Umsetzung ist unvollständig.

Die Höhe des Methanumsatzes und dessen Verlauf über den Lastbereich hängen maßgeblich von Anlagenkonstruktion und -dimensionierung ab. Es könnten bei großzügiger Bemessung CH_4 –Umsätze nahe 100% auftreten, während bei Auslegung auf niedrige Volumenströme ein abfallender bzw. insgesamt geringer CH_4 –Konvertierungsgrad erreichbar ist.

Ableitend aus den angeführten messtechnischen Untersuchungen an Dampfreformern wurde für diese Arbeit eine mittlere lastabhängige Beziehung für den Methan–Umsatzgrad η_{U,CH_4} in einem Polynom zweiten Grades formuliert:

$$\eta_{U,CH_4} = \left[\gamma_1 \cdot \left(\frac{\dot{n}_{CH_4}}{\dot{n}_{CH_4,max}} \right)^2 + \gamma_2 \cdot \frac{\dot{n}_{CH_4}}{\dot{n}_{CH_4,max}} + \gamma_3 \right] \cdot 100\%$$

$$\text{mit: } \gamma_1 = -0,08$$

$$\gamma_2 = -0,0001$$

$$\gamma_3 = 0,99$$

Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 4.6 visualisiert.

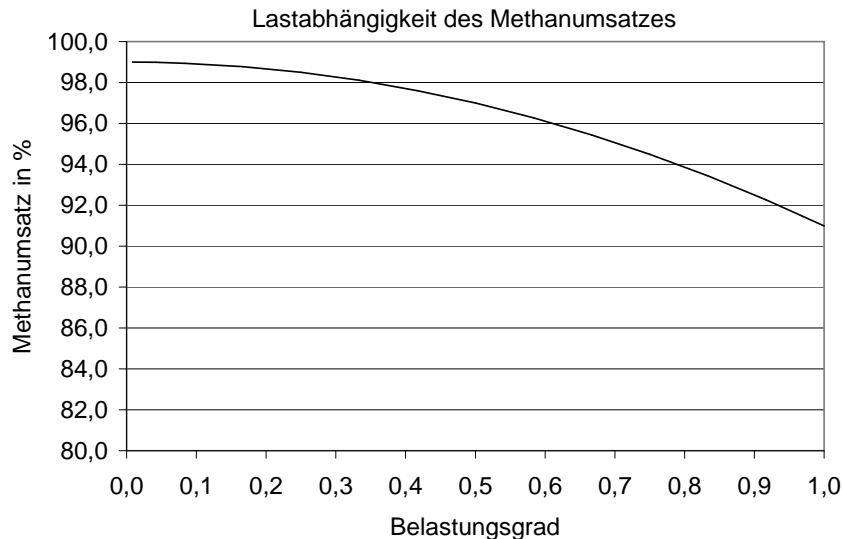


Abb. 4.6: Abhängigkeit des Methanumsatzes η_{U,CH_4} vom Belastungsgrad des Reformers

Die Berücksichtigung des lastabhängigen Methanumsatzes ist für den weiteren Prozess–Verlauf erforderlich. Zum einen beeinflussen die daraus folgenden Wasserstoffanteile im Reformat we-

sentlich die BZ-Stack-Leistung, und zum anderen bewirken die verschiedenen CH_4 - und H_2 -Anteile bei der Verbrennung des Anodenrestgases im Nachbrenner unterschiedliche thermische Leistungen.

4.3 Grundlagen der PEMFC

4.3.1 Aufbau und Funktionsprinzip der PEMFC

Herzstück des Brennstoffzellen-Heizgerätes bildet die zu einem Stack (Stapel), elektrisch in Reihe geschaltene PEM-Brennstoffzelle. Um die elektrochemischen Prozesse, die zur Erzeugung von Elektroenergie und Wärme führen, verständlich zu machen, sei der konkrete Aufbau der für diese Arbeit zu Grunde gelegten Brennstoffzelle vorangestellt. Abbildung 4.7 illustriert die Komponenten der Einzelzelle und deren Verschaltung im BZ-Stack.

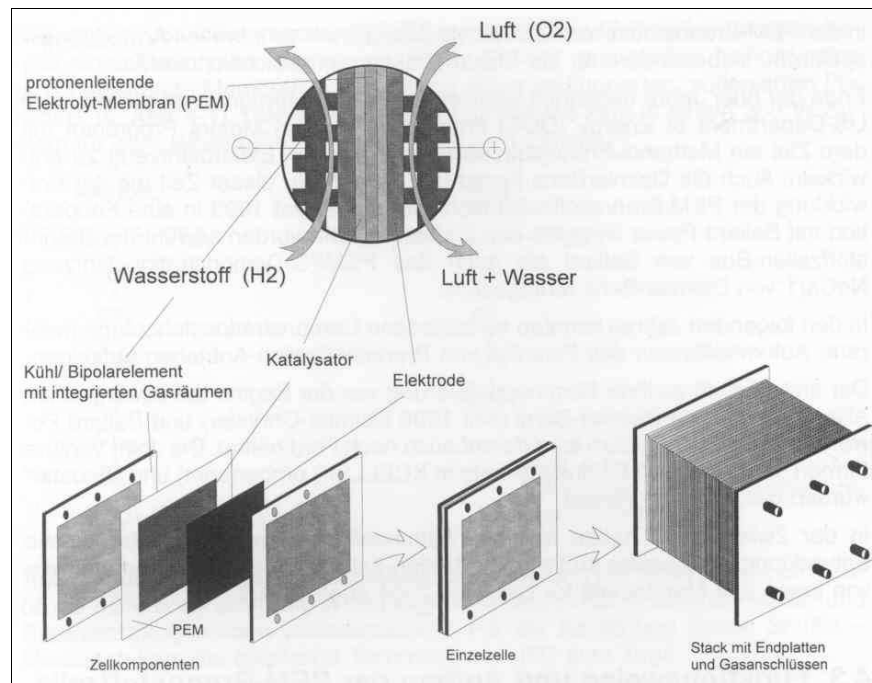


Abb. 4.7: Schematischer Aufbau einer PEMFC (Abb. übernommen aus [51])

Der Brennstoffzellenteil, in dem die elektrochemischen Reaktionen ablaufen, wird als Membran-Elektroden-Einheit (engl.: Membrane-Electrode-Assembly) kurz MEA bezeichnet. Er besteht aus katalysatorbeschichteter Anode und Kathode sowie Polymermembran.

Die **Elektroden** bestehen aus porösem Kohlenstoffvlies (perforierter Graphit-Filz) mit hydrophobisierter Zwischenschicht. Sie sind mit Edelmetall (Platin bzw. Platinlegierungen, Ruthenium) in einer Dichte von kleiner $0,4 \frac{mg}{cm^2}$ belegt [51] [61].

Wird nun Wasserstoff der Anode zugeführt, oxidiert dieser an dem Katalysator zu $2H^+$ unter Freisetzung zweier Elektronen ($2e^-$).



Ist eine elektrische Last zwischen den Elektroden angelegt, gelangen die Elektronen über den äußeren Stromkreis aufgrund der Potenzialdifferenz zur Kathode. Da nun an der Anode ein positiver Ladungsüberschuss herrscht, werden die Wasserstoff-Protonen abgestoßen und wandern durch die Membran zur Kathode. Dort wird der zugeführte Sauerstoff unter Aufnahme dieser beiden Elektronen zu Wasser reduziert:



Der Elektronenfluss über den äußeren Stromkreis bewirkt die Erzeugung elektrischer Leistung. Die restliche, durch den Prozess frei werdende Energie geht in Wärme über.

In einer Zelle läuft also eine räumlich getrennte Redoxreaktion ab. Die Bedingungen zum Ablauf dieser Reaktion sind die am äußeren Stromkreis angelegte elektrische Last und der ionenleitende Elektrolyt.

Der **Elektrolyt** bewirkt eine räumliche Trennung von Oxidations- und Reduktionsreaktion. Es sind zahlreiche Elektrolyt-Entwicklungen zu beobachten [90] [4] [56]. Dabei zielt die Forschung und Entwicklung auf billigere und belastbare Polymerelektrolytmembranen bei mindestens gleicher Performance ab. Die derzeit am häufigsten eingesetzten Membranen sind Nafion von dem amerikanischen Unternehmen *DuPont* und Dow-Xos der Firma *Dow Chemical, USA*. Aufgrund des hohen Entwicklungsstands, der starken Verbreitung und Anwendung in BZFs sowie BZ-Fahrzeugen liegt dieser Arbeit eine Nafion-Membran zu Grunde.

Kennzeichnend für MEAs mit dieser Membran sind Leistungsdichten von ca. $1 \frac{W}{cm^2}$ (Wasserstoff/ Luft-Betrieb) bei optimalen Betriebstemperaturen von $70 \dots 90^\circ C$ und Atmosphärendruck.

Die Nafion-Membran wird aus Fluorpolymer mit Sulfonsäuregruppen (SO_3H) in Stärken von $112 - 117 \mu m$ hergestellt. Diese Polymerelektrolytmembran besteht aus einem modifizierten Teflonmaterial auf der Basis von perfluoriertem, sulfoniertem Polymer. Zur Stützung der biegsamen und feuchten Membran werden Kohlepapiere eingesetzt. Sie ermöglichen eine gleichmäßige Lastverteilung und verhindern durch den Zusatz von Teflon das Verstopfen der Gastransportwege durch Wassertropfen.

Dem **Wassermanagement** kommt hinsichtlich der elektrolytischen Wirkung eine besondere Bedeutung zu [15] [45] [1]: Bei der oben beschriebenen Redoxreaktion entsteht kathodenseitig Wasser, dass zur Verhinderung eines Zellflutens abzuleiten ist. Im Gegensatz dazu erfordert die Membran eine Befeuchtung, weil erst dann die Sulfonsäure-Gruppe dissoziiert und die Protonenleitfähigkeit hergestellt ist. Die Polymermembran muss also ständig innerhalb festgesetzter Grenzen feucht gehalten werden. Verschiedene Verfahren finden dabei Anwendung. Für dieses Modell soll die Feuchte des anodenseitig zugeführten Reformats genutzt werden. Von einer Befeuchtung der Kathodenluft ist in diesem Fall abzusehen [15].

Wie in Kapitel 4.4.3 beschrieben, erfolgt vor Eintritt in das BZ-Stack eine Wärmeauskopplung mit teilweiser Kondensation. Entsprechend der Primärkühlkreis-Temperatur und den Geschwindigkeiten der Medien variiert die Temperatur und der Feuchtegehalt des Reformats. Forschungen der Stack-Entwickler zielen auf die Verminderung des Systemaufwands. Eine separate Membran-Befeuchtereinheit mit extern zugeführtem Wasser inklusive umfangreicher Wasseraufbereitung, Membranpumpe und Regeleinheiten entfällt bei zukünftigen Geräten [75]. Ein geschlossener Wasserkreislauf ist zu realisieren.

Es wird für die Systemmodellierung davon ausgegangen, dass mittels konstruktiver Lösungen sowohl das Überfluten als auch das Austrocknen der Membran verhindert wird.

Zur Verschaltung der einzelnen Zellen ist jede Membran-Elektroden-Einheit von **Bipolarplatten** mit Gaskanälen umgeben. Sie sind häufig in Edelstahl ausgeführt und bündeln eine Vielzahl von Funktionen:

1. Sie stellen elektrische Verbindung zwischen den Einzelzellen her,
2. Führen die Reaktionsgase zur MEA und verteilen diese durch mäanderförmig strukturierte Kanäle gleichmäßig über die gesamte Elektrodenfläche,
3. Leiten Reaktionswasser sowie anoden- und kathodenseitige Restgase ab,
4. Dichten die Elemente gegeneinander und gegen außen ab.

Ebenfalls in den Bipolarplatten integriert sind die zur Einhaltung der Betriebstemperaturen notwendigen Kühlelemente. Sie leiten Wasser des Primärkühlkreises an den Zellen vorbei und gewährleisten so die Wärmeauskopplung.

Für die Stack-Modellierung wird eine Zellgröße von $25 \times 25 \text{ cm}$ gewählt, was einer aktiven Zellfläche von 625 cm^2 entspricht. Somit sind elektrische Stack-Leistungen von wenigen 100 W

bis über 10 kW durch einfache Stapelung der Einzelzellen abbildbar. Mit einer durchschnittlichen, dem Stand der Forschung entsprechenden Stromdichte von $i = 0,4 \frac{A}{cm^2}$ fließen im drucklosen Reformat/Luft-Betrieb (Atmosphärendruck) elektrische Ströme bis maximal $I = 250 A$ [61] [62] [45] [52].

4.3.2 Berechnungsgleichungen an einer singulären Zelle

Die im folgenden dargestellten stationären Berechnungsgrundlagen wesentlicher Kenngrößen von Brennstoffzellen gelten für den standardisierten Zustand bei

Temperaturen von $T = 298,15 K$ und

Umgebungsdruck von $p = 101,3 kPa$.

Ausgangspunkt bildet die Redoxreaktion in der Brennstoffzelle:



Unter den standardisierten Randbedingungen liegt das Produktwasser flüssig vor. Die Reaktionsentropie beträgt $\Delta S^0 = -163,2 \frac{J}{molK}$.

Die von einer Zelle maximal erreichbare elektrische Arbeit wird durch die freie Reaktionsenthalpie (Gibbssche Enthalpie) $\Delta_{rev}G$ beschrieben. Sie berechnet sich nach der Gibbs-Helmholtz-Gleichung zu:

$$\Delta_{rev}G^0 = \Delta_R H^0 - T \Delta S^0 \qquad (4.7)$$

Der Quotient aus Gibbsscher Enthalpie und Reaktionsenthalpie beschreibt den idealen Brennstoffzellenwirkungsgrad:

$$\eta_{max} = \frac{\Delta_{rev}G^0}{\Delta_R H^0} = -\frac{U_{rev}^0 \cdot z \cdot F}{\Delta_R H^0} = 83,3\% \qquad (4.8)$$

Der für die elektrische Arbeit nicht nutzbare Anteil wird als Wärme frei.

Unter Einbeziehung des Faradayschen Gesetzes lässt sich nun aus der freien Reaktionsenthalpie $\Delta_R H^0$ die reversible Zellspannung U_{rev}^0 bestimmen. Dabei geht die Anzahl der je H_2 -Molekül übertragenen Elektronen ($z = 2$) und die Faraday-Konstante $F = 96484,6 \frac{As}{mol}$ in die Berechnung ein:

$$U_{rev}^0 = -\frac{\Delta_{rev}G^0}{z \cdot F} \qquad (4.9)$$

$$U_{rev}^0 = 1,229V$$

Außerhalb des Standardzustands ist eine Temperatur-, Druck und Konzentrationsabhängigkeit der reversiblen Zellspannung gegeben. In der Nernstschen Gleichung finden diese zur Berechnung der Zellspannung im thermodynamischen Gleichgewicht wie folgt Berücksichtigung:

$$U_{rev} = U_{rev}^0 + (T - T_0) \cdot \frac{\Delta S}{z \cdot F} + \frac{1}{2} \cdot \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot \ln \frac{p}{p_0} - \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot \ln \frac{\psi_{H_2O}}{\psi_{H_2} \cdot \sqrt{\psi_{O_2}}} \quad (4.10)$$

Aus der Gleichung wird deutlich, dass sich Druck- und Konzentrationserhöhung positiv auswirken, während Temperaturen größer $T = 298,15 \text{ K}$ die reversible Zellspannung senken. Für den üblichen Betrieb einer PEMFC bei 80°C , Atmosphärendruck und kathodenseitigen Luftsauerstoff ($\psi_{O_2} = 0,21$) errechnet sich beispielhaft die maximale Zellspannung zu $U_{rev} = 1,17 \text{ V}$.

Die reversible Spannung stellt die Ruhespannung einer Zelle dar. Fließt ein elektrischer Strom durch die Zelle, fällt die Spannung ab. Die als Überspannung bezeichneten Verluste sind abhängig vom elektrischen Strom und setzen sich aus den in Abb.4.8 erkennbaren Abschnitten zusammen:

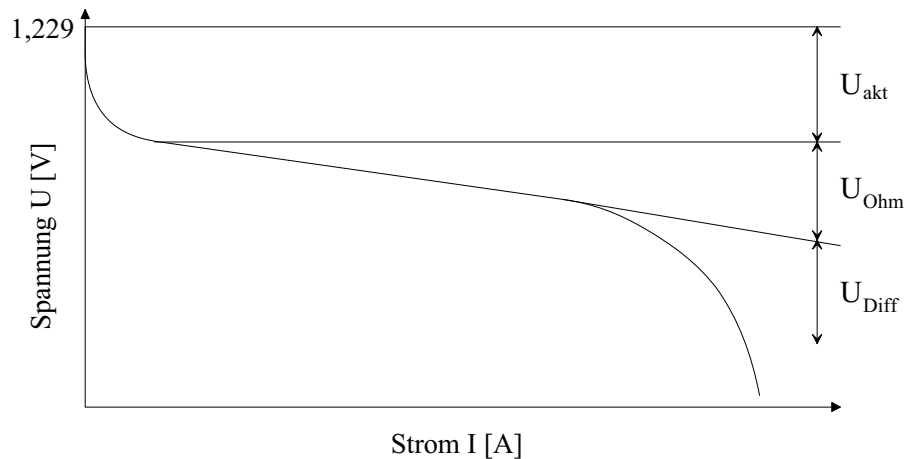


Abb. 4.8: Die Strom-Spannungs-Kennlinie (schematisch)

Die Überspannungen ΔU_{akt} , ΔU_{Ohm} und ΔU_{Diff} reduzieren die tatsächlich erzeugte Spannung aufgrund folgender Ursachen:

- Durchtritts-/ Aktivierungsüberspannung ΔU_{akt} : bei geringer Belastung wird der Ladungsdurchtritt an Phasengrenzflächen (Elektroden/Elektrolyt) gehemmt; die katalytische Aktivität ist nicht voll ausgeprägt

- Widerstandsüberspannung ΔU_{Ohm} :
lineare Spannungsabnahme infolge ohmschen Widerstands der Zellkomponenten
- Diffusions–Konzentrations-/ Reaktionsüberspannung ΔU_{Diff} :
Verluste durch Massetransport, Spannungsdifferenzen infolge vorgelagerter bzw. gleichzeitiger chemischer Reaktionen bei hohen elektrischen Strömen

Eine übliche Beschreibung des Zusammenhangs zwischen Strom und Spannung erfolgt näherungsweise unter Verwendung der Gleichung:

$$U = U^0 - b \cdot \log i - i \cdot R_{Ohm} \quad (4.11)$$

$$\text{mit: } U^0 = U_{rev}^0 + b \cdot \log i_0 \quad (4.12)$$

i ... Stromdichte

i_0 ... Austauschstromdichte

b ... kinetischer Parameter

R_{Ohm} Innenwiderstand der Zelle (Ohmscher Widerstand)

Diese Darstellung basiert auf einem empirischen Modell [16] [57] [52]. Es berechnet die Stromdichte i aus der Austauschstromdichte i_0 über die Butler–Volmer–Gleichung (Gl. 4.14), die die Reaktionskinetik der Teilreaktionen an Anode und Kathode widerspiegelt [10].

In der Literatur wird der mathematische Ausdruck 4.11 oftmals durch einen weiteren Term ergänzt. Dieser beschreibt die Diffusionsüberspannung ΔU_{Diff} mittels exponentieller Abhängigkeit. Der damit formulierte starke Spannungsabfall bei hohen elektrischen Strömen reduziert jedoch die Zellspannung bis weit unter $U = 0,5 \text{ V}$, was zu irreparablen Schädigungen der Membran führen kann. Daher sind Lasten über dem Auslegungspunkt für den dauerhaften Betrieb zu vermeiden, und der Term zur Beschreibung dieses Kurvenverlaufs ist für das praktische Betriebsverhalten irrelevant.

Für die vorliegende Arbeit wurde das stationäre PEMFC–Modell nach Amphlett [3] zur Nachbildung des Strom–Spannungs–Verhaltens von Einzelzellen sowie Stacks zu Grunde gelegt. Es ist für den BZ–Betrieb mit wasserstoffreichem Reformat und Luftsauerstoff entwickelt worden und berücksichtigt die wesentlichen Betriebsparameter *Temperatur*, *Druck* und *Stoffkonzentration*.

Ausgehend von der Nernstschen Gleichung 4.10 zur Bestimmung von U_{rev} fasst die Gleichung 4.13 entsprechend Abb. 4.8 die auftretenden Verluste bis zum Punkt der maximalen

elektrischen Leistung zusammen.

$$U = U_{rev} + U_{akt} + U_{Ohm} \quad (4.13)$$

Die **Aktivierungsüberspannung** U_{akt} beschreibt die Effekte der Reaktionskinetik und des Massetransports an Anode und Kathode. Aus der Butler–Volmer–Gleichung

$$i = i_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{\alpha \cdot z \cdot F \cdot \eta}{R \cdot T}\right) - \exp\left(\frac{(1 - \alpha) \cdot z \cdot F \cdot \eta}{R \cdot T}\right) \right] \quad (4.14)$$

α ... Transferkoeffizient
 $(zF\eta)$... Aktivierungsenergie

mit Berücksichtigung der generellen Prozesse an den Elektroden und der Austauschstromdichte ergibt sich auf Grundlage empirischer und experimentell bestimmter Daten die vereinfachte Gleichung 4.15. Verluste durch die Reaktionsaktivierung treten sowohl an Anode als auch Kathode auf und werden durch folgende Form ausgedrückt:

$$U_{akt} = \gamma_4 + \gamma_5 \cdot T + \gamma_6 \cdot T \cdot \ln c_{O_2} + \gamma_7 \cdot T \cdot \ln I \quad (4.15)$$

Einfluss der anodenseitigen Wasserstoffkonzentration auf η_{akt} ist für druckarme Anwendungen vernachlässigbar; Stromstärke I , Zell- bzw. Stacktemperatur T sowie die Sauerstoffkonzentration an der Kathodenoberfläche c_{O_2} charakterisieren die Aktivierungsüberspannung. Verbleibt die Bestimmung von c_{O_2} . Für Effekte der Konzentrationen an der Kathodenoberfläche gilt die Gleichung nach Henry's Gesetz in der Form:

$$c_{O_2} = c_{O_2}^{interface} = \frac{p_{O_2}^{interface}}{5,08 \cdot 10^6 \cdot \exp\left(\frac{-498}{T}\right)} \quad (4.16)$$

$$\text{mit: } p_{O_2}^{interface} = p_S \cdot \left[\frac{1}{\exp\left(\frac{4,192 \cdot i}{T^{1,334}}\right) \cdot x_{H_2O}^{channel}} - 1 \right]$$

c_{O_2} ... Sauerstoffkonzentration an der Kathodenoberfläche

$c_{O_2}^{interface}$... Sauerstoffkonzentration an der Schnittstelle Kathode–Katalysator

$p_{O_2}^{interface}$... Sauerstoffpartialdruck an der Schnittstelle Kathode–Katalysator

p_S ... Sättigungsdruck

$x_{H_2O}^{channel}$... H_2O –Molanteil in den Gaskanälen zwischen Kathode und Katalysator

Zur Reduzierung des Rechenaufwandes und Wahrung der Übersichtlichkeit soll an dieser Stelle folgende Vereinfachung getroffen werden:

Der Einfluss des Wassergehalts $x_{H_2O}^{channel}$ in den Gaskanälen der Kathode kann infolge konstruktiver Lösungen so reduziert werden, dass der Sauerstoffpartialdruck $p_{O_2}^{interface}$ bis zur beginnenden Diffusionsüberspannung ΔU_{Diff} (vgl. Abb. 4.8), also bis zum Erreichen der maximalen Stromdichte von $i = 0,4 \frac{A}{cm^2}$, als nahezu konstant angenommen werden kann. Mit hinreichender Genauigkeit ist der Sauerstoffpartialdruck an der Schnittstelle Kathode–Katalysator gleich dem Sauerstoffpartialdruck am Kathodeneintritt:

$$p_{O_2}^{interface} = 0,21 \cdot p_{Luft} = konst.$$

Daraus ergibt sich bei gleichbleibenden Betriebstemperaturen eine konstante Sauerstoffkonzentration an der Kathodenoberfläche.

Bei der **Widerstandsüberspannung** U_{Ohm} ist zwischen den Widerständen während des Elektronentransfers durch die Elektroden und des Protonendurchtritts durch die MEA zu unterscheiden. Im Geltungsbereich von $328 K \leq T \leq 358 K$ verhält sich der Ohmsche Widerstand des Elektronendurchtritts nahezu konstant; die Überspannung steigt linear zum elektrischen Strom. Der Widerstand beim Protonentransfer hingegen weist eine Vielzahl von Abhängigkeiten auf, die mit Hilfe der Nernst–Planck–Gleichung erfasst werden. Es gilt das Ohmsche Gesetz, wobei R_{Ohm} für die Gesamtheit der Widerstände um die Zelle steht.

$$U_{Ohm} = -I \cdot R_{Ohm} \quad (4.17)$$

$$\text{mit: } R_{Ohm} = \gamma_8 + \gamma_9 \cdot T + \gamma_{10} \cdot I \quad (4.18)$$

Der Zellwiderstand ist mit dem angelegten elektrischen Strom und der Zelltemperatur veränderlich. Folgende empirische Parameter nach Amphlett [β] bilden dabei die Dimensionen.

$$\begin{aligned} \gamma_4 &= -0,951 \\ \gamma_5 &= 3,12 \cdot 10^{-3} \\ \gamma_6 &= 7,40 \cdot 10^{-5} \\ \gamma_7 &= -1,87 \cdot 10^{-4} \\ \gamma_8 &= 1,605 \cdot 10^{-2} \\ \gamma_9 &= -3,5 \cdot 10^{-5} \\ \gamma_{10} &= 8,0 \cdot 10^{-5} \end{aligned}$$

Die daraus resultierende Strom–Spannungs–Kurve ist in Kapitel 4.5.3, Abb. 4.13 illustriert. Im Vergleich mit dem mittleren Kennlinienfeld nach [74] zeigen sich unter standardisierten Bedingungen hohe Übereinstimmungen.

Aus den Gleichungen 4.13 bis 4.18 ist erkennbar, dass U_{akt} und U_{Ohm} negativ werden und damit die erzeugte Zellspannung U stets kleiner als U_{rev} ist, sobald ein elektrischer Strom fließt.

Nach [3] beschreibt das parametrische Modell im Geltungsbereich:

$$\begin{aligned} 328 \text{ K} &\leq T \leq 358 \text{ K} \\ 0,6 \text{ bar} &\leq p_{O_2} \leq 3,1 \text{ bar} \\ 0,03 \frac{\text{A}}{\text{cm}^2} &\leq i \leq 0,45 \frac{\text{A}}{\text{cm}^2} \end{aligned}$$

mit einer hohen Genauigkeit zwischen Experiment und theoretisch erarbeiteten Verläufen die Zell–Performance.

Eine Extrapolation auf Punkte außerhalb dieser Bereiche ist nach [2] mit guter Näherung gegeben. Aufgrund der Validierung dieses Berechnungsalgorithmus an einem PEM-Stack ähnlichen Aufbau und MEA-Zusammensetzung sowie dessen Orientierung auf relevante Einflussparameter wird die Strom–Spannungs–Kennlinie des für diese Untersuchung zu Grunde gelegten BZ-Stacks durch das Amphlett–Modell charakterisiert.

Mit den dargelegten Zusammenhängen für die Strom- und Spannungsgenerierung in einer MEA ergibt sich nach der trivialen Gleichung 4.19 die von einer Einzelzelle abgegebene elektrische Leistung:

$$P_{el,brutto} = U \cdot I \quad (4.19)$$

wobei es sich hierbei um Gleichstrom handelt.

Die Beziehung zwischen zugeführten Brenngasmolenstrom \dot{n}_{H_2} und elektrischer Stromstärke I leitet sich aus dem Faradayschen Gesetz wie folgt ab:

$$I = \dot{n}_{H_2} \cdot z \cdot F \cdot \eta_U \quad (4.20)$$

Darin beschreibt η_U den H_2 –Umsatzgrad in der Zelle. Er liegt bei praktischen Anwendungen insbesondere mit Reformat stets unter 1. Zwar konnte der prinzipielle Betrieb mit $\eta_U = 1$

(“Dead-End-Betrieb”) in erfolgreichen Labortests nachgewiesen werden [73] [86], jedoch waren diese mit Zellinstabilitäten und aufwändigen zyklischen Wasserstoff-Spülungen verbunden, die diese Verfahrensweise für praktische Anwendungen ausschließt. Der hier zu Grunde gelegte Umsatzgrad wird – Literatur- und Herstellerangaben für BZ-Stacks mit ATR zu Folge [77] [72] [68] – auf $\eta_U = 0,8$ festgesetzt.

Die Ermittlung der thermischen Leistung einer singulären Brennstoffzelle erfolgt mittels Bilanzierung um eine MEA. Unter Annahme adiabater Zustände (keine Wärmeabgabe an die Umgebung) ergibt sich die auskoppelbare Nutzwärme einer Zelle \dot{Q}_{BZ} aus den Differenzen von zu- und abgeführten Enthalpieströmen, der Reaktionsenthalpie des Redoxprozesses und der elektrischen Leistung zu:

$$\begin{aligned}
 \dot{Q}_{BZ,1} = & \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{Anode,ein} \\
 & + \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{Kathode,ein} \\
 & - \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{Anode,aus} \\
 & - \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{Kathode,aus} \\
 & - \left(z \cdot F \cdot U \cdot \dot{n}_{H_2} \cdot \eta_U \right)
 \end{aligned} \tag{4.21}$$

Die zugeführten Enthalpieströme beinhalten die Zusammensetzung und Temperatur des wasserstoffreichen Reformats auf Anodenseite und des kathodenseitig anliegenden sauerstoffreichen Gases. Im Betrieb mit Luftsauerstoff geht man von einem Luftüberschuss von bis zu $\lambda = 2,5$ und Temperaturen von $t_{Kathode,ein} = 25^\circ\text{C}$ aus (Temperaturerhöhung infolge Luftverdichtung bleibt unberücksichtigt). Der Kathodenüberdruck wird durch die maximale, werkstoffseitig begrenzte MEA-Druckdifferenz, den einzuhaltenden Bedingungen zum BZ-Wassermanagements und dem niedrig zu haltenden, elektrischen Leistungsbedarf des Gebläses begrenzt [58] [63].

Mit dem Index *Kathode,aus* werden das aus der BZ-Reaktion hervorgegangene kathodenseitige Wasser und die überschüssige Luft bilanziert. Die nicht umgesetzten Bestandteile des Reformats (Inertgase, nicht umgesetzter Wasserstoff) verlassen als Anodenrestgas (hier in *Anode,aus* dargestellt) die Brennstoffzelle.

Der Term $(z \cdot F \cdot U \cdot \dot{n}_{H_2} \cdot \eta_U)$ charakterisiert mit der in Gleichung 4.20 dargestellten Beziehung die erzeugte elektrische Leistung einer Zelle.

Im standardisierten Zustand ergeben sich die Enthalpieströme an Anode, Kathode sowie am BZ-Austritt zu Null. Für $\dot{Q}_{BZ,1}$ gilt dann die Beziehung aus Gleichung 4.7 mit dem irreversiblen Term als einziger wärmeerzeugender Teil.

4.4 Dynamisches Modell zur Nutzwärmeauskopplung des Gesamtsystems

4.4.1 Schaltschema zur Nutzwärmeauskopplung

Das System *Brennstoffzellen-Heizgerät (BZH)* verfügt neben der Wärmeerzeugung im Brennstoffzellen-Stack (BZ-Stack) über weitere Wärmequellen. Unter der Zielstellung jede Möglichkeit der Wärmeauskopplung zu nutzen, entsteht das in Abbildung 4.9 dargestellte Schaltbild. Die thermische Leistung aus Brennstoffzellenreaktion, Nachverbrennung des Anodenrestgases, den exothermen Reaktionen der Brenngasaufbereitung und der Abkühlung des Reformat- bzw. Abgases mit teilweiser Kondensation wird an einen Primärkühlkreis (PK) übergeben. Dieser realisiert in Verbindung mit der Bemessung der Wärmeübertrager optimale Betriebstemperaturen in den einzelnen Komponenten. Im Hauptwärmeübertrager erfolgt die Übergabe an den Heizkreis.

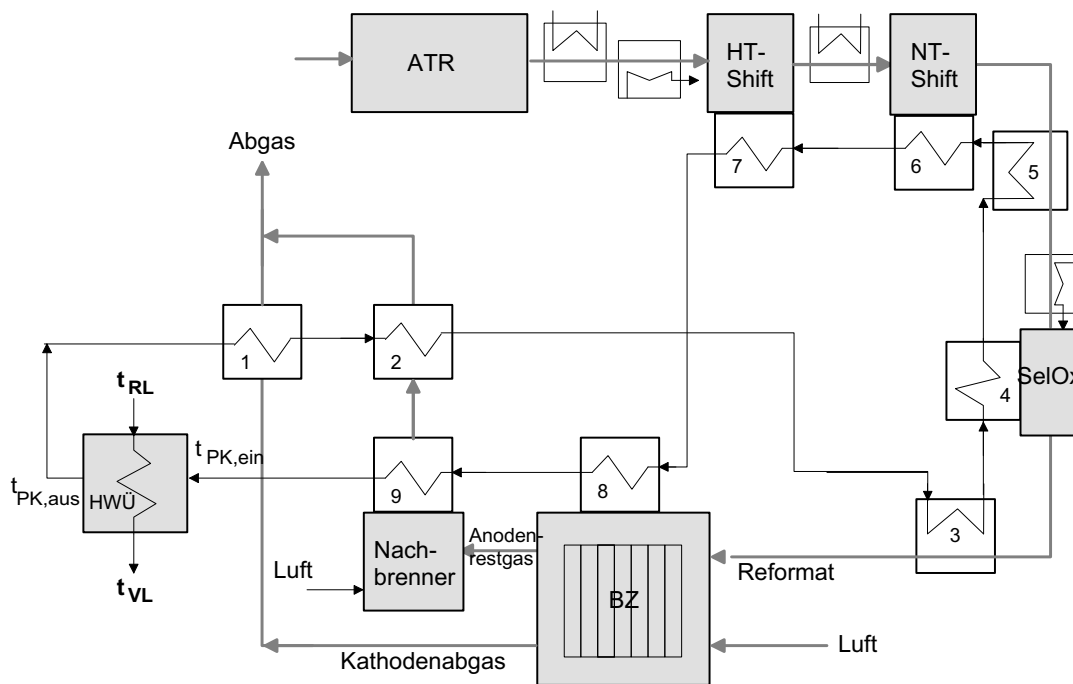


Abb. 4.9: Blockschaubild zur Wärmeauskopplung (mit teilweiser Kondensation) aus dem Gesamtsystem

Die Reihenfolge der vom Primärkühlkreis durchflossenen Wärmeübertrager richtet sich

1. Nach der Einhaltung optimaler BZ-Stack-Temperaturen ($60^{\circ}\text{C} < t_{BZ} < 90^{\circ}\text{C}$),
2. Nach der Sicherstellung hinreichender PK-Temperaturen ($70^{\circ}\text{C} < t_{PK,ein} < 95^{\circ}\text{C}$) am Eintritt in den Hauptwärmeübertrager (zur Realisierung ein 70/55°C -Auslegung der Heizungsanlage)
3. Nach hoher Nutzung der Kondensationsenthalpien.

Bei den Wärmeübertragern $WÜ1$, $WÜ2$ und $WÜ3$ wird der in dem jeweiligen Gasmisch mitgeführte Wasserdampf kondensiert. Mit der Rückführung des Kondensats ist ein geschlossener Wasserkreislauf anzustreben.

In Abb. 4.9 wurde die für die Vorwärmung der Reformierungsedukte erforderlichen Wärmeauskopplungen nur angedeutet. In Kapitel 4.2 ist die Notwendigkeit der Vorwärmung zum Zwecke höchster Wasserstoffträge ausführlich beschrieben und deren Verschaltung grafisch dargestellt.

4.4.2 Nutzwärmeauskopplung aus dem Brennstoffzellen-Stack

Die Ermittlung der auskoppelbaren, thermischen Leistungen der Einzelelemente erfolgt aus den Energiebilanzen mit Berücksichtigung aller Enthalpieströme und Energietransport- sowie Speichereffekte.

Im System *Brennstoffzellenstack* gehen für die instationäre Betrachtung der Wärmeauskopplung die thermische BZ-Leistung \dot{Q}_{BZ} , die Wärmespeicherkapazität C_{Stack} , die vom Primärkühlkreis abgeführte Wärme \dot{Q}_{PK} sowie die thermischen Verluste \dot{Q}_{Verl} ein. Daraus lässt sich für das BZ-Stack folgende Bilanzgleichung aufstellen:

$$0 = \dot{Q}_{BZ} - C_{Stack} \cdot \frac{\partial t_{Stack}}{\partial \tau} - \dot{Q}_{PK} - \dot{Q}_{Verl} \quad (4.22)$$

$$\text{mit: } \dot{Q}_{PK} = \dot{m}_{PK} \cdot c_W \cdot (t_{BZ,aus} - t_{BZ,ein})$$

$$\dot{Q}_{Verl} = k_{Stack} \cdot A_{Stack} \cdot (t_{Stack} - t_U)$$

Die durch die Brennstoffzellenreaktion erzeugte Wärmeleistung des BZ-Stacks ist nach Gleichung 4.21 berechnet. Die an den Primärkühlkreis abgegebene Heizleistung \dot{Q}_{PK} bestimmt sich aus dem Wassermassestrom des Kühlkreises und den Temperaturen vor und nach dem Stack. \dot{Q}_{Verl} umfasst die Wärmeabgabe an die Umgebung durch freie Konvektion und Strahlung.

Aufgrund von Speichereffekten im BZ-Material kommt es zu zeitlichen Verzögerungen zwischen erzeugter und übertragener thermischer Arbeit. Gleichung 4.23 beschreibt diese Wärmespeicherkapazität C_{Stack} , die sich aus dem Produkt von Masse m und spezifischer Wärmekapazität c_p der einzelnen Komponenten zusammensetzt. Anode und Kathode bestehen weitestgehend aus Graphit, die Bipolarplatten aus Edelstahl. Die Massen ermitteln sich aus

den konstruktiven Abmessungen und den Dichten. In dem mit *End* gekennzeichneten Term finden die beiden Edelstahl-Endplatten mit Verschraubungen und Anschlüssen Berücksichtigung.

$$C_{Stack} = [(m \cdot c_p)_{Anode} + (m \cdot c_p)_{Kathode}] \cdot n_Z \\ + (m \cdot c_p)_{Bi} \cdot (n_Z + 1) + 2 \cdot (m \cdot c_p)_{End} \quad (4.23)$$

Aus der Randbedingung der Wärmeübertragung von der wärmeerzeugenden Membran-Elektroden-Einheit (MEA) an den Primärkühlkreis lässt sich die Austrittstemperatur des Kühlwassers in Abhängigkeit von der mittleren Stacktemperatur ermitteln. Zur Berechnung der mittleren Übertemperatur wird vereinfachend das arithmetische Mittel angesetzt.

$$\dot{Q}_{PK} = \dot{Q}_{\ddot{U}} \\ \dot{m}_{PK} \cdot c_W \cdot (t_{BZ,aus} - t_{BZ,ein}) = k_{\ddot{U}} \cdot A_{\ddot{U}} \cdot \left(t_{Stack} - \frac{t_{BZ,aus} + t_{BZ,ein}}{2} \right) \\ t_{BZ,aus} = \frac{k_{\ddot{U}} \cdot A_{\ddot{U}} \cdot t_{Stack} + \left(\dot{m}_{PK} \cdot c_W - \frac{k_{\ddot{U}} \cdot A_{\ddot{U}}}{2} \right) \cdot t_{BZ,ein}}{\dot{m}_{PK} \cdot c_W + \frac{k_{\ddot{U}} \cdot A_{\ddot{U}}}{2}} \quad (4.24) \\ \text{mit: } \frac{1}{k_{\ddot{U}}} = \frac{1}{\alpha_i} + 2 \cdot \left(\frac{s_{Elektrode}}{\lambda_{Graphit}} + \frac{s_{Bi}}{\lambda_{Stahl}} \right) + \frac{1}{\alpha_a}$$

Der Wärmedurchgangskoeffizient $k_{\ddot{U}}$ geht aus inneren und äußeren Wärmeübergangskoeffizienten sowie der Anoden- bzw. Kathoden-Schichtdicke und deren Wärmeleitfähigkeit hervor. $A_{\ddot{U}}$ stellt die Fläche der wärmeübertragenden Konstruktion dar und ist annähernd gleich der Zellfläche. Jede MEA wird beidseitig von Kühlwasser umspült.

Auf die Berücksichtigung zeitlicher Abhängigkeiten des Wärmedurchgangs von der wärmeerzeugenden zur wärmeabführenden Schicht wird verzichtet, weil er aufgrund der geringen Plattendicke im Vergleich zur Wärmespeicherung zu vernachlässigen ist, und der damit verbundene hohe rechnerische Aufwand die Qualität des Modells kaum verbessert.

Unter der Annahme, dass für den betrachteten Zeitraum (Zeitschritt) \dot{Q}_{BZ} , $t_{RL,ein}$ und \dot{Q}_{Verl} konstant bleiben, wird Gleichung 4.22 mit der Beziehung für $t_{BZ,aus}$ aus Gleichung 4.24 in die allgemeine Form einer partiellen Differenzialgleichung erster Ordnung überführt und die

Koeffizienten C_1 und C_2 wie folgt bestimmt:

$$\frac{\partial t_{Stack}}{\partial \tau} = C_1 \cdot t_{Stack} + C_2$$

$$C_1 = -\frac{\dot{m}_{PK} \cdot c_W \cdot k_{\ddot{U}} \cdot A_{\ddot{U}}}{\dot{m}_{PK} \cdot c_W + 0,5 \cdot k_{\ddot{U}} \cdot A_{\ddot{U}}} \cdot C_{Stack}^{-1}$$

$$C_2 = \left(\frac{-\dot{m}_{PK}^2 \cdot c_W^2 + 0,5 \cdot k_{\ddot{U}} \cdot A_{\ddot{U}} \cdot \dot{m}_{PK} \cdot c_W}{\dot{m}_{PK} \cdot c_W + 0,5 \cdot k_{\ddot{U}} \cdot A_{\ddot{U}}} + \dot{m}_{PK} \cdot c_W \right) \cdot \frac{t_{BZ,ein}}{C_{Stack}} + \left(\dot{Q}_{BZ} - Q_{Verl} \right) \cdot C_{Stack}^{-1}$$

Im Ergebnis wird die mittlere, zeitabhängige BZ-Stack-Temperatur entsprechend der Stackleistung, der Ein- und Austrittsbedingungen des Primärkühlkreises sowie der Wärmeabgabe an die Umgebung zum entsprechenden Zeitpunkt errechnet.

Für eine sichere und optimale Betriebsweise sind dabei Temperaturen zwischen $t_{Stack} = 70 \dots 90^\circ\text{C}$ zu gewährleisten. Das vorgegebene Temperaturfenster kann mit der Wassermassestrom-Regelung am Primärkühlkreis sichergestellt werden. Bei Anfahr- und Abschaltvorgängen wird erst bei Erreichen der Mindestbetriebstemperaturen die thermische Leistung an den Primärkühlkreis abgegeben.

Nach Gleichung 4.24 lässt sich die Primärkühlkreis-Temperatur am Stack-Ausgang ableiten und steht dem nachfolgenden Wärmeübertrager als Eingangstemperatur zur Verfügung.

Das Reaktionswasser der BZ-Reaktion fällt nur zu einem Teil in flüssiger Form aus. Der kathodenseitige Luftstrom führt Feuchte aus dem BZ-Stack ab. Aus der Abbildung 4.9 geht hervor, dass im weiteren Verlauf das kathodenseitig anfallende Wasser teilweise auskondensiert und die Kondensationswärme zusätzlich dem Primärkühlkreis übergeben wird (vgl. dazu Kap. 4.4.5).

4.4.3 Nutzwärmeauskopplung aus der Brenngasaufbereitung

Neben BZ-Stack und Nachbrenner stellen insbesondere die Prozesse der Reformat-Reinigung wesentliche Wärmequellen zur Erhöhung des thermischen BZH-Wirkungsgrades dar.

Bei der Verwendung des Autothermen Reformers (ATR) werden die erforderlichen Reaktortemperaturen durch den Teilprozess der Partiellen Oxidation erreicht. Beim Durchlaufen der Gasreinigungsstufen kann dem Reformat schrittweise Wärme entzogen werden. Vermindert

wird dieser Betrag um die Wärmemenge, die für die Edukte-Vorwärmung erforderlich ist. Darüber hinaus ist die Kühlung der exothermen CO -Konvertierungsstufen notwendig. An den im Schaltschema 4.9 eingetragenen Positionen kann Wärme aus der Brenngasaufbereitung an den Primärkühlkreis übergeben werden:

1. $W\ddot{U}$ 3: Kühlung mit teilweiser Kondensation des Reformats vor BZ-Stack-Zuführung von $t = 110^\circ\text{C}$ auf $t = 80^\circ\text{C}$
2. $W\ddot{U}$ 4: Einhaltung der Betriebstemperatur von $t = 110^\circ\text{C}$ der exothermen Selektiven Oxidation
3. $W\ddot{U}$ 5: Abkühlung des Reformats von $t = 200^\circ\text{C}$ auf $t = 110^\circ\text{C}$
4. $W\ddot{U}$ 6: Sicherstellen optimaler Betriebstemperaturen der Niedertemperatur-Shiftstufe von $t = 200^\circ\text{C}$
5. $W\ddot{U}$ 7: Einhaltung optimaler Betriebstemperaturen der Hochtemperatur-Shiftstufe von $t = 400^\circ\text{C}$

Zur Modellvereinfachung der Problematik des PEMFC-Wasserhaushaltes wird angenommen, dass vor BZ-Stack-Eintritt das Reformat durch Kondensierung in $W\ddot{U}$ 3 und unter Verwendung weiterer apparativer Aufwendungen auf die optimale Feuchten reduziert wird. So wird die MEA gegen Austrocknen oder Überfluten geschützt.

Die durch die einzelnen Stufen der Brenngasaufbereitung an den Primärkühlkreis übergebene Wärme ermittelt sich aus den Differenzen der jeweiligen Enthalpien zwischen ein- und ausströmenden Gasgemisch, vermindert um die Wärmespeicherung in den Wärmeübertrager-Konstruktionen und thermischen Verlusten.

Aufgrund der identischen Vorgehensweise zur Nutzwärmeauskopplung des BZ-Stacks im vorangegangenen Kapitel, wird auf den Berechnungsalgorithmus an dieser Stelle verzichtet. Dieser ist in Anhang A.3.1 kurz dargestellt.

Des weiteren sind in Anhang A.1 beispielhaft für den Betrieb eines 10zelligen BZ-Stacks alle Wärmequellen und -senken der Brenngasaufbereitung tabellarisch zusammengestellt.

4.4.4 Verbrennung des Anodenrestgases

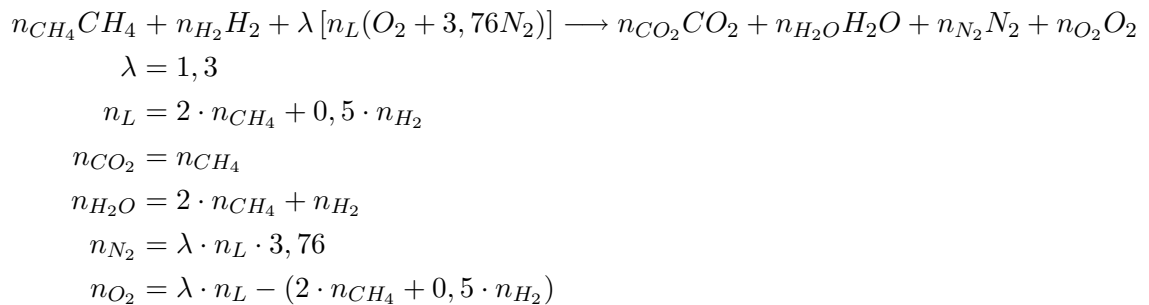
An der Brennstoffzellen-Reaktion ist anodenseitig ausschließlich Wasserstoff beteiligt. Alle weiteren Gasbestandteile (außer das ohnehin beseitigte Kohlenmonoxid) wirken inert und verlassen entsprechend der örtlichen Konzentrationsdifferenzen die Brennstoffzelle anoden-

oder kathodenseitig. Für die hier zu betrachtende Verbrennung des Anodenrestgases (ARG) wird in guter Näherung von der Reformatzusammensetzung, vermindert um den reagierenden Wasserstoffanteil, ausgegangen. In Verbindung mit der in Kap.4.2 getroffenen Annahme enthält das Reformat so viel Wasser, dass die MEA anodenseitig ausreichend befeuchtet wird. Im weiteren Verlauf wird ein nahezu trockenes ARG angenommen.

Im trockenen ARG befindet sich neben Kohlendioxid und Stickstoff ebenfalls nicht umgesetztes Methan (entsprechend der Reformierungsgüte) sowie unverbrauchter Wasserstoff (H_2 -Umsatz stets kleiner 1; vgl. Kap. 4.3.2). Theoretische und in Labortests bestätigte H_2 -Umsätze variieren von $\eta_U = 50 \dots 95\%$. Entsprechend Literatur- und Herstellerangaben für BZ-Stacks mit ATR [77] [72] [68] wird für diese Arbeit $\eta_U = 80\%$ festgesetzt. Es wird angenommen, dass dieser Wert über den gesamten Leistungsbereich annähernd konstant bleibt.

Im Anhang A.2 sind exemplarisch die molaren Gasbestandteile des Anodenrestgases in Verbindung mit der Verbrennungsluft vor und nach der Oxidation im Nachbrenner für einen Wasserstoffumsatz im BZ-Stack von $\eta_{H_2} = 80\%$ und einem vollständigen Methanumsatz im Reformierungsprozess dargestellt. Im Modell werden – wie in Kapitel 4.2.5 erläutert – realistische Methan-Umsätze von $\eta_{U,CH_4} = 99 \dots 90\%$ (niedrige Last ... Vollast) berücksichtigt.

Im Nachbrenner erfolgt die Oxidation aller brennbaren Bestandteile des Anodenrestgases. Unter der in Kapitel 4.2.1 getroffenen Annahme reagieren Methan aus der Brenngasaufbereitung und überschüssiger Wasserstoff aus der Brennstoffzellenreaktion mit Luftsauerstoff zu Wasser und Kohlendioxid:



Es wird zur vollständigen Verbrennung des ARG von einer überstöchiometrischen Luftzufuhr von $\lambda = 1,3$ ausgegangen. Der Übersicht halber wird auf die Darstellung der – infolge voran-

gegangener Prozesse bereits im ARG vorhandenen – Bestandteile *Kohlendioxid* und *Stickstoff* verzichtet. Der Wasserdampfanteil im Gasgemisch sinkt infolge der Herstellung optimaler Betriebsbedingungen im BZ-Stack auf einen vernachlässigbar kleinen Molanteil und wird hier nicht weiter betrachtet.

Die an den Primärkühlkreislauf übertragene Wärme ergibt sich aus der in Anhang A.3.2 dargestellten Bilanzierung um die Brennkammer und entspricht prinzipiell der Vorgehensweise in Abschnitt 4.4.2. Das Temperaturniveau des Kühlwassers beim Austritt aus dem Niedertemperaturbrenner bewegt sich zwischen $75 \dots 95 \text{ }^\circ\text{C}$.

Das ca. $120 \text{ }^\circ\text{C}$ –warme Abgases mit hohem Wasserdampf–Anteil wird im weiteren Verlauf im Wärmeübertrager *WÜ2* (vgl. Abb. 4.9) unter teilweiser Kondensation abgekühlt.

4.4.5 Nutzwärmeauskopplung mit teilweiser Kondensation und Übergabe an den Heizkreis

Sowohl das kathodenseitig vom BZ-Stack abströmende Gasgemisch als auch das Reaktionsgas der ARG-Verbrennung führen Wasserdampf mit sich. In den beiden Wärmeübertragern *WÜ1* und *WÜ2* (vgl. Abb. 4.9) soll ein hoher Wasserdampf–Anteil durch isobare Abkühlung auskondensieren. Damit wird thermische Energie durch Enthalpiedifferenz der Abgaskühlung und Kondensationsenthalpie frei gesetzt. Zudem fließt das auskondensierte Wasser in den internen Wasserkreislauf zurück.

Der Abgastaupunkt ist abhängig vom Sättigungsdruck des Gasgemisches. Nach Dalton/Antoine ist dieser gleich dem Partialdruck des Wasserdampfes und bestimmt sich näherungsweise aus der Gastemperatur wie folgt:

$$\psi_S = \frac{p_S}{p} = \frac{\exp\left(19,016 - \frac{4064,95}{t_{Abg,ges} + 236,25}\right)}{1013,0} \quad (\text{für: } 0,01 \text{ }^\circ\text{C} \leq t_{Abg,ges} \leq 70 \text{ }^\circ\text{C}) \quad (4.25)$$

Liegt der Partialdruck des Wasserdampfes im Gasgemisch über dem Sättigungsdruck, dann kondensiert Wasser bis zur Sättigung aus:

$$\psi_{H_2O,l} = \frac{\psi_{H_2O,ein} - \psi_S}{1 - \psi_S} \quad (4.26)$$

Sättigungsdruck und folglich auch die frei werdende Kondensationsenthalpie hängen maßgeblich von $t_{Abg,ges}$ ab. Hierbei wird von der üblichen Annahme ausgegangen, dass die Abmessungen der Wärmeübertragerflächen eine minimale Temperaturdifferenz von $\Delta T = 5 \text{ K}$ ergeben.

Durch konstruktive Maßnahmen ist also von einer maximalen Abgasabkühlung bis 5 K über Eintrittstemperatur des Primärkühlkreis–Wassers auszugehen.

Zur Modellvereinfachung werden beide Rekuperatoren mit teilweiser Kondensation zusammengefasst. In deren Ergebnis lässt sich die an den Primärkühlkreis übertragene Wärme aus der Gesamtbilanz um $W\ddot{U}1$ und $W\ddot{U}2$ berechnen.

Mit den in Kap. 4.4.2 bis 4.4.5 beschriebenen Wärmequellen sind alle Möglichkeiten der Wärmeauskopplung an den Primärkühlkreis gegeben.

Die Auslegung der einzelnen Wärmeübertrager–Flächen garantiert optimale Betriebstemperaturen aller Einzelkomponenten unter Auslegungsbedingungen. Bei Teillast oder Lastwechsel erfolgt die Einhaltung günstiger Temperaturen durch die Massestrom–Regelung des Primärkühlkreises. Die Anpassung des Wassermassenstroms ist besonders bei Startvorgängen zum schnellen Erreichen der Betriebstemperaturen von BZ–Stack und Reformierungsstufen wichtig.

Im Hauptwärmeübertrager (HWÜ) findet die Übergabe der Wärme an den Heizkreis (einschließlich TWE) statt. Es wird ein Plattenwärmeübertrager im Gegenstromprinzip eingesetzt.

Die Vorlauftemperatur des Heizkreises t_{VL} lässt sich aus der Bilanz um den Rekuperator berechnen. Zur Modellvereinfachung geht man hierbei von der Annahme aus, dass die Dynamik infolge Wärmeleitung und Wärmespeicherung im Material im Vergleich zu den in Kap.4.4.2 bis 4.4.5 beschriebenen Speichereffekten der Elemente zu vernachlässigen ist.

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{PK} &= \dot{Q}_{HK} + \dot{Q}_{Verl} \\ \dot{m}_{PK} \cdot c_W \cdot (t_{PK, \text{ein}} - t_{PK, \text{aus}}) &= \dot{m}_{HK} \cdot c_W \cdot (t_{VL} - t_{RL}) + kA_{HW\ddot{U}} \cdot (t_{HW\ddot{U}} - t_U) \\ t_{VL} &= \frac{c_W \cdot \dot{m}_{PK}}{c_W \cdot \dot{m}_{HK}} \cdot (t_{PK, \text{ein}} - t_{PK, \text{aus}}) + t_{RL} \\ &\quad - \frac{kA_{HW\ddot{U}} \cdot (t_{HW\ddot{U}} - t_U)}{\dot{m}_{HK} \cdot c_W}\end{aligned}\tag{4.27}$$

Die zur Berechnung der thermischen Verluste notwendige mittlere Temperatur des Hauptwärmeübertragers $t_{HW\ddot{U}}$ ergibt sich in guter Näherung aus dem arithmetischen Mittel von Ein- bzw. Austrittstemperaturen beider Massenströme. $(k \cdot A)_{HW\ddot{U}}$ beschreibt den Wärmeübergang vom Rekuperator an die Umgebung.

Rücklauftemperatur und Massenstrom des Heizkreises hängen von den örtlichen Bedingungen

im Gebäude ab, werden extern errechnet und dem BZH-Modell übergeben. Die Eintrittstemperatur $t_{PK, \text{ein}}$ und der Massenstrom \dot{m}_{PK} des Primärkühlkreises sind ebenfalls bekannt. $t_{PK, \text{aus}}$ in Gleichung 4.27 bestimmt sich über die allgemeine Betriebscharakteristik $\Phi_{HW\ddot{U}}$:

$$\Phi_{HW\ddot{U}} = \frac{t_{PK, \text{ein}} - t_{PK, \text{aus}}}{t_{PK, \text{ein}} - t_{RL}} \quad (4.28)$$

Zur Berechnung und Bewertung der Wärmeübertragung bei wechselnden Verhältnissen zieht man die spezielle Betriebscharakteristik für Gegenstrom-Rekuperatoren in folgender Form heran [43]:

$$\Phi_{HW\ddot{U}} = \frac{1 - \exp \left[- \left(1 - \frac{\dot{m}_{CW, PK}}{\dot{m}_{CW, HK}} \right) \cdot \frac{kA_{W\ddot{U}}}{\dot{m}_{CW, PK}} \right]}{1 - \frac{\dot{m}_{CW, PK}}{\dot{m}_{CW, HK}} \cdot \exp \left[- \left(1 - \frac{\dot{m}_{CW, PK}}{\dot{m}_{CW, HK}} \right) \cdot \frac{kA_{W\ddot{U}}}{\dot{m}_{CW, PK}} \right]} \quad (4.29)$$

Der Term $(k \cdot A)_{W\ddot{U}}$ formuliert die wärmeübertragende Fläche mit dem Wärmeübergangskoeffizienten und ist in erster Näherung ein konstanter, gerätespezifischer Parameter.

Nach Umstellen der Gleichung 4.28 und unter Berücksichtigung der Beziehung von $\Phi_{HW\ddot{U}}$ aus Gleichung 4.29 ergibt sich zur Bestimmung von $t_{PK, \text{aus}}$ der folgende Ausdruck:

$$t_{PK, \text{aus}} = t_{PK, \text{ein}} - \Phi_{HW\ddot{U}} \cdot (t_{PK, \text{ein}} - t_{RL}) \quad (4.30)$$

Mit $t_{PK, \text{aus}}$ ist nun die Temperatur der Primärkühlkreises nach dem Hauptwärmeübertrager bekannt. Diese geht wiederum als PK-Vorlauftemperatur in den beschriebenen Berechnungsalgorithmus der internen Nutzwärmeauskopplung ein.

Damit ist die Herleitung der thermischen Leistung des BZH vollständig.

4.4.6 Kennlinie zum stationären thermischen Betriebsverhalten

Aus den in Kap. 4.4.2 bis 4.4.5 dargestellten Berechnungen zur Nutzwärmeauskopplung leitet sich das Betriebsverhalten des Gesamtsystems ab. Im Lastbereich von 100...ca.13% der elektrischen Belastung erfolgt modulierend die Anpassung an den Bedarf; unterhalb taktet das BZH. Der untere Grenzwert ergibt sich aus dem starken Abfall des thermischen und besonders elektrischen Wirkungsgrads infolge elektrischen Eigenbedarfs und ungünstiger Reformierungsverhältnisse. Bei Geräteherstellern werden derzeit 20% als untere Modulationsgrenze angesetzt [95] [68].

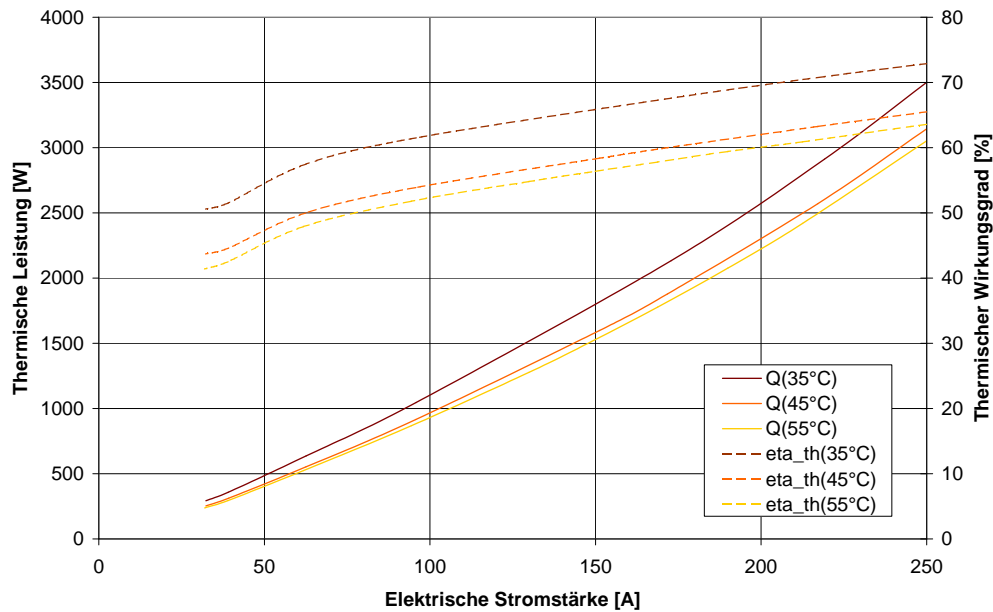


Abb. 4.10: Thermische Nutzenergie und thermischer Wirkungsgrad eines Brennstoffzellen-Heizgerätes (10 Zellen) bei verschiedenen Rücklauf-temperaturen

In Abb. 4.10 ist die thermische Nutzenergie und der thermische Wirkungsgrad eines Brennstoffzellen-Heizgerätes mit 10zelligem Stack über der elektrischen Stromstärke dargestellt. Aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Wasserdampf-Kondensation sind die Kennlinien für verschiedene Rücklauf-temperaturen (Heizkreis) aufgetragen. Die Wärmeabgabe an die Umgebung ist im Simulationsergebnis berücksichtigt.

Deutlich ist der nahezu lineare Verlauf des thermischen Wirkungsgrads zu erkennen, der sein Maximum bei Vollast ($I = 250 \text{ A}$) erreicht.

Unter Einbeziehung des elektrischen (Netto-) Wirkungsgrads (siehe Kap. 4.5.3) steigt der Gesamtwirkungsgrad mit zunehmender Last an und nimmt für $t_{RL} = 35^\circ\text{C}$ unter Vollast den Höchstwert von $\eta_{ges} = 100,3\%$ an.

Abbildung 4.11 visualisiert die thermische Leistung der Einzelkomponenten des BZH. Neben dem BZ-Stack, deren Nutzwärme 48,3% der Gesamtwärme (bei Vollast) ausmacht, ist ein hoher Anteil durch die Anodenrestgas-Verbrennung (37,7%) festzustellen. Der hier für $t_{RL} = 55^\circ\text{C}$ geltende Betrag der vom Kondensator übergebenen thermischen Arbeit steigt mit sinkenden Rücklauf-temperaturen und bewirkt die Leistungsunterschiede aus Abb.4.10.

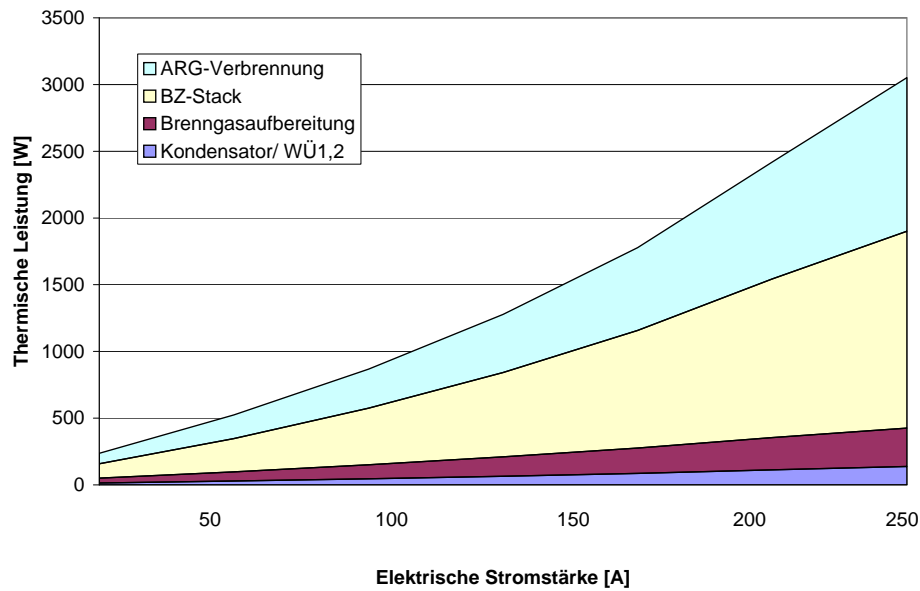


Abb. 4.11: Anteile der Einzelkomponenten eines BZH an der thermischen Energie (10 Zellen, $t_{RL} = 55^\circ\text{C}$)

4.4.7 Schadstoffemissionen

Für die Bewertung einer Gasanwendungsanlage sind ökologische Aspekte von hohem Interesse. Von einer umfassenden ökologischen Bilanzierung von Brennstoffzellen-Heizgeräten wird jedoch im Rahmen dieser Arbeit abgesehen. Vielmehr sollen die Emissionen während der Betriebsphase in Verbindung mit den Prozessketten- und Brennstoffdaten, zum späteren Vergleich mit der konventioneller Technik ermittelt werden.

Für eine ökologische Bewertung atmosphärischer Emissionen sind folgende Stoffe relevant:

- Kohlendioxid
- Kohlenmonoxid
- flüchtige Kohlenwasserstoffe
- Stickoxide
- Schwefeldiooxide
- Staub

Aus zahlreichen Untersuchungen, teilweise auf messtechnischer Basis durchgeführt, geht hervor, dass außer CO_2 die oben angeführten Emissionen in sehr niedrigen Bereichen bzw. unterhalb der Nachweisgrenze liegen [24] [44] [60] [19]. Sie werden für diese Untersuchung daher nicht berücksichtigt.

Während der reine Wasserstoffbetrieb gänzlich schadstofffrei abläuft, bedingen fossile Energieträger lokale CO_2 -Emissionen. Der Kohlenstoffgehalt des zugeführten Erdgases (Methan) wird als CO_2 emittiert.

Zur Bilanzierung der CO_2 -Emission werden die Grunddaten zur Bereitstellung und Verbrennung des Energieträgers Erdgas aus der GEMIS-Datenbank (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) herangezogen [71].

4.5 Stromseitige Modellierung

4.5.1 Elektrische Nettoleistung des BZH

Brennstoffzellen arbeiten hinsichtlich der Elektroenergieerzeugung hochdynamisch. Untersuchungen von Stack-Entwicklern und Forschungsanstalten (vgl. dazu Kap.4.3.2) zeigen, dass nach einem Lastsprung der elektrische Strom innerhalb von Millisekunden fließt. Berücksichtigt man die Wasserstoff-Zuströmung, liegen typische Reaktionszeiten (unter Annahme idealer H_2 -Nachströmung) bei $1 \dots 2 \text{ s}$ [60].

Gegenstand der hier erarbeiteten Modellierung bildet jedoch das BZH auf Erdgasbasis, das einen komplexen apparativen Aufwand zur Brenngasaufbereitung verlangt. Das in Kapitel4.2 beschriebene dynamische Verhalten der Reformierung mit den Reinigungsstufen wirkt sich maßgeblich auf das Systemverhalten, respektive Stromerzeugung, aus. Das adäquate Nachfahren der elektrischen Lastkurve während eines stromgeführten Betriebs ist mit erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-Heizgeräten (ohne interne H_2 -Speicherung) ausgeschlossen.

Die elektrochemischen Grundlagen der Elektroenergieerzeugung in einer Brennstoffzelle mit den Annahmen zur modellseitigen Abbildung wurden im Grundlagen-Kapitel4.3.2 eingehend erläutert. Elektrotechnische Problemstellungen, die sich bei jeder Generierung, Wandlung und Transformation zur Netzeinspeisung elektrischen Stroms ergeben (Blindleistungsanteil, Netzsynchrisation, Oberschwingungsverhalten, u.v.m.) bleiben hierbei unbeachtet.

Für die hier gestellten Anforderungen gilt hinreichend genau die Gleichung4.31 zur vereinfachten Berechnung der elektrischen Leistung. Mit $P_{el,netto}$ ist die tatsächlich abgreifbare elektrische Leistung (Wechselspannung) am BZH-Elektroanschluss definiert.

$$P_{el,netto} = (U \cdot I \cdot n_Z - P_{el,eigen}) \cdot \eta_{Inv} \quad (4.31)$$

Die elektrische Bruttogleistung (Gleichspannung) des BZ-Stacks (vgl. Kap.4.3.2 Gl. 4.19) reduziert um den elektrischen Eigenbedarf peripherer Elemente unter Berücksichtigung des Inverterwirkungsgrades ergibt die elektrische Nettogleistung.

Für die Nachbildung des Strom-Spannungs-Verhaltens von Einzelzellen kommt das stationäre PEMFC-Modell nach Amphlett [2] [3] zur Anwendung. Mit den bekannten Abhängigkeiten für reversible Spannung U_{rev} , Aktivierungsüberspannung U_{akt} und Widerstandsüberspannung

U_{Ohm} fasst Gleichung 4.32 die Gleichspannung einer Zelle zusammen:

$$U = U_{rev} + U_{akt} + U_{Ohm} \quad (4.32)$$

Die angelegte elektrische Stromstärke I stellt die Last einer BZ dar. Nach dem Faradayschen Gesetz 4.20 und der Annahme, eines über die gesamte Leistung annähernd konstanten H_2 -Umsatzgrad in jeder Zelle, gilt folgende zeitliche Abhängigkeit vom zugeführten Wasserstoffmolenstrom:

$$\frac{\partial I}{\partial \tau} = \frac{z \cdot F \cdot \eta_U}{n_Z} \cdot \frac{\partial \dot{n}_{H_2}}{\partial \tau} \quad (4.33)$$

Wie eingangs erwähnt, beeinflusst die Brenngas-Zuführung die Dynamik der Elektroenergieerzeugung maßgeblich. Für die Wasserstoffherzeugung aus Erdgas gelten die Abhängigkeiten aus Kapitel 4.2.5. Lastabhängigkeit des CH_4 -Umsatzgrades und Gas-Kompressibilität sowie Temperatur- und Druckverhältnisse in der vorgeschalteten Brenngasaufbereitung bewirken die Zeitverzögerungen, so dass sich im stromgeführten Betrieb eine zeitliche Diskrepanz zwischen Leistungsbedarf und -erzeugung einstellt.

Wechselrichter/ Inverter:

Um die in der MEA erzeugte Gleichspannung zur Netzeinspeisung bzw. zur Haushaltsstromversorgung zur Verfügung zu stellen, werden Elemente der Leistungselektronik eingesetzt. Hauptbestandteil ist der Wechselrichter. Dieser "zerhackt" das gleichförmige Eingangssignal unter sinusförmigen Modulationen und erzeugt eine Wechselspannung mit Netzfrequenz. Ein nachgeschaltetes Filter reduziert die Oberschwingungsanteile.

Ziel ist die Umrichtung der Gleich- auf Wechselspannung ($f = 50 \text{ Hz}$) und Transformation der Spannung auf $U_{LE} = 230 \text{ V}$ (unter hoher Schaltfrequenz und Konstantspannungsregelung). Die Einspeisung in das Niederspannungsnetz erfolgt ein- ($U_{LE} = 230 \text{ V}$) oder mehrphasig (Dreiphasen-Wechselspannung mit $U_{LE} = 0,4 \text{ kV}$). Bedingung dafür ist, dass der Betrag der Gleichspannung größer ist als die Amplitude der Netz-Wechselspannung am Anschlusspunkt. Darüber hinaus ist eine Potenzialtrennung zum Versorgungsnetz sicher zu stellen.

Das Betriebsverhalten des Wechselrichters verläuft nach der in Diagramm 4.12 beispielhaft dargestellten Wirkungsgrad-Kennlinie. Im Lastbereich zwischen 20% und 100% ist ein dauerhafter Wirkungsgrad größer 95% erkennbar. Ableitend für das Modell wird in Übereinstim-

mung mit [72] und [59] für den Bereich größer 20% ein konstanter Wechselrichter–Wirkungsgrad von $\eta_{Inv} = 97\%$ hinterlegt.

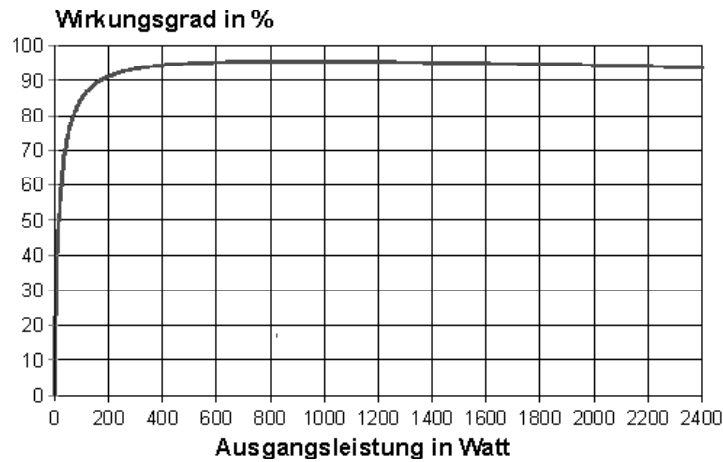


Abb. 4.12: Wirkungsgrad–Kurve eines 2,5 kW Inverters (Abb. übernommen aus [5])

4.5.2 Elektrischer Eigenbedarf des BZH

Die im Brennstoffzellen–Stack erzeugte elektrische Leistung reduziert sich infolge des elektrischen Eigenbedarfs der Peripherie des BZH. Zu den peripheren Elementen zählen Erdgasverdichter, Pumpen (Primärkühlkreis, Reformierungswasser), Gebläsebrenner, Mess-, Regel- und Steuerelemente sowie kathodenseitiges Gebläse. Das Gebläse für die Kathodenluft weist typischerweise den höchsten Anteil am elektrischen Eigenbedarf des BZH auf. Entsprechend der sehr niedrigen Wirkungsgrade solcher Komponenten im Kleinleistungsbereich kann speziell im druckbehafteten Betrieb die elektrische Leistungsaufnahme weit mehr als $P_{el,Verd} = 200\text{ W}$ (Wechselspannung) betragen [77] [72] [65]. Gerade bei kleinen BZH sinkt damit der elektrische Gesamtwirkungsgrad beträchtlich.

Wie in Kap. 4.3.1 vereinbart, bildet der Betrieb der Brennstoffzelle nahe Atmosphärendruck die Grundlage für dieses Modell, so dass der elektrische Eigenbedarf des Gebläses niedriger ausfällt.

Einsparungen können durch den Einsatz gleichstrombetriebener Komponenten erzielt werden, weil die durch die Brennstoffzelle erzeugte Gleichspannung direkt Pumpen und Gebläse antreibt. Die verlustbehaftete elektronische Wandlung entfällt.

Ein Ziel des mathematischen Modells besteht in der optimalen Dimensionierung des BZH. Um dies unkompliziert und nutzerfreundlich im Simulationsprogramm durchzuführen, wird der Eigenbedarf des BZH hinreichend genau auf Stack-Größe und Bruttoleistung bezogen:

$$P_{el,eigen} = (\gamma_{11} \cdot n_Z + \gamma_{12}) + (\gamma_{13} \cdot P_{el,brutto}) \quad (4.34)$$

Der erste Term beschreibt den elektrischen Grundbedarf, der als Sockelbetrag alle Grundlasten beinhaltet und ausschließlich durch die Zellenanzahl bestimmt wird. Dabei bewirkt der Summand γ_{12} bei kleinen Stacks einen höheren relativen Eigenbedarf, in ergo einen niedrigeren elektrischen Wirkungsgrad im Vergleich zu größeren. Die erhöhte Leistungsaufnahme von Gebläse, Verdichter und Pumpen entsprechend höherer Lasten ist durch einen annähernd linearen Verlauf im zweiten Term abgebildet. Ihnen wird dabei eine dynamische Regelung (Drehzahlregelung) unterstellt. Zur Bestimmung der Koeffizienten wurden folgende optimierte Leistungsdaten hinterlegt [72]:

| Komponente | elektrische Leistungsaufnahme (gerundet) |
|------------------------------------|--|
| Luftverdichter | 60,0 W |
| Erdgasverdichter | 7,0 W |
| Kühlwasserpumpe | 4,0 W |
| Luftgebläse Brennkammer | 3,5 W |
| Mess-, Steuer-, Regeleinrichtungen | 20,0 W |

Tabelle 4.4: Elektr. Leistungsdaten bei Bruttoleistung von $P_{el,brutto} = 1181,0 \text{ W}$ (8zelliges Stack) [72]

und für den mathematischen Ausdruck 4.34 wie folgt approximiert:

$$\begin{aligned} \gamma_{11} &= 2,4 \\ \gamma_{12} &= 28,0 \\ \gamma_{13} &= 0,04 \end{aligned}$$

Die praktische Umsetzung niedrigster elektrischer Eigenverbräuche kann nur durch Anstrengungen der Zulieferindustrie für Verdichter, Pumpen und Gebläse erbracht werden. Es sind derzeit bereits enorme Forschungs- und Entwicklungsbemühungen im Kleinleistungsbereich zu beobachten.

4.5.3 Stationäre Kennlinien

Die Strom–Spannungs–Kennlinie ist die maßgebliche Darstellungsform zur Charakterisierung des stationären Betriebsverhaltens einer Brennstoffzelle. Da der elektrische Strom als Last auf die Zelle wirkt, beeinflusst der davon abhängige Spannungsverlauf sowohl die elektrische als auch die thermische Leistung des BZ-Stacks über den Lastbereich. Entsprechend der Berechnungsgrundlagen aus Kapitel 4.3.2 zeigt die Einzelzelle den in Abb. 4.13 visualisierten Verlauf.

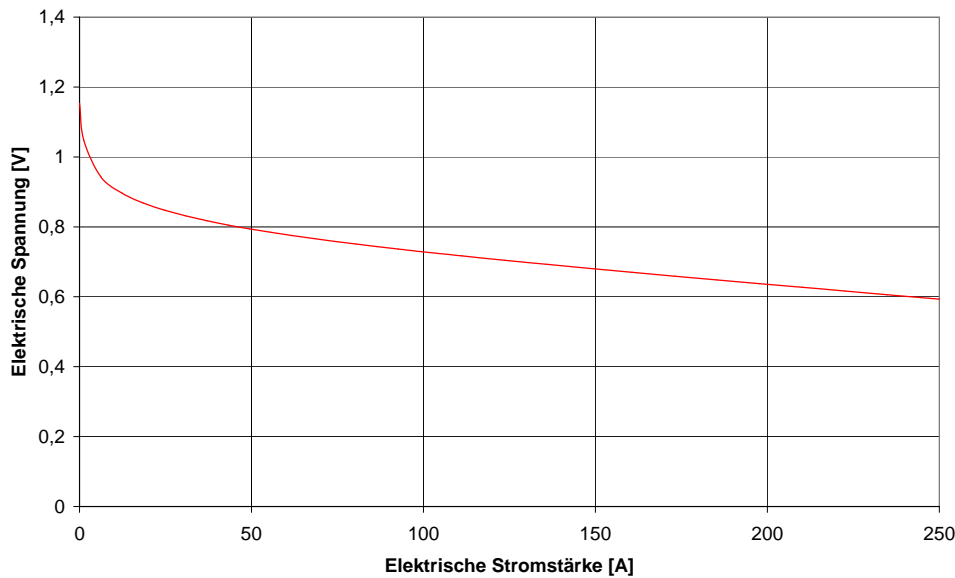


Abb. 4.13: Strom–Spannungs–Kennlinie einer Zelle ($t_{BZ} = 70\text{ °C}$, $p_{Anode} = 1\text{ bar}$, $p_{Kathode} = 1,5\text{ bar}$, $i = 0,4\text{ A/cm}^2$, $A_Z = 625\text{ cm}^2$, Nafion-Membran)

Das Anlegen eines elektrischen Stromes ist mit einem Spannungabfall verbunden. Bei maximaler Last stellt sich entsprechend der Betriebsbedingungen eine elektrische Zellspannung zwischen $U = 0,5 \dots 0,7\text{ V}$ ein. Die weitere Erhöhung des elektrischen Stromes bewirkt einen starken Spannungsabfall. Die Verringerung der elektrischen Leistung sowie mögliche irreparable Schädigungen der MEA sind die Folge.

Den stationären Verlauf der elektrischen Leistung sowie des elektrischen Wirkungsgrads veranschaulicht Abbildung 4.14. Dabei sind die elektrischen Verluste durch Spannungstransformation und -wechselrichtung sowie der elektrische Eigenbedarf des BZH berücksichtigt.

Die Wirkungsgrad–Kennlinie zeigt den typischen Verlauf mit einem Maximum bei ca. ein Viertel der Belastung. Hauptsächlich die Leistungsaufnahme der Pumpen, Verdichter, Lüfter sowie Steuer- und Regelungselemente bewirkt bei geringer Last einen starken Wirkungsgra-

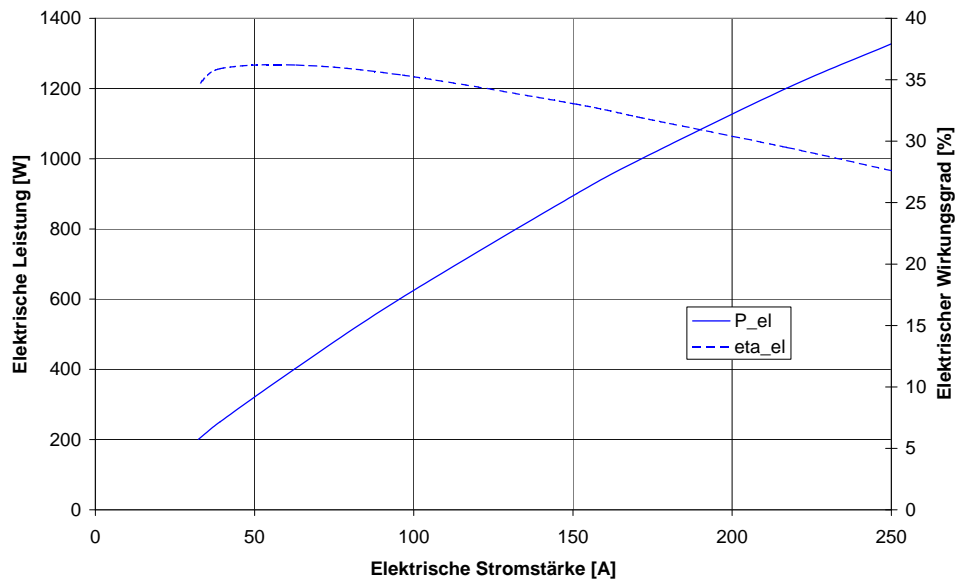


Abb. 4.14: Elektrische Leistung und elektrischer Wirkungsgrad eines Brennstoffzellen-Heizgerätes (einschließlich Eigenbedarf, 10 Zellen)

dabfall, bis dass die erzeugte Leistung nahe dem Eigenbedarf ist. Unterhalb der minimalen Modulationsgrenze (ca. 13%) schaltet das Gerät ab.

Dieses beispielhaft dargestellte BZH mit 10zelligem Stack weist einen maximalen Wirkungsgrad von $\eta_{el} = 36,2\%$ (bei Teillast) auf. Für andere Stack-Größen verschiebt sich die Kennlinie entsprechend der Zusammenhänge aus Kap. 4.5.2 in vertikaler Richtung.

4.5.4 Speicherung und Verteilung der Elektroenergie

Die generierte elektrische Leistung des BZH ist zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs zu nutzen. Aufgrund zeitlicher und quantitativer Differenzen zwischen Erzeugung und Bedarf sind Niederspannungsnetz und/ oder elektrische Speichereinheit dem BZH parallel geschaltet. Ein übergeordnetes Leistungs-Managementssystem im Wohngebäude soll nicht auf das gegenseitige Sperren von Hauptverbrauchern abzielen. Solch eine zeitliche Lastbegrenzung stellt eine unangemessene Beeinträchtigung des Versorgungskomforts dar und wird deswegen vorerst ausgegrenzt.

Es geht vielmehr um die sinnvolle Verteilung und Speicherung der Elektroenergie. Die elektrische Verschaltung des stromerzeugenden BZH mit dem Haushaltsstromnetz, dem Niederspannungsnetz und einem optional integrierten Speicher ist in Abb.4.15 visualisiert.

Im weiteren Verlauf dieser Modellbeschreibung geht man von der Implementierung eines Bleiakkumulators (Blei-Schwefelsäure-Batterie) mit folgenden Merkmalen aus:

- Ladungswirkungsgrad von $\eta_{Batt} = 80\%$
(Quotient aus entnommener und eingeladener Ladungsmenge)
- Batteriekapazität Q_M
(gibt entnehmbare Elektrizitätsmenge in Wh an)
- Tiefentladungsschutz
- hohe Lebenserwartung (keine Leistungsdegradation infolge vieler Vollzyklen)
- hohe Energiedichte (ca. $20 \frac{Wh}{kg}$)

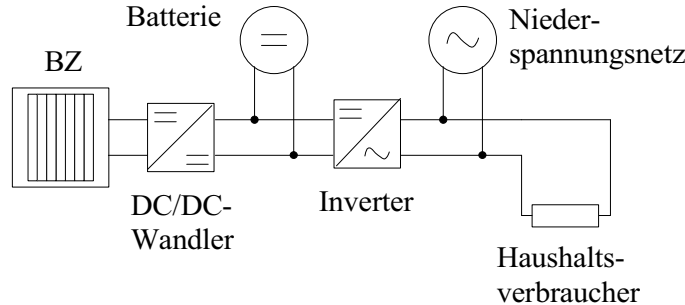


Abb. 4.15: Elektrische Verschaltung von BZ-Stack, Haushaltsverbrauchern, Niederspannungsnetz, Batterie-Speicher und Leistungselektronik

Die Elektroenergiespeicherung sowie der Netzparallelbetrieb sind optional; Untersuchungen können auch ohne deren Berücksichtigung geführt werden.

Die getroffenen Vereinbarungen zur Modellbildung sehen vor, dass Leistungselektronik das Lade-, Speicher und Verteilmanagement je zeitdiskreten Schritt verlustfrei koordiniert. Oberste Priorität besitzt die Deckung des Haushaltsstrombedarfs mit BZ-erzeugter elektrischer Leistung. Es findet zu jedem Zeitpunkt der Vergleich von Leistungsbedarf $P_{el,bed}$ und Leistungsangebot des BZH $P_{el,netto}$ statt.

In Abhängigkeit des Batterie-Ladezustands F_{Batt}

$$F_{Batt} = \frac{Q_{Batt}}{Q_M} \quad (4.35)$$

der sich aus momentaner (Q_{Batt}) und maximaler (Q_M) Batterie-Kapazität ergibt, werden zwei Fälle unterschieden:

1. Der Batterieladezustand befindet sich zwischen oberen und unteren Ladezustand $F_L < F_{Batt} < F_H$, dann gilt:

$$Q_{Batt} = \int_{\tau_0}^{\tau_1} [(P_{el,netto} - P_{el,bed}) \cdot \eta_{Batt}] d\tau \quad (4.36)$$

Je nach Differenz von Elektroenergieangebot und -bedarf fließt der elektrische Strom aus dem BZH in die Batterie hinein oder der Haushalt bezieht elektrischen Strom daraus.

2. Der Batterieladezustand befindet sich außerhalb der definierten Grenzen

$F_{Batt} \leq F_L$ oder $F_{Batt} \geq F_H$, dann gilt:

$$W_{Netz} = \int_{\tau_0}^{\tau_1} (P_{el,netto} - P_{el,bed}) d\tau \quad (4.37)$$

Wenn der Tiefstwert (Tiefentladungsschutz) erreicht ist, wird elektrischer Strom aus dem Niederspannungsnetz bezogen. Ist die Batterie gefüllt $F_{Batt} \geq F_H$, wird Elektroenergie ins Netz eingespeist.

Das Integral der jeweiligen Leistungsdifferenz über den Bilanzierungszeitraum $\tau_0 \dots \tau_1$ ergibt die elektrische Arbeit für Netzeinspeisung bzw. Netzbezug.

Damit wird eine hinreichend genaue Modellierung zur Erzeugung und Verteilung elektrischer Leistung, zu Einspeisung bzw. Netzbezug sowie Batterielade- und Entladevorgängen erarbeitet. Dieses "Werkzeug" findet in den simulationstechnischen Untersuchungen dieser Arbeit Anwendung, jedoch ohne der Berücksichtigung elektrischer Speicher.

Anzumerken sei, dass ein in Kapitel 5.2.2.1 noch näher zu erläuterndes Lastprofil den hier diskutierten Haushaltsstrombedarf widergespiegelt.

4.6 Implementierung des Modells in das Simulationsprogramm TRNSYS

4.6.1 Allgemeines zu TRNSYS

Zur ganzheitlichen Simulation von Anlagentechnik und Gebäudekonstruktion unter Einbeziehung des Nutzerverhaltens wird am Institut für Thermodynamik und Technische Gebäudeausrüstung der TU Dresden mit dem Simulationsprogramm TRNSYS [2] gearbeitet.

Das modular aufgebaute Programmsystem wurde von Solar Energy Laboratory der University of Wisconsin, Madison (USA) entwickelt und bietet gegenüber anderen Softwarepaketen den enormen Vorteil der Implementierung eigener Softwareentwicklungen in die Kern-Routine. Dazu sind einheitliche Schnittstellen im TRNSYS definiert. Die einzelnen Module dienen als Unterprogramme zur Lösung von Teilaufgaben und werden als TYPE mit fortlaufender Nummer bezeichnet. Innerhalb einer dynamischen Simulation werden zwischen den TYPEs mathematische Größen zum Ziel eines iterativen Abgleichs übergeben und so Resultate in den vorgegebenen Genauigkeitsgrenzen je Zeitschrittweite erzielt.

Zahlreiche Anlagenkomponenten liegen in der TRNSYS-Bibliothek vor; eine Vielzahl wurde von Mitarbeitern des Instituts optimiert oder neu entwickelt.

Entsprechend der Aufgabenstellung wird auf Basis von FORTRAN 77 ein neues Unterprogramm TYPE 200 für TRNSYS zur Beschreibung des dynamischen Verhaltens eines erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-Heizgerätes entwickelt. Mit der Integration von Wetterdaten und definierten Lastverläufen sind somit praxisnahe Untersuchungen zu dessen Betrieb im Gebäude in Verbindungen mit weiteren gebäudetechnischen Anlagen realisierbar.

4.6.2 Das TRNSYS-Modul TYPE 200

Die Umsetzung des mathematischen Modells in das Modul TYPE 200 folgt den Bedingungen *allgemeine Anwendbarkeit; einfache, leicht verständliche Bedienung sowie problemlose Modellveränderung und -erweiterung*. In Abbildung 4.16 ist der Programmablaufplan für das TYPE 200 dargestellt. Der aufgezeigte Algorithmus wird in jedem Zeitschritt bis zum Erreichen der Genauigkeitsanforderungen abgearbeitet. Unter Berücksichtigung der differentiellen Änderungen und des Rechenaufwands empfiehlt es sich eine von der Simulationsumgebung separate Zeitschrittweite einzuführen. Während die Simulation durch die stromseitigen Anforderungen in 1-Minuten-Schritten verläuft, wird modulintern mit einer Zeitschrittweite von 10 s gerech-

net.

Zur instationären Berechnung aller Werte findet das Einschritt- Θ -Verfahren mit linearen Ansätzen Anwendung.

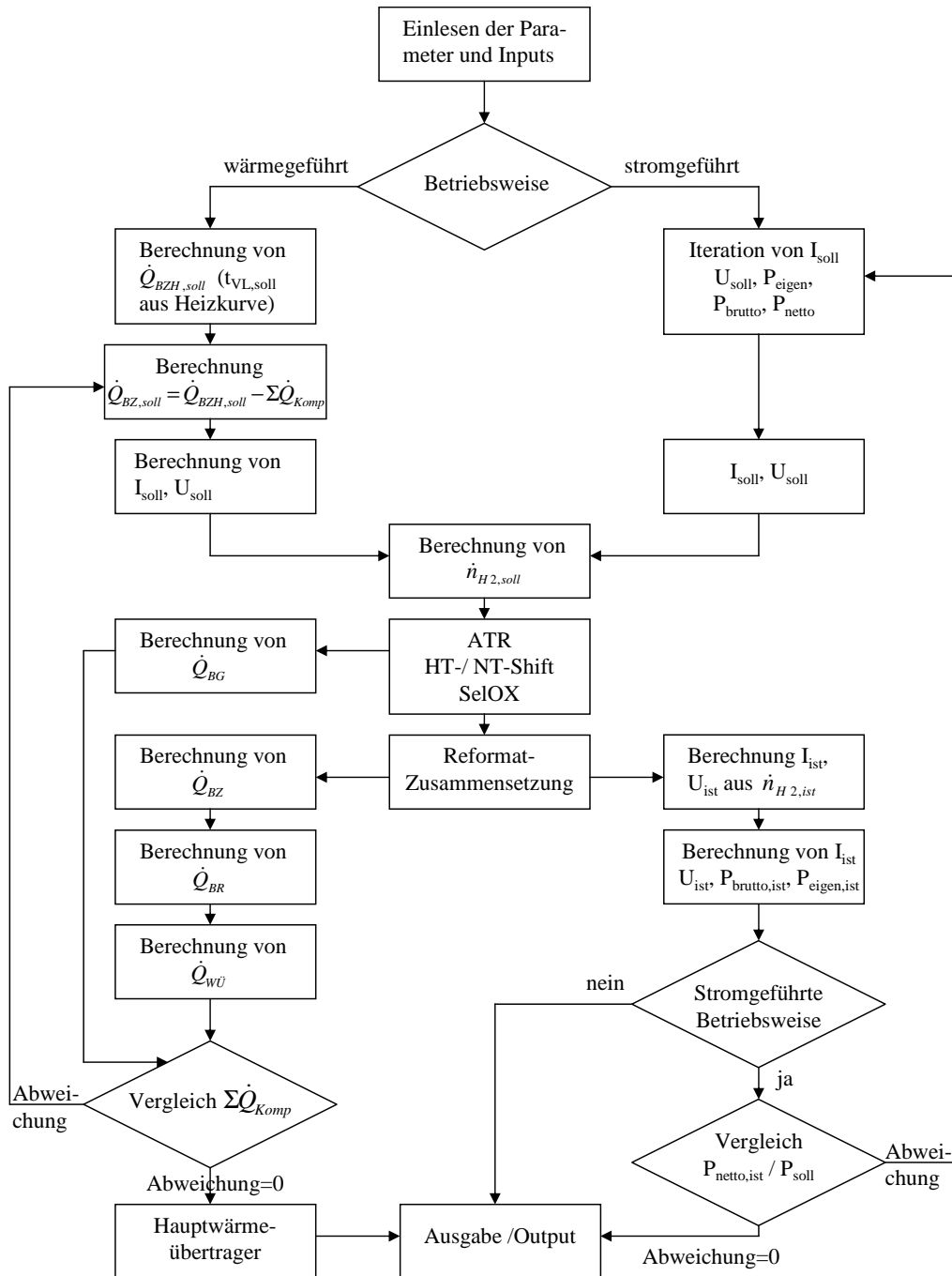


Abb. 4.16: Programmablaufplan für die BZH-Simulation

Insgesamt generiert das Modul 44 Outputs, mit denen das thermodynamische und elektrische Betriebsverhalten eines Brennstoffzellen-Heizgerätes umfassend und in hoher zeitlicher

Auflösung nachgebildet wird.

4.6.3 Das TRNSYS–Modul TYPE 201

Zur Modellierung von Verteilung und Speicherung der Elektroenergie wird das TRNSYS–Modul TYPE 201 entwickelt. Unter Berücksichtigung der elektrischen Verschaltung von BZH, Haushaltsstromverbrauchern, elektrisches Niederspannungsnetz, Batterie–Speicher und Leistungselektronik nach Abb. 4.15 findet pro Zeitschritt ein Vergleich dieser Komponenten statt, aus dem die Verteilung des elektrischen Stroms mit Vorrang der Bedarfsdeckung resultiert. In diesem Modul erfolgt die Umsetzung der mathematischen Zusammenhänge aus Kapitel 4.5.4 zur Implementierung in die TRNSYS-Simulationsumgebung.

Auf Basis der eingehenden Parameter zur Charakterisierung von Speicher und Leistungselektronik sowie bereitgestellter elektrischer Leistung und Strombedarf werden die Größen

- Batteriekapazität, Ladezustand und elektrische Leistung von bzw. zur Batterie
- Elektrische Leistung vom bzw. zum Niederspannungsnetz
- Netzeinspeisung (eingespeiste elektrische Arbeit)
- Netzbezug (bezogene elektrische Arbeit)

mit hinreichender Genauigkeit ermittelt.

4.6.4 Kopplung von TYPE 200 und TYPE 201 mit dem Simulationsprogramm

Die Simulation von Gebäude, Anlagentechnik und Nutzereinflüssen erfordert die Kopplung aller dafür notwendigen Module. Die hier zu Grunde gelegte iterative allseitige Kopplung ist die umfassendste Art. Es werden die Daten der einzelnen Module solange ausgetauscht, bis die Konvergenz innerhalb einer vorgeschriebenen Toleranz erreicht ist. Der Vorteil, der vollständigen Widerspiegelung der Realität steht dem Nachteil langer Rechenzeiten gegenüber.

Zur Nachbildung des BZH-Betriebsverhaltens ist die gekoppelte Gebäude- und Anlagensimulation notwendig. Dabei wird der Datenaustausch vom Steueralgorithmus in TRNSYS organisiert. Abb. 4.17 zeigt die Kopplung von TYPE 200 und TYPE 201 mit deren umliegenden Modulen³.

³Datenaustausch benachbarter TYPEs nicht dargestellt

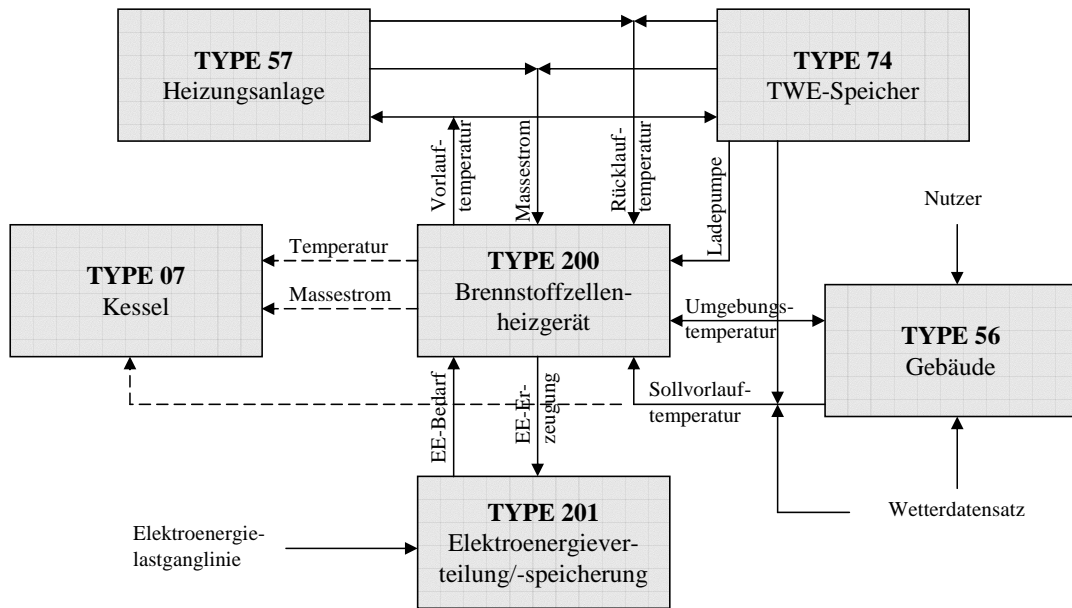


Abb. 4.17: Kopplungsbedingungen unter TRNSYS

Die Sollvorlauftemperatur errechnet sich üblicherweise nach der hinterlegten Heizkennlinie mit aufgeschaltener Referenzraumregelung. Sie wird mittels der Werte aus Wetterdatensatz und TYPE 56 (Gebäude) gebildet und dem TYPE 200 übergeben. Aufgrund der integrierten TWE-Vorrangschaltung gibt TYPE 74 bei TWE-Speichernachladung die Sollvorlauftemperatur vor. Mit dem TYPE 56 wird außerdem die Temperatur des Aufstellungsraumes ausgetauscht. Vom TYPE 74 (TWE-Speicher) und TYPE 57 (Heizungsnetz) werden Wassermassestrom und Rücklauftemperatur übergeben, vom TYPE 200 erhalten diese die Vorlauftemperatur zurück. Ist ein Heizkessel (TYPE 07) als zusätzlicher Wärmeerzeuger implementiert, werden Heizwasser-Massestrom und Vorlauftemperatur an ihn weitergegeben, wobei diese dann als Rücklauftemperatur des Kessels eingeht. Die Speichernachladung erfolgt über eine Zwei-Punkt-Regelung im TWE-Speicher. Die TWE-Sensortemperatur gibt das Signal zur Nachladung. TYPE 200 schaltet die Speicherladepumpe mit entsprechender Nachlaufzeit.

Die Verarbeitung der elektrischen Größen geschieht im TYPE 201. Im wärmegeführten Betrieb wird die erzeugte elektrische Nettoleistung vom BZH-Modul übergeben. Bei stromgeführter Betriebsweise ist der elektrische Bedarf Eingangsgröße für das BZH.

Im Bild 4.17 sind die wesentlichen Kopplungen des TYPE 200 dargestellt. TRNSYS bietet die Möglichkeit, weitere Module, wie z.B. Pufferspeicher, solar-technische Anlage, Lüftungsanlage, Kälteanlage zu integrieren. Das Nutzerverhalten wird über Zeitplanfunktionen nachgebildet.

5 Simulation des erdgasbetriebenen Brennstoffzellenheizgerätes im Einfamilienhaus

5.1 Vorbetrachtung

Die Implementierung des BZH-Moduls in die TRNSYS-Simulationsumgebung ermöglicht die ganzheitliche Betrachtung von Anlagentechnik und Gebäudekonstruktion. Unter Einbeziehung von Wetterdaten und definierten Lastverläufen können Jahressimulationen durchgeführt werden, die die verschiedenartigen Anforderungen an den Brennstoffzelleneinsatz im Sommer- und Winterbetrieb aufzeigen. Die Simulation der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung mit einem BZH ergibt minutengenaue Verläufe sämtlicher relevanter Größen wie erzeugte elektrische und thermische Energie, Nutzungsgrade, Heiz- und TWE-Speichertemperaturen sowie Stromeinspeisung oder -bezug.

Die zentrale Fragestellung beim Einsatz der Brennstoffzellentechnik liegt im primärenergetischen Einsparpotenzial gegenüber der konventionellen Wärme- und Elektroenergie-Bereitstellung. Da Anlagenkonzeption und Leistungsauslegung dabei die maßgeblichen Faktoren darstellen, soll in dieser Untersuchung die Nennleistung des BZH variiert werden. Zur Deckung des maximalen Wärmebedarfs wird ein Spitzenlastkessel (Niedertemperatur-/ Brennwerttechnik) eingesetzt. Die stromseitigen Defizite bzw. Überschüsse puffert das parallelgeschaltete elektrische Niederspannungsnetz ab; elektrische Speicher sind nicht vorgesehen.

Das Betriebsverhalten des BZH im Wohngebäude muss im Kontext zu den spezifischen Betriebsbedingungen sowie der jeweiligen installierten Gebäudetechnik betrachtet werden. Um Abhängigkeiten von gebäudetechnischen Anlagen zu verdeutlichen, wird die Untersuchung beispielhaft durch die Variierung der TWE-Speichergröße ergänzt.

Im Ergebnis lassen sich erste Aussagen zur energetisch und wirtschaftlich optimalen Fahrweise von BZHs ableiten. Der Einfluss weiterer, relevanter Faktoren, wie beispielsweise:

- Art des Heizungssystems,
- Vor- und Rücklauftemperaturen,
- Gebäudestruktur (Wärmeschutz, Bauwerksschwere),
- Anlagenspezifik mit Verzögerungsschaltungen,
- Einsatz thermischer Speicher und elektrischer Batterien,

- Veränderte Lastprofile,
- Verschiedenartige wirtschaftliche Randbedingungen (Hoch- und Niedertarif, Stromvergütung, Gaspreise)

könnten Gegenstand weiterführender simulationstechnischer Untersuchungen sein.

Im Rahmen dieser Arbeit wird von einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung in Form einer Kapitalwert- oder Annuitätsmethode abgesehen. Derzeitige Literatur- und Herstellerangaben zu den Investitionskosten von Brennstoffzellen-Heizgeräten stellen lediglich Zielvorgaben dar mit denen eine allgemein gültige Wirtschaftlichkeitsberechnung nur sehr eingeschränkt möglich ist. Einzig die Abschätzung der Grenzkosten soll auf Basis der jährlichen monetären Einsparungen gegenüber der konventionellen Technik durchgeführt werden.

In Tabelle 5.1 sind die Auslegungsvarianten zur Betrachtung des elektrischen und thermischen Betriebsverhaltens der BZ-Anlage aufgelistet. Die Bemessung der Gesamtanlage auf $\dot{Q}_{th,ges} = 15,2 \text{ kW}$ ergibt sich aus nachfolgendem Kap. 5.2.1.

| | Brennstoffzellen-Heizgerät | | | Spitzenlast-Kessel |
|---|----------------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| | Zellenanzahl | Elektr. Leistung [kW] | Therm. Leistung [kW] | Therm. Leistung [kW] |
| 1 | 49 | 5,14 | 15,2 | 0,00 |
| 2 | 15 | 1,98 | 4,66 | 10,5 |
| 3 | 8 | 1,04 | 2,48 | 12,7 |
| 4 | 4 | 0,52 | 1,23 | 14,0 |
| 5 | 0 | 0,0 | 0,0 | 15,2 |

Tabelle 5.1: Varianten der Leistungsbemessung von BZH und Kessel

Variante 5 steht für moderne Referenztechnologien der Strom- und Wärmeerzeugung. Der Primärenergiebedarf setzt sich dabei aus den Aufwendungen der Wärmeerzeugung im Gebäude und der Stromerzeugung in modernen, zentralen oder dezentralen Kraftwerken mit Berücksichtigung von Erzeugungs- und Übertragungsnutzungsgrad (vgl. Kap.5.2.3) zusammen. An dieser ausgereiften Technologie mit hoher Akzeptanz muss sich die Brennstoffzellentechnik messen.

Mit Ausnahme des ganzjährig konstanten Betriebs von Variante 4 wird das BZH wärmegeführt betrieben und elektrische Arbeit aus dem Netz bezogen bzw. in das Netz eingespeist. Im Wärmegeführten Betrieb entsteht keine überschüssige (über Dach abzuführende) thermische Arbeit.

Alternativ ist ein stromgeführter Betrieb denkbar. Aus den in Kap.4.5.1 erläuterten Gründen reagiert das BZH auf elektrische Lasten mit Verzögerungen, die bei dieser Betriebsweise elektrische Speicher oder den Netzparallelbetrieb bedingen. Es kann dabei zu überschüssiger thermischer Arbeit kommen, was primärenergetisch negativ zu bewerten ist.

Anlagenspezifische Erfordernisse sowie wirtschaftliche Erwägungen könnten diesen energetisch wenig sinnvollen Betrieb jedoch rechtfertigen.

Aufgrund hoher Rechenzeiten ($> 35 \text{ Std.}$) erfolgen Jahressimulationen nur für ausgewählte Anlagenkonzeptionen. Um wesentliche Parameter vergleichend darzustellen und Tendenzen aufzuzeigen, werden Wochenverläufe für Winter und Sommer betrachtet.

5.2 Verwendete Randbedingungen

5.2.1 Wohngebäude und gebäudetechnische Anlagen

Der Simulation liegt ein Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von $A_{\text{wohn}} = 158 \text{ m}^2$ in Massivbauweise (Poroton-Ziegel) zu Grunde. Der bauliche Wärmeschutz entspricht dem **Niedrigenergiehaus**-Standard (NEH).

Die Berechnung der Norm-Heizlast nach DIN 4701-1 [92] ergibt $\dot{Q}_{N,Geb} = 7,37 \text{ kW}$ bei einem mittleren k-Wert der Umschließungskonstruktion von $k_{AW} = 0,3 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$. Der flächenbezogene Jahres-Heizwärmebedarf erfüllt mit $Q_h = 59,7 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{a}}$ das NEH-Kriterium. Abbildung 5.1 stellt das Wohngebäude als Zonenmodell mit installierter Pumpenwarmwasserheizung dar.

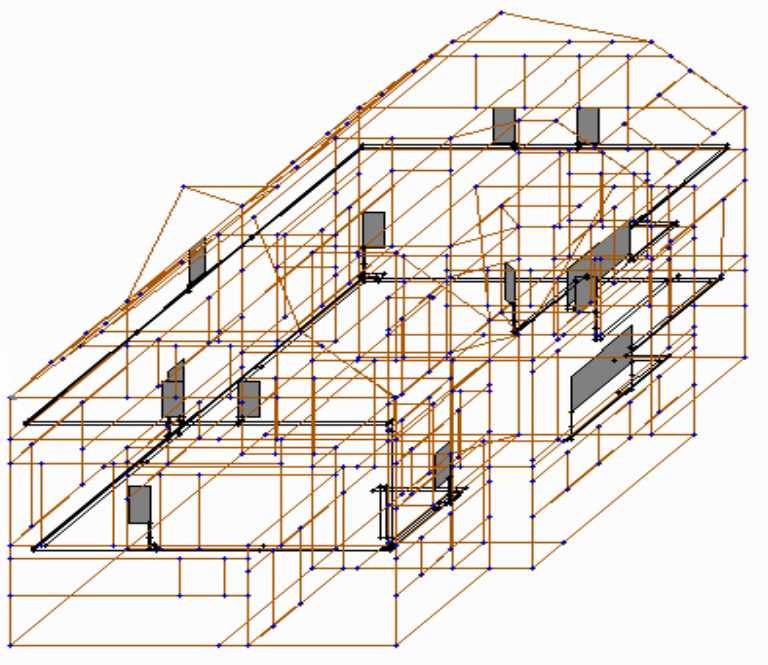


Abb. 5.1: Zonenmodell des Einfamilienhauses mit Pumpenwarmwasserheizung

Die Auslegung der **Pumpenwarmwasserheizung** erfolgt nach DIN 4701-2 [92] konventionell mit 70/55/21. Plattenheizkörper realisieren die Wärmeabgabe. Die Wärmeerzeugung wird über die witterungsgeführte Vorlauftemperatur-Regelung (nach Heizkennlinie) mit Aufschaltung der Raumtemperatur eines Referenzraumes sowie TWE-Vorrangschaltung (Trinkwasser-Erwärmung) an den Wärmebedarf angepasst.

Aufgrund der geringen Norm-Heizlast des Gebäudes richtet sich die Wärmeerzeugerleistung

nach dem TWE-Speicher. Nach DIN 4708 Teil 3 [3] wird die Speichergröße über die Bedarfskennzahl wie folgt ermittelt:

$$N = \frac{n \cdot p \cdot \Sigma(\nu \cdot \omega_V)}{p_{EW} \cdot \omega_{V,EW}}$$

| | | |
|------|-----------------|--|
| mit: | p | ... Anzahl der Personen |
| | ν | ... Zapfstellenanzahl |
| | ω_V | ... Zapfstellenbedarf |
| | p_{EW} | ... Anzahl der Personen in Einheitswohnung |
| | $\omega_{V,EW}$ | ... Zapfstellenbedarf in Einheitswohnung |
| | n | ... Anzahl der Wohnungen |

Entsprechend der katalogisierten Speicherleistungskennzahlen wird die TWE-Speichergröße mit $V_{Sp} = 150 \text{ l}$ in Verbindung mit einer Wärmeerzeugerleistung von $\dot{Q}_{WE} = 15,2 \text{ kW}$ für die Basisanlage ermittelt.

Im betrachteten Modell-NEH ist zur Gewährleistung des schimmelpilzvermeidenden Mindestluftwechsels und zur Erfüllung hygienischer Erfordernisse (Pettenkofer) eine **mechanische Lüftungsanlage** installiert. Diese wird bedarfsgeführt nach CO_2 -Konzentration in der Raumluft mit aufgeschalteter Feuchteregelung betrieben. Die 3-Stufen-Volumenstrom-Regelung ($\dot{V}_1 = 10 \text{ m}^3/h$, $\dot{V}_2 = 50 \text{ m}^3/h$, $\dot{V}_3 = 100 \text{ m}^3/h$) realisiert Grund- und Bedarfslüftung. Der Abluftvolumenstrom wird bei Überschreitung vorgegebener Grenzwerte ($\phi_{H_2O} = 65\%$, $c_{CO_2} = 1000 \text{ ppm}$) erhöht – die Außenluft strömt durch Außenluftdurchlass-Elemente (ALD) in die Aufenthaltsräume.

Im Sommerfall ist die Lüftungsanlage abgeschaltet; der Luftaustausch wird über die Fensterlüftung sichergestellt.

Die unterstellte **Nutzerstruktur** für Aufenthalte in den Räumen sowie Ess-, Schlaf- und Lebensgewohnheiten beruhen auf demografischen Mittelwerten und eigenen Annahmen. Die im Gebäude lebende Familie besteht aus zwei berufstätigen Erwachsenen und zwei schulpflichtigen Kindern.

Der außenklimatische Verlauf (Temperatur, Feuchte, Solarstrahlung, Wind, usw.) ist der Simulation als Wetterdatensatz für mittlere Verhältnisse in Deutschland (Testreferenzjahr 05) hinterlegt. Auf dessen Basis errechnet TRNSYS u.a. den Gebäudewärmebedarf für jeden Zeitschritt.

5.2.2 Praxisnahe Lastverläufe

5.2.2.1 Elektroenergiebedarf

Für die Untersuchung der Kraft–Wärme–Kopplung durch Brennstoffzellen müssen neben den thermischen Verhältnissen ebenfalls die elektrischen Bedingungen bekannt sein.

Ein bundesdeutscher Haushalt weist einen jährlichen Elektroenergiebedarf von durchschnittlich $W_{el} = 3735 \text{ kWh}$ auf [83]. Literaturangaben mittlerer Bedarfswerte in Einfamilienhäusern liegen generell darüber und streuen von $W_{el} = 4100 \dots 5300 \text{ kWh}$ [44] [9]. Diese Angaben lassen jedoch keine Rückschlüsse auf den tatsächlichen elektrischen Leistungsbedarf, der von dem Brennstoffzellen–Heizgerätes (BZH) gedeckt werden soll, zu. Es sind daher Lastganglinien erforderlich, die einen typischen elektrischen Leistungsbedarf über einen Tag bzw. Woche mit hoher Zeitdiskretisierung widerspiegeln.

Der Verband deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) stellt entsprechende synthetisierte Tagesganglinien zur Verfügung. Den Verläufen liegt die Erfassung von Verbrauchsdaten in 400 Haushalten zu Grunde. Die Werte wurden in Zeitschritten von 15 *min* aufgenommen und nach statistisch–methodischem Vorgehen ausgewertet und skaliert [83].

Für die Betrachtung eines einzelnen Gebäudes sind diese Bedarfskurven aus zwei Gründen heraus ungeeignet:

1. Bei der Bildung des durchschnittlichen Lastverlaufs erfolgt eine Mittlung sämtlicher Haushaltstypen. So ergibt bspw. der Durchschnitt aus einem üppig ausgestatteten Einfamilienhaus mit hoher Kinderanzahl und einer Single–Mietwohnung eine unrealistische, praxisfremde Lastkurve. Offensichtlich zeigt der Tagesverbrauch und vor allem die zeitliche Verteilung von Lastspitzen und -senken immense Abhängigkeiten von folgenden Kriterien (vgl. [69] [27]):
 - Individuelles Nutzerverhalten
(Freizeitbeschäftigung, Lebensgewohnheiten, sensible Energienutzung, usw.)
 - Anzahl und Alter der Kinder
 - Berufstätigkeit und Anwesenheit der Haushaltsmitglieder
 - Ausstattungsgrad
(Anzahl, Alter und elektrische Leistungsaufnahme der Haushaltsgeräte)
 - Größe des Wohngebäudes
2. Die Datenerfassung in 15 *min*–Abständen reicht für die detaillierte Beschreibung der Leistungsanspruchnahme aller Verbraucher in einem Haushalt nicht aus. Viele Haus-

haltsgeräte weisen kürzere Betriebszeiten auf und finden deshalb kaum ausreichend Berücksichtigung.

Infolge dessen beschreiben die synthetisierten VDEW-Lastganglinien nicht den realen Verlauf in einem einzelnen Haushalt. Tatsächlich auftretende Amplituden zwischen Lastspitzen und -senken relativieren sich; die Laststruktur wird nur unzureichend wiedergegeben.

Zum Zweck der Lastcharakterisierung im Einfamilienhaus wurden daher eigene messtechnische Untersuchungen durchgeführt, und in deren Ergebnis eigene Verläufe für den Elektroenergiebedarf definiert.

Bei der Auswahl des Objekts flossen statistische Erhebungen zu Demografie und Baustandard ein.

Das Einfamilienhaus befindet sich in Dresden und wird von einer Familie mit vier Personen bewohnt: beide Erwachsene sind berufstätig, die zwei Kinder schulpflichtig. Es verfügt über eine gasbetriebene Pumpenwarmwasserheizung mit Trinkwassererwärmung und zeigt, Bezug nehmend auf Angaben in Anlage A.4, einen mittleren elektrischen Ausstattungsgrad. 2000/2001 betrug der Jahresverbrauch an Elektroenergie $W_{el} = 4441 \text{ kWh}$.

In Zusammenarbeit mit dem örtlichen Energieversorger und dem Fraunhofer Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme wurde die Messelektronik zur Datenfernauslesung installiert und von November 2000 bis Juni 2001 Elektroenergie-Verbrauchsdaten in Ein-Minuten-Schritten aufgenommen. Gerätebedingt betrug die kleinste zu messende Einheit $P_{el} = 200 \text{ W}$, was zu Ungenauigkeiten gerade bei niedrigen Verbrauchswerten führte.

Auf Grundlage dieser messtechnischen Untersuchungen wurden verschiedenartige, für dieses Gebäude typische, praxisnahe Tagesganglinien generiert.

Die Differenzierung der Kurven erfolgt in Anlehnung an die VDEW-Datenauswertung, in der Abhängigkeiten vom jeweiligen Wochentag und der Jahreszeit erkennbar sind. Merkliche Unterschiede im Elektroenergieverbrauch zwischen Winter- und Sommerwoche begründen sich im ungleichen Beleuchtungsanteil aufgrund der Nachtphasenlänge, in dem verschiedenartigen Betrieb der gebäudetechnischen Anlagen sowie in den veränderlichen Freizeitaktivitäten verbunden mit der Anwesenheit der Personen.

Überlagert wird die jahreszeitliche Komponente vom Wochentag: Die statistische Auswertung der VDEW-Verbrauchsdaten zeigt deutlich niedrigere Werte werktags als an den Wochenen-

den [83]. Offensichtlich beruhen diese auf unterschiedliche Aufenthaltszeiten der Familienmitglieder und Waschgewohnheiten (Kleiderwäsche).

Die aus den messtechnischen Untersuchungen abgeleiteten Lastgangkurven für den Winter- und Sommerfall visualisiert Abbildung 5.2.

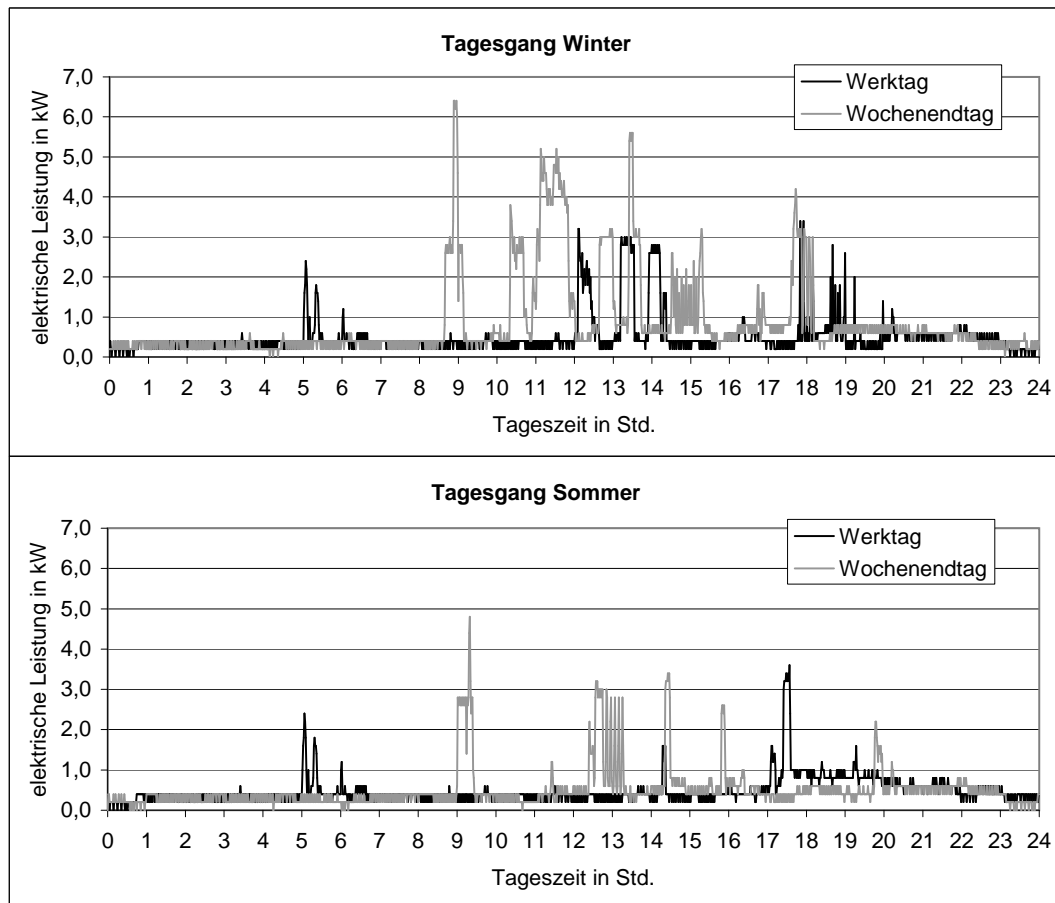


Abb. 5.2: Definierte elektrische Tageslastgänge (Werktag/ Wochenende) für Sommer und Winter

Aus den minutengenauen Leistungswerten ergibt sich für den speziellen Tagestyp folgender Bedarf an Elektroenergie:

| | |
|----------------------|-----------|
| Winter-Werktag: | 12,17 kWh |
| Winter-Wochenendtag: | 20,63 kWh |
| Sommer-Werktag: | 11,25 kWh |
| Sommer-Wochenendtag: | 12,16 kWh |

Jahresbedarf: 4760,24 kWh

Der oben dargestellte, synthetische Jahresbedarf weicht vom real gemessenen Strombedarf ab, weil folgende Annahmen der Erstellung zu Grunde liegen:

- eine Woche besteht aus fünf Werktagen und zwei Wochenendtagen
- gleicher jährlicher Anteil von Sommer- und Wintertagen
- ganzjähriger Elektroenergiebedarf

Allgemeine Schwierigkeiten bereitet die Lastganganalyse: So sind im Allgemeinen die meisten Peaks eher zufällig und nur durch das spezifische Nutzerverhalten zu erklären. Erwartungsgemäß sind hingegen systematische Spitzen in den Morgenstunden, mittags und am Abend festzustellen. Die Peaks liegen im Winter über denen im Sommer und erreichen täglich Werte von über $P_{el} = 3,0 \text{ kW}$; Leistungen von über $P_{el} = 6,0 \text{ kW}$ (hier: $P_{el,max} = 6,4 \text{ kW}$) bilden die Seltenheit.

In diesem Zusammenhang muss erwähnt werden, dass die vier bis sechs mal höheren elektrischen Ströme (Anfahrströme) während der ersten Millisekunden (nach Einschalten des Haushaltsgerätes) durch geeignete Kapazitäten (Kondensatoren) kompensiert werden können und deshalb hier keine Berücksichtigung finden.

Niedrigste Verbräuche werden in den Nachtstunden gemessen. Dass dabei Werte zwischen $P_{el} = 0 \dots 0,4 \text{ kW}$ auftreten, lässt sich neben dem oben angeführten systematischen Messfehler mit dem Betrieb von Stand-by-Geräten, gebäudetechnischen Anlagen sowie Kühl- und Gefriereinheiten erklären [7].

Es ist zu konstatieren, dass Tagesganglinien zum Elektroenergiebedarf stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängig sind, und somit die Ableitung allgemein gültiger Kennlinien sehr schwer möglich ist. Die dargestellten Verläufe wurden aus eigenen messtechnischen Untersuchungen in Anlehnung an VDEW-Gesichtspunkte für einzelne Tages- und Wochentypen praxisnahe definiert und gelten beispielhaft für ein Einfamilienhaus. Diese selbst erzeugten Tagesganglinien stellen die Basis für die vorliegende Untersuchung dar. Damit werden die Laststrukturen eines Einfamilienhauses in hinreichender Genauigkeit wiedergegeben.

Die Qualität solcher Lastkurven könnte sich durch noch kleiner Zeitschrittweiten, genauere Messelektronik und den Abgleich mit den in Anlage A.4 aufgelisteten Anschlusswerten verbessern.

5.2.2.2 Zapfprofile

Auch der Warmwasserverbrauch von Haushalten ist aufgrund des Benutzerkreises, der Sani-

tärausstattung und individuellen Lebensgewohnheiten sehr unterschiedlich und somit schwer zu verallgemeinern.

Für die Nachbildung des Warmwasser–Verbrauchs dieses Einfamilienhauses wird ein beispielhaftes Warmwasser–Bedarfsprofils erstellt. Grundlage bilden Zapfvolumen und Entnahmedauer (bezogen auf 60°C) aus der VDI-Richtlinie 2067 Blatt 12 [94]. Aus der Bandbreite dieser Bedarfswerte werden die Zapfmengen für die installierten Armaturen wie folgt festgelegt:

| | | |
|-----------------|---|--------|
| Wannenbad | : | 72,0 l |
| Duschvorgang | : | 25,0 l |
| Spüle | : | 6,2 l |
| Waschtisch lang | : | 5,4 l |
| Waschtisch kurz | : | 2,4 l |
| Handwaschbecken | : | 0,9 l |

Zur Bestimmung der Zapfhäufigkeiten werden statistische Auswertung von Feldmessungen [5] heran gezogen. Um eine möglichst genaue Nachbildung der Warmwasserverbräuche pro Tag zu erarbeiten, erscheint eine Unterteilung der Woche in die drei Tagestypen:

- 5 Werktage
- 1 Badetag
- 1 Wochenendtag

sinnvoll. Der in modernen Haushalten weniger übliche Badetag soll als maximaler TWE-Bedarf für die Wochensimulationen Berücksichtigung finden.

Tabelle 5.2 gibt Aufschluss über Art und Anzahl der Zapfungen, die im gesamten Haushalt an den verschiedenen Tagen einer Woche getätigt werden. Diese Aufstellung beschreibt näherungsweise die nutzerspezifischen Verteilung der Entnahmemengen einer aus zwei berufstätigen Erwachsenen und zwei Kindern bestehenden Familie.

| Tagestyp | Duschen | Vollbad | Sonstige Zapfungen | Gesamt-WW-Vol. (bezogen auf 60°C) |
|--------------|---------|---------|--------------------|---------------------------------------|
| Werktag | 3 | – | 19 | 112,4 l |
| Badetag | 1 | 3 | 27 | 282,6 l |
| Wochenendtag | 2 | – | 23 | 97,0 l |

Tabelle 5.2: Anzahl der Zapfungen im Haushalt

Aus den Tabellenwerten zum Bedarfsvolumina ergibt sich ein durchschnittlicher, personenbezogener Gesamt–Nutzwarmwasserbedarf pro Tag von $V_{TWE} = 33,63 \frac{l(60^\circ C)}{d,Pers}$. Im Ver-

gleich zu den spezifischen Mittelwerten aus der VDI 2067 Blatt 12, die zwischen $V_{TWE} = 20,67 \dots 42,67 \frac{l(60^\circ C)}{d, Pers}$ liegen, ordnet sich der Tagesverbrauch im mittleren Bereich ein.

Die Zapfprofile für die drei unterschiedlichen Tagestypen sind in Anhang A.5 dargestellt.

5.2.2.3 Innere Wärmequellen, Feuchtelasten und anthropogene CO_2 -Emissionen

Die **inneren Wärmegewinne** setzen sich im wesentlichen aus der Benutzung elektrischer Geräte (E-Herd, Haushaltsgeräte, Computer, Beleuchtung, etc.) und der Wärmeabgabe über den menschlichen Körper zusammen. Für den praxisnahen zeitlichen Verlauf innerer Wärmelasten in den Räumen wird in Werk- und Wochenendtag unterschieden und die in Anhang A.2 dargestellten Lastverläufe vereinbart.

An den Aufenthalt der Personen im Raum ist neben der Wärmeabgabe ebenfalls die anthropogene Kohlendioxid- und Feuchteemission gekoppelt.

Feuchte (Wasserdampf) wird hauptsächlich durch Personen, Pflanzen, Koch- und Waschvorgänge freigesetzt. Die anthropogene CO_2 -**Emission** in Wohnräumen korreliert mit dem Aktivitätsgrad und der Anzahl der Personen. Kohlendioxid wirkt nicht direkt schädigend auf den menschlichen Organismus, kann jedoch als ein Indikator für die Raumluftqualität betrachtet werden. Werte für Feuchte- und Kohlendioxid-Emissionen sind aus [3] entnommen und als Lastprofile für Werk- und Wochenendtag im Anhang A.3 bzw. A.4 zusammen gestellt.

Der **Gebäudewärmebedarf** liegt nicht als stationärer Kurvenverlauf vor, sondern wird durch die TRNSYS-Simulationsumgebung an Hand des außenklimatischen Verlaufs, der inneren Lasten, des Luftwechsels und der Gebäudekonstruktion berechnet.

5.2.3 Grundlagen des energetischen und wirtschaftlichen Vergleichs

Zur vergleichenden Bewertung unterschiedlicher Energiesysteme wird die Primärenergie herangezogen. Diese umfasst die gesamte Prozesskette, d.h den Aufwand zur Förderung, Aufbereitung und Transport, zur Bereitstellung von thermischer und elektrischer Arbeit. Für die Bereitstellung und Verbrennung des Energieträgers Erdgas zur Stromerzeugung im Kraftwerk sowie KWK-Nutzung im BZH und Wärmeerzeugung im Kessel sind nach [1] folgende Faktoren hinterlegt:

$$\begin{aligned} \text{Primärenergiefaktor (Erdgas)} & : 1,13 \\ \text{CO}_2\text{-Emissionsfaktor (Erdgas)} & : 228,0 \frac{g}{kWh} \end{aligned}$$

Für die Bilanzierung des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stroms fließen Erzeugungs- und Übertragungsnutzungsgrad ein. Für den energetischen und wirtschaftlichen Vergleich wird vorerst der hochentwickelte Kraftwerksprozess in Grundlastkraftwerken berücksichtigt. Die Stromerzeugung wird auf Erdgas als Endenergieträger bezogen. Dies gestattet die vergleichende Bewertung hinsichtlich Primärenergiefaktoren, CO_2 -Emissionen und Nutzungsgraden zu modernen GuD-Kraftwerken.

Der Erzeugungsnutzungsgrad dieser, dem Stand der Technik entsprechenden, Technologie (im Folgenden auch als konventionelle Technik bezeichnet) wird mit $\eta_{el,GuD} = 58\%$ [22] [28] angesetzt. Zusätzlich treten Netzverluste auf, die mit 5% in die Berechnung eingehen [8] [84]. Daraus leitet sich für die aus dem öffentlichen Netz bezogene Elektroenergie ab:

$$\text{Primärenergiefaktor (Strom aus GuD)} \quad : \quad 2,05$$

In der abschließenden primärenergetischen Betrachtung wird die KWK-Nutzung mit Brennstoffzellentechnik zusätzlich dem deutschen Kraftwerksmix mit einem mittleren Nutzungsgrad (Erzeugungs- und Übertragungsnutzungsgrad) von $\eta_{el,Mix} = 38\%$ [36] gegenüber gestellt. Dies entspricht einem Primärenergiefaktor (Strom-Mix) von 2,98.

Zur marktspezifischen Einschätzung neuer Techniken werden neben energetischen Maßstäben auch monetäre Faktoren herangezogen. Insbesondere bei Anlagen zur Stromerzeugung spielt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine wesentliche Rolle. Da jedoch die Brennstoffzellentechnik derzeit Investitionskosten aufweist, die in keinem Falle eine Wirtschaftlichkeit ermöglichen und darüber hinaus die Wartungskosten aufgrund der ungeklärten BZ-Lebensdauer höchst spekulativ sind, konzentriert sich diese Untersuchung auf die anfallenden Betriebskosten. Dabei werden die geltenden politischen Rahmenbedingungen zur Förderung der KWK-Nutzung und Markteinführung der Brennstoffzelle berücksichtigt.

Energiekosten und Stromvergütung sind regionalen, konjunkturellen und administrativen Schwankungen unterworfen, so dass die in Tabelle 5.3 dargestellten Konditionen (Grundlage: örtlicher Energieversorger [25] [21]) nur eingeschränkt repräsentativ sind.

Die BZ-Anlagenbetreiber erhalten vom örtlichen Netzbetreiber eine vertraglich vereinbarte Vergütung für die eingespeiste elektrische Energie⁴. Nach KWK-Ausbaugesetz wird für BZ-KWK-Anlagen kleiner 50 kW bis 2010 ein Zuschlag von 5,11 $\frac{Ct}{kWh}$ gezahlt. Beträgt der

⁴Die getrennt nach Tarifzeiten (Hoch- und Niedertarif) festgesetzte Vergütung wurden für diese Untersuchung mit hinreichender Genauigkeit gemittelt

Jahresnutzungsgrad mehr als $\eta_{ges} > 70\%$ erfolgt auf Antrag die Rückerstattung der Mineralölsteuer. Außerdem gelten stromseitige Vergünstigungen, die in der vermiedenen Netznutzung begründet sind.

| | Erdgas | Elektr. Strom | Einspeisevergütung |
|---|----------------------------|--|----------------------------------|
| Arbeitspreis, konventionell | $3,85 \frac{Ct}{kWh_{Ho}}$ | $15,17 \frac{Ct}{kWh}$ | – |
| Arbeitspreis, KWK-Nutzung | $3,30 \frac{Ct}{kWh_{Ho}}$ | $14,12 \frac{Ct}{kWh}$ | $6,9 \frac{Ct}{kWh}$ (gemittelt) |
| Leistungspreis, konventionell (einschl. Zählergebühr) | $278,4 \frac{€}{a}$ | $86,8 \frac{€}{a}$ | – |
| Leistungspreis, KWK-Nutzung +2-Tarif-2-Richtungszähler | $278,4 \frac{€}{a}$ | $51,2 \frac{€}{a}$ $71,4 \frac{€}{a}$ | – |

Tabelle 5.3: Mittlerer Arbeits- und Leistungspreis für Erdgas und Elektroenergie sowie Strom-Einspeisevergütung [25] [21]

5.3 Die kombinierte Energieerzeugung mit BZH und Spitzenlastkessel

5.3.1 Elektrisches und thermisches Betriebsverhalten

Die in Kapitel 5.2.1 ermittelte Bemessung der Wärmeerzeugung garantiert die Deckung der Heizlast mit eingebundener Trinkwassererwärmung (TWE). Stromseitige Über- oder Unterproduktion gleicht das parallelgeschaltete Niederspannungsnetz aus.

Die Verschaltung des BZH mit einem Spitzenlastkessel sowie TWE-Speicher erfolgt in einer ersten Möglichkeit in Reihe.

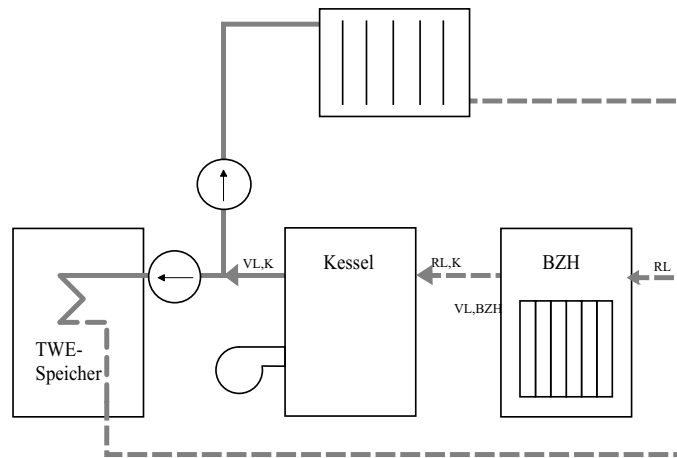


Abb. 5.3: Verschaltung von BZH und Spitzenlastkessel zur Wärmeerzeugung für Heizkreis und TWE

Wie Abb. 5.3 zeigt, wird der Spitzenlastkessel hinter das BZH in dessen Vorlauf geschaltet. Um bei Stillstand des Kessels unnötige Wärmeverluste, die über die Oberfläche an die Umgebung abgegeben werden, auszuschließen, ist eine Bypassleitung (hier nicht dargestellt) vorzusehen. In dieser Verschaltung bewirkt die thermische BZH-Leistung eine Anhebung der Kesselrücklauftemperatur. Da dies eine Senkung der Brennwertnutzung zur Folge hat, wird im ersten Teil die Kombination mit einem Niedertemperaturkessel untersucht.

Eine Variante der BZH-Dimensionierung ist die Auslegung nahe dem mittleren Elektroenergiebedarf des Einfamilienhauses von $\bar{P}_{Bed} = 0,54 \text{ kW}$.

Für diesen Fall (Tab. 5.1, Variante 4) setzt sich die Wärmeerzeugung aus

- BZH mit $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ ($P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) und
- Spitzenlastkessel mit $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$

zusammen. In Abb. 5.4 sind die Verläufe wichtiger thermischer und elektrischer Größen der Anlage für eine Winterwoche visualisiert.

Winter

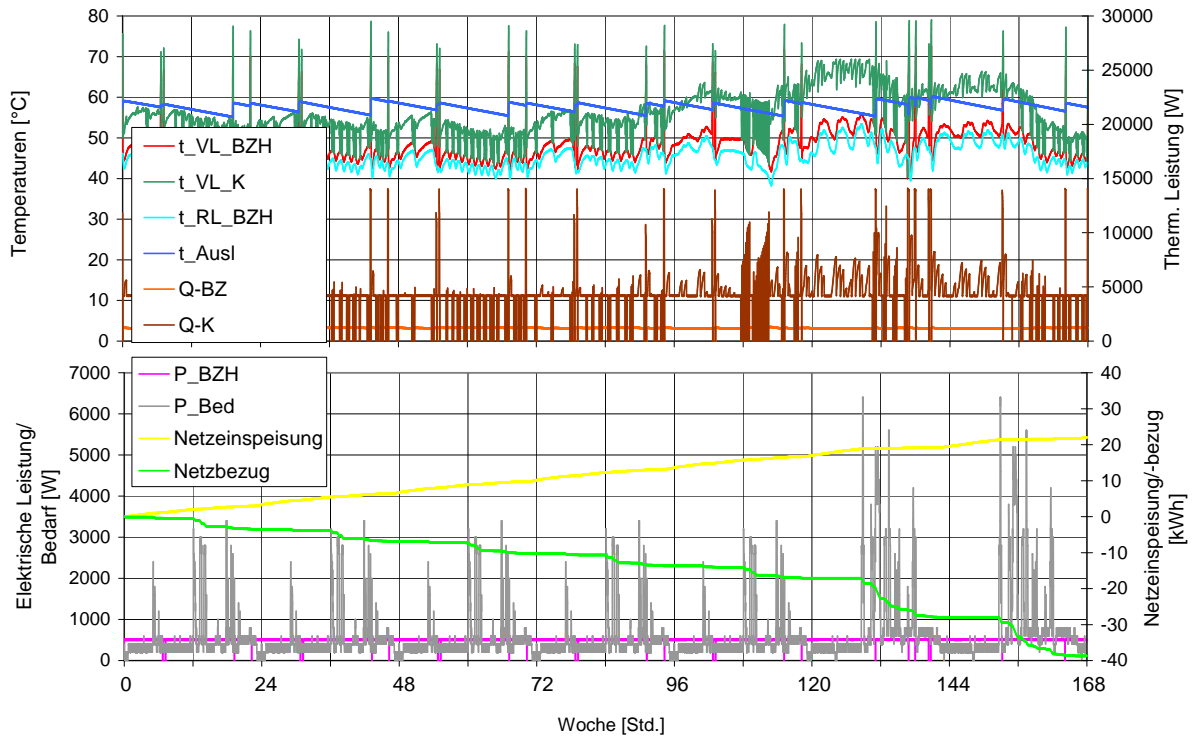


Abb. 5.4: Thermische und elektrische Leistung, Temperaturen und elektr. Arbeit beim Betrieb eines wärmegeführten BZH ($0,52 \text{ kW}_{el}/1,23 \text{ kW}_{th}$) mit NT-Kessel ($14,0 \text{ kW}$) in einer Winterwoche, Basisregelung

Im oberen Diagramm sind auf der rechten Ordinate die thermischen Leistungen von BZH und Kessel aufgetragen; links die Temperaturen. Aufgrund der geringen Dimensionierung läuft das BZH nahezu konstant mit maximaler Leistung von $\dot{Q}_{BZH} = 1230 \text{ W}$ (orange). Die geringe Temperaturdifferenz zwischen $t_{RL,BZH}$ und $t_{VL,BZH}$ verdeutlicht den niedrigen BZH-Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung.

Der intermittierende Betrieb des Spitzenlastkessels (NT) gewährleistet die Einhaltung der Sollvorlauftemperatur. Dessen modulierender (bzw. unterhalb 30% der Last taktender) Betrieb erzeugt die Amplituden der Kesselvorlauftemperatur. Die TWE-Speicher-Nachladung erfolgt mit Maximalleistung beider Geräte; $t_{VL,K}$ -Peaks gehen bis nahe 80°C . t_{Ausl} charakterisiert die Temperatur am oberen Auslaufstutzen des TWE-Speichers; Werte zwischen 55°C und 60°C sollen dauerhaft garantiert werden.

Im unteren Diagramm sind die stromseitigen Betriebsverhältnisse dargestellt. Die graue Kur-

ve beschreibt die zu deckende elektrische Last des Haushaltes. Es wird deutlich, dass außer in den Nachtstunden, in denen die erzeugte elektrische Leistung (P_{BZH}) über dem Bedarf ($P_{Bed} = 0 \dots 400 \text{ W}$) liegt, elektrischer Strom aus dem Netz bezogen werden muss. Die aus dem Netz bezogene (grün) und die eingespeiste (gelb) elektrische Arbeit ist auf der rechten Ordinate aufgetragen (Netzbezug negativ). Ähnliche Niveaus von stromseitiger Über- und Unterproduktion im betrachteten Zeitraum lassen den Einsatz elektrischer Speicher für einen etwaigen Inselbetrieb sinnvoll erscheinen. Hier bestehen Ansatzpunkte für weitergehende Untersuchungen.

Der Volllastbetrieb des BZH bewirkt hohe Wirkungsgrade. In Verbindung mit den langen Betriebszeiten im Winter ergibt sich daraus ein hoher Gesamtnutzungsgrad⁵. Abb. 5.5 stellt die Nutzungsgrade und weitere wesentliche Simulationsergebnisse grafisch dar.

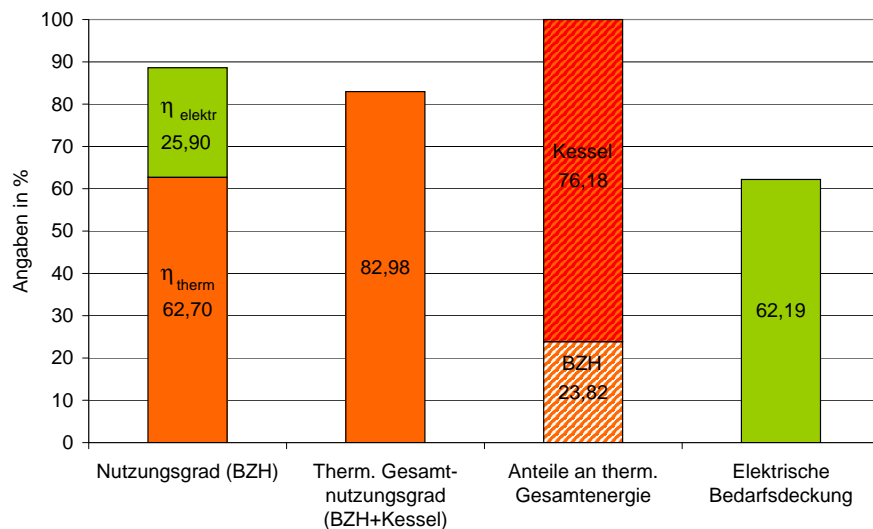


Abb. 5.5: In Reihe geschaltetes BZH ($\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}/P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) und NT-Spitzenlastkessel ($\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$), Winterwoche, Basisregelung

Der BZH-Gesamtnutzungsgrad beträgt $\eta_{ges,BZH} = 88,60\%$. Strom wird mit einem Nutzungsgrad von $25,90\%$ erzeugt. Der elektrische Nutzungsgrad ist infolge des hohen relativen Eigenleistungsbedarfs bei kleinen BZHs und des geringeren elektr. Wirkungsgrads bei Volllast-Betrieb vergleichsweise niedrig. Im Gegensatz dazu nimmt der thermische Wirkungsgrad bei max. Leistung Höchstwerte an, die sich im thermischen Nutzungsgrad von $\eta_{th,BZH} = 62,70\%$ widerspiegeln.

Unter Einbeziehung der Kessel-Leistung (mit $\eta_K = 92,32\%$) ist für die Wärmeerzeugung ein thermische Gesamtnutzungsgrad von $\eta_{th,ges} = 82,98\%$ festzustellen. Das Brennstoffzellen-

⁵Gesamtnutzungsgrad ist die Summe aus thermischem und elektrischem Nutzungsgrad eines BZH

Heizgerät deckt 23,82% vom Heizenergiebedarf mit TWE ab.

Mit einer elektrischen Arbeit von $W_{BZH} = 85,62 \text{ kWh}$ erzeugt die Anlage 83,88% des Elektroenergiebedarfs ($W_{bed} = 102,08 \text{ kWh}$) in dieser Woche. Tatsächlich werden jedoch nur 62,19% des Haushaltsbedarfs durch das BZH gedeckt. Das verbleibende Stromdefizit wird aus dem öffentlichen Netz bezogen. Ursachen sind aus der zeitdiskreten Betrachtung von Bedarf und Erzeugung (vgl. Abb. 5.5, unteres Diagramm) erkennbar: Leistungsüberschüsse, z.B. während der Nachtstunden werden in das öffentliche Netz eingespeist. Auch bei dieser über den Bilanzzeitraum betrachteten Unterversorgung mit Elektroenergie erfolgt Netzeinspeisung.

Sommer

In einer typischen Sommerwoche stellt sich der Verlauf wesentlicher Betriebsparameter bei dieser Anlagenkonzeption wie folgt dar:

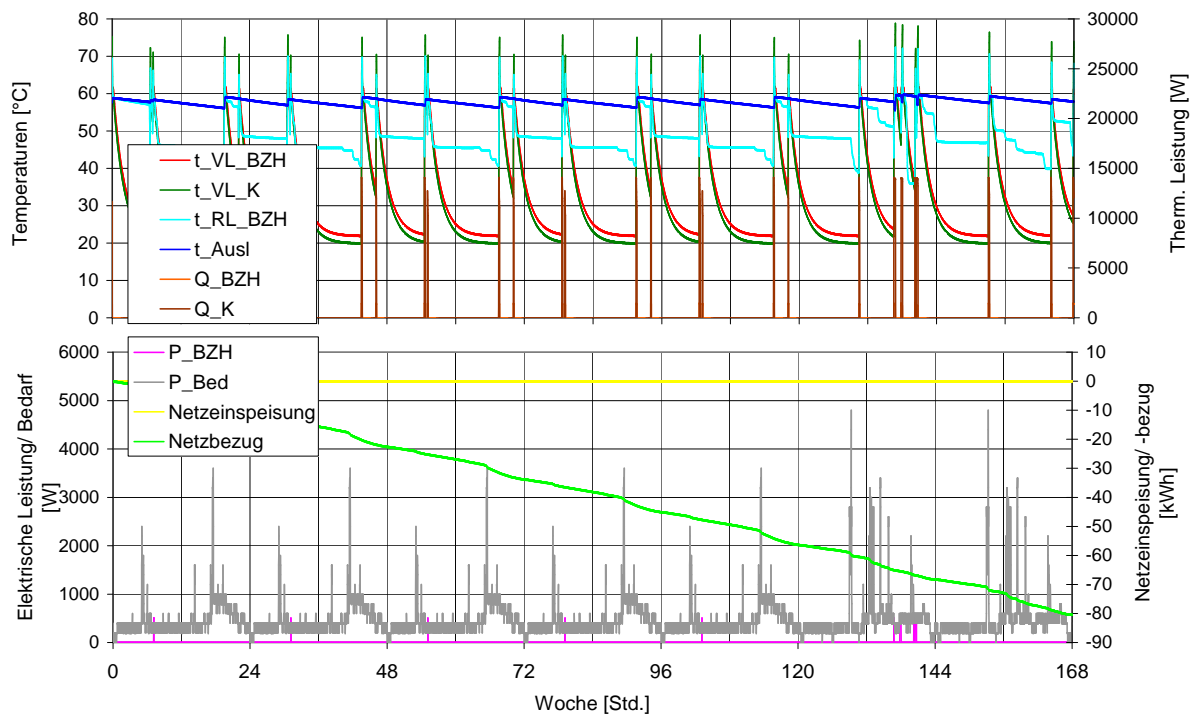


Abb. 5.6: Thermische und elektrische Leistung, Temperaturen und elektr. Arbeit beim Betrieb eines wärmegeführten BZH ($0,52 \text{ kW}_{el}/1,23 \text{ kW}_{th}$) mit NT-Kessel ($14,0 \text{ kW}$) in einer Sommerwoche, Basisregelung

Der wärmegeführte Betrieb des BZH mit Spitzenlastkessel bewirkt die Inbetriebnahme ausschließlich zur TWE-Speichernachladung. Um dabei Komforteinbußen (niedrige Speicherwassertemperaturen) auszuschließen, springt dazu ebenfalls der Kessel an. Als Basis-Regelung gelten für beide Wärmeerzeuger gleiche Sensorpositionen ($0,33 \cdot h_{Sp}$) und gleiche Tempera-

turfenster ($t_{Sens} = 52 \dots 57^\circ\text{C}$).

Die gekoppelte Speicher-Nachladung von BZH und Spitzenlastkessel erfolgt bis zum Erreichen der oberen Abschalttemperatur am Sensor. Aufgrund der wesentlich größeren Leistung des Kessels ($\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$ vs. $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$) übernimmt dieser fast die gesamte Nachladeleistung (siehe auch Abb. 5.8). Die Auswirkungen auf den BZH-Betrieb werden besonders im unteren Diagramm der Abb. 5.6 deutlich: Elektrischer Strom kann nur in den kurzen Betriebsphasen der TWE-Speichernachladung erzeugt werden. Zwischen den Nachladezeiten (bis zu 12 Stunden) ist die Anlage im Stand-by-Modus. Die Bereitschaftsverluste (Wärmeabgabe an die Umgebung) bewirken einen Temperaturabfall in den Komponenten des BZH. Sehr hohe Stillstandszeiten können infolge langer Reformeraufheizzeiten zum Ausbleiben der Elektroenergieerzeugung führen. Abbildung 5.7 verdeutlicht diese Zusammenhänge. Es ist das Startverhalten des BZ-Heizgerätes mit den Leistungen der einzelnen Komponenten sowie Reformertemperatur (rechte Ordinate) dargestellt.

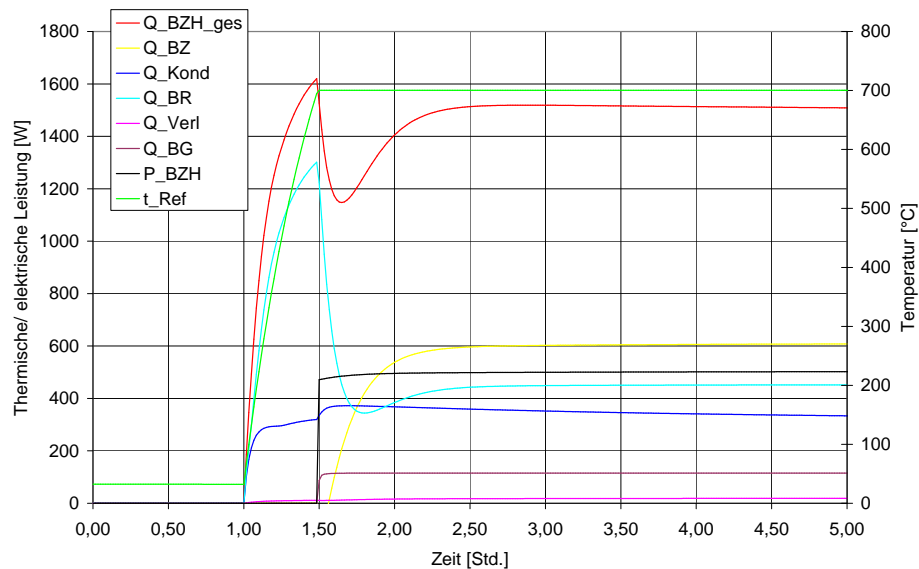


Abb. 5.7: Startverhalten eines 4zelligen BZH

Der Anlagenstart erfolgt bei Stunde 1. Die Temperatur im Autothermen Reformier ist nahe Umgebungstemperatur. Durch die Verbrennung des Erdgases (Kombination von partieller und vollständiger Oxidation) steigt dessen Temperatur. Jedoch weist das Reformat eine für das BZ-Stack ungenügende Qualität auf (hauptsächlich zu hohe CO -Anteile), so dass das Gasmisch nicht dem BZ-Stack zur Strom-Wärme-Erzeugung zugeführt, sondern im Nachbrenner (ARG-Verbrennung) oxidiert wird. Im dargestellten BZH mit 4 Zellen wird die Betriebstemperatur ($t_{ATR} \geq 700^\circ\text{C}$) nach ca. 30 min erreicht. Dann erst wird dem BZ-Stack

das wasserstoffreiche Reformat zugeführt; die Stromerzeugung beginnt. Nun erfolgt auch die Nutzwärmeauskopplung aus BZ-Stack (\dot{Q}_{BZ}) und Brenngasaufbereitung (\dot{Q}_{BG}); die Nachbrennerleistung (\dot{Q}_{BR}) sinkt.

Die Aufheizzeiten reduzieren sich durch kurze Stillstandszeiten (infolge der geringeren Reformerauskuhlung) und Anlagenvergrößerung, die bei nur wenig größeren Reaktorräumen hohe Erdgasvolumenströme zur Reformerbeheizung zulässt.

Die energetische Bewertung des Betriebsverhaltens im Sommerfall wird durch Abbildung 5.8 deutlich.

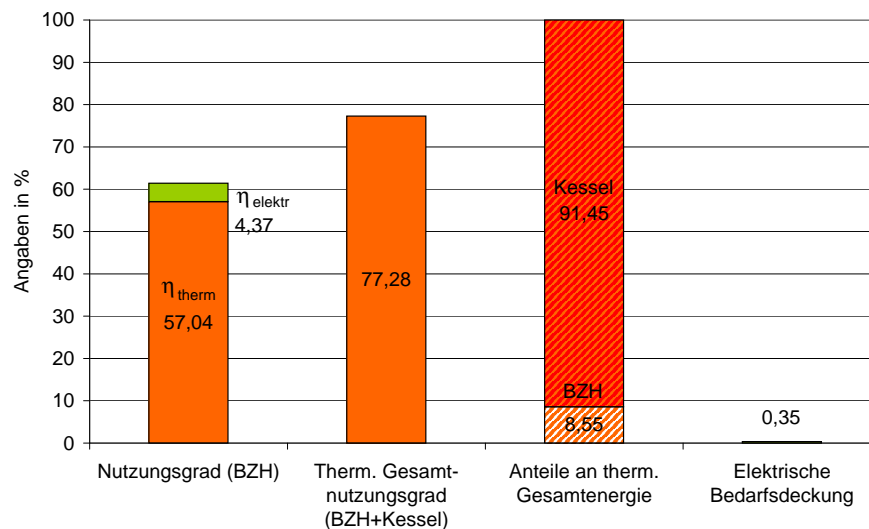


Abb. 5.8: In Reihe geschaltetes BZH ($\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}/P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) und NT-Spitzenlastkessel ($\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$), Basisregelung, Sommerwoche

Die geringen Benutzungsstunden des BZH ergeben niedrige Anteile an der Gesamtwärmeerzeugung sowie eine kaum zu berücksichtigende elektrische Arbeit, so dass der Bedarf nahezu vollständig durch das elektrische Netz gedeckt wird.

Der relativ hohe thermische BZH-Nutzungsgrad von $\eta_{th,BZH} = 57,04\%$ ist auf die häufige Wärmeerzeugung mittels effizientem Nachbrenner ohne Stromerzeugung zurückzuführen (vgl. Diagramm 5.7). Es wird ein Gesamtnutzungsgrad von $\eta_{ges,BZH} = 61,41\%$ im Sommerfall erzielt.

Grund für die negative Bewertung des sommerlichen Betriebs mit dieser Anlagenkonzeption sind die viel zu geringen BZH-Betriebszeiten. Hier bestehen Optimierungsansätze hinsichtlich der Vergrößerung des TWE-Speichers oder einer verbesserten Regelung zur TWE-Speichernachladung.

5.3.2 Verschiedene Auslegungsvarianten von BZH und Spitzenlastkessel (NT)

Zum primärenergetischen Vergleich der Brennstoffzellentechnik mit modernen Technologien zur Energieerzeugung soll die BZH-Nennleistung schrittweise von Maximalleistung bis auf Null gesenkt werden. Die Verschaltung des BZ-Technik mit dem dann notwendigen Spitzenlastkessel erfolgt in Reihe.

Das auf den Gebäudewärmebedarf (inkl. TWE) dimensionierte BZ-Heizgerät stellt die maximale, obere Leistungsbemessung dar. In diesem Fall (vgl. Auslegungsvariante 1 in Tab.5.1) entfällt der Spitzenlastkessel.

Als eine sinnvolle untere Grenze der BZH-Dimensionierung kann die bereits erläuterte Auslegung nahe dem mittleren Elektroenergiebedarf betrachtet werden. Noch niedrigere BZH-Leistungen würden den hohen anlagentechnischen Aufwand nicht rechtfertigen und sollen hier nicht weiter betrachtet werden.

Alle vier Anlagenkonzeptionen mit BZH sind aus Tabelle 5.1 ersichtlich. Variante 5 steht für die konventionelle Technik und gilt als Vergleichsmaßstab hinsichtlich Effizienz, Primärenergiebedarf und CO_2 -Emission.

Für die Regelung der TWE-Speicher-Nachladung gelten die Randbedingungen aus Kap 5.3.1.

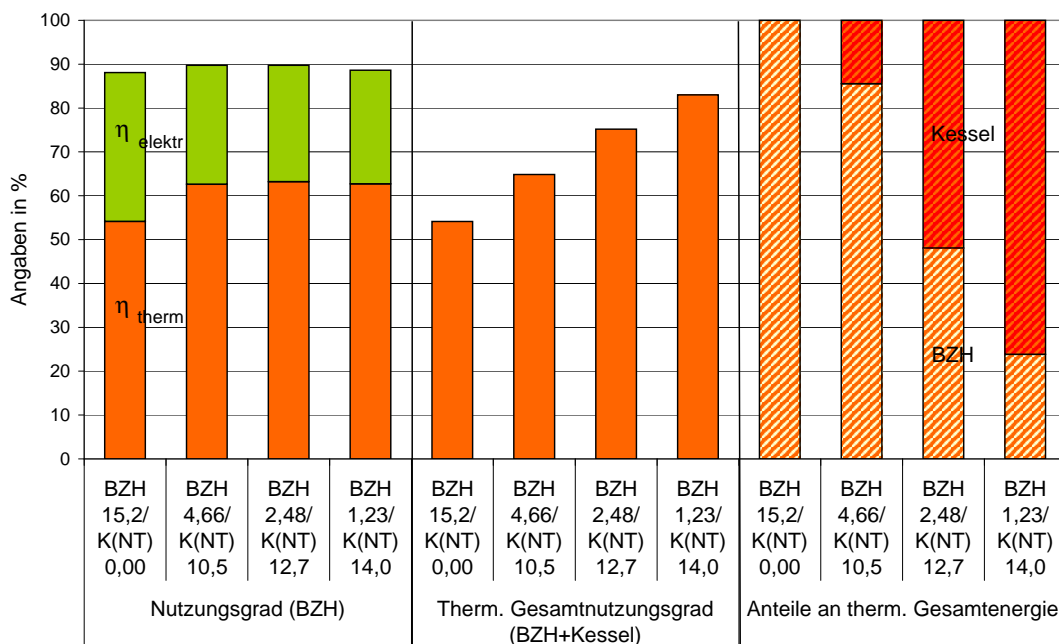


Abb. 5.9: BZH und NT-Kessel mit 150l TWE-Speicher, Basisregelung, Winterwoche

Abbildungen 5.9 und 5.10 visualisieren den Vergleich zwischen den Auslegungsvarianten für Winter- und Sommerfall.

Im Winterfall zeigen sich aufgrund des durchgängigen BZH-Betriebs nahezu gleiche Gesamtnutzungsgrade von ca. $\eta_{ges,BZH} = 90\%$. Dabei ist der elektrische BZH-Nutzungsgrad der maximalen BZH-Auslegung mit $\eta_{el} = 33,98\%$ aufgrund des spezifisch niedrigeren Eigenbedarfs größerer Anlagen und dem häufigeren Durchlaufen des Teillastbereiches mit betriebsbedingt höheren Wirkungsgraden am größten.

Für den thermischen Nutzungsgrad der Gesamtanlage sind mit zunehmenden Kessel-Anteilen infolge hoher Kesselwirkungsgrade Steigerungen von $\eta_{th,ges} = 54,13\%$ (nur BZH, kein Kessel) bis auf $\eta_{th,ges} = 83,0\%$ (BZH geringe, Kessel hohe thermische Bedarfsdeckung) zu verzeichnen.

An den BZH-Anteilen der Wärmeerzeugung ist zu erkennen, dass mit der Auslegung $\dot{Q}_{BZH} = 4,66 \text{ kW} / \dot{Q}_K = 10,5 \text{ kW}$ der Heizenergiebedarf des Gebäudes (einschl. TWE) mit rund 85% in sehr hohem Maße durch das BZH gedeckt wird. Nur bei Außenlufttemperaturen nahe Auslegungsfall (Norm-Heizlast bei $t_a = -14^\circ\text{C}$: $\dot{Q}_{N,Geb} = 7,37 \text{ kW}$) sowie zur TWE-Speichernachladung erfolgt die Unterstützung durch den Spitzenlastkessel.

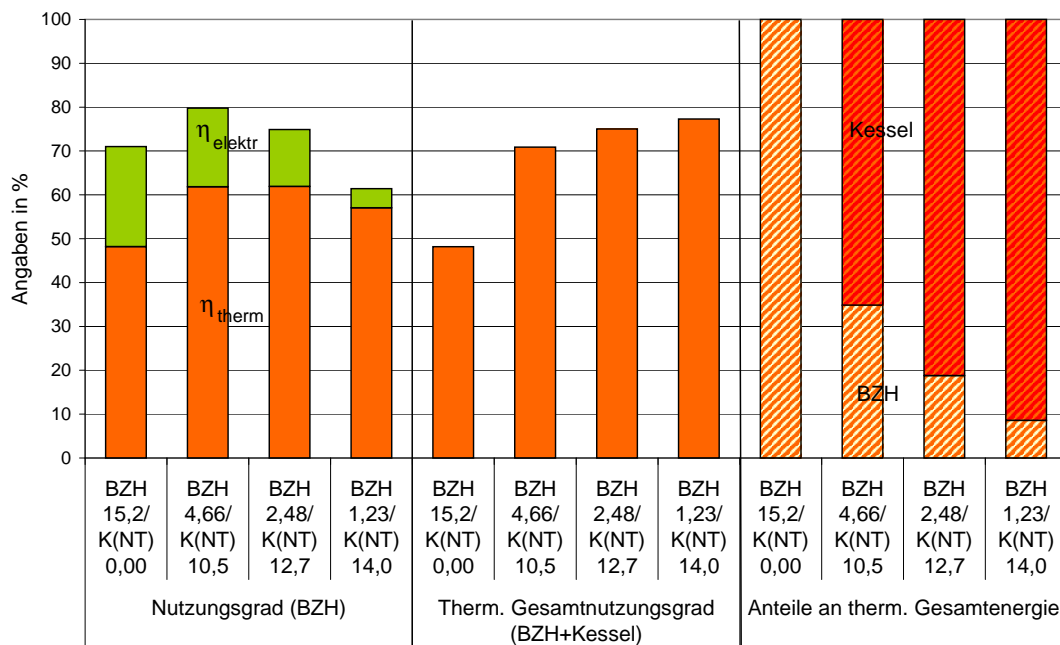


Abb. 5.10: BZH und NT-Kessel mit 150l TWE-Speicher, Basisregelung, Sommerwoche

In der dargestellten Sommerwoche verschieben sich die energetischen Verhältnisse zu Ungunsten des BZH. Wie in Kapitel 5.3.1 bereits erläutert, schaltet sich bei dieser Konfiguration sofort der NT-Kessel zur TWE-Speichernachladung zu und erzeugt durch den Leistungsüberhang den größten Teil der thermischen Energie. Beispielsweise reduziert sich für die oben

beschriebene Auslegungsvariante 2 der BZH-Anteil an der Wärmebedarfsdeckung von 85,52% im Winter auf 34,81% im Sommer.

Die Änderung der thermischen Gesamtnutzungsgrade mit steigenden Kesselleistungen weisen die analogen Tendenz zum Winterfall auf.

Hinsichtlich des BZH-Gesamtnutzungsgrads scheinen zwei Faktoren für die erkennbare Schwankungsbreite verantwortlich zu sein: Zum einen wirkt sich die Speicherkapazität des Wärmeerzeugers aus. Das BZH mit $\dot{Q}_{BZH} = 15,2 \text{ kW}$ besitzt u.a. durch das 49zellige Stack eine wesentliche größere Speichermasse als die Varianten kleinere Dimensionierung, was bei gleicher Nutzenergie zu höherem Brennstoffeinsatz führt.

Die zweite wesentliche Abhängigkeit zeigt sich in der Aufheizung des Reformers. Wie im Zusammenhang mit Diagramm 5.7 beschrieben, werden die Betriebstemperaturen bei geringer Dimensionierung aufgrund niedrigerer Auslegungsmasseströme (Verbrennung des Erdgases) bei spezifisch annähernd gleichem Reaktorvolumen später erreicht. Darin und in der Bemessung nachgeschalteter Stufen zur Brenngasreinigung liegen die Hauptprobleme bei der Miniaturisierung der Wasserstofferzeugung. Während der Aufheizphase erzeugt der interne Nachbrenner in Verbindung mit der Prozess- und Abgaskondensation die gesamte thermische Energie, was zu hohen thermischen Nutzungsgraden bis zu 62% führt. Elektrischer Strom wird dabei nicht erzeugt.

Die vergleichende energetische Bewertung der Auslegungsvarianten hinsichtlich Stromerzeugung und daraus ableitend Netzeinpeisung, Netzbezug und Deckung des Haushaltsbedarfs erfolgt wiederum für Sommer- und Winterfall. In Abbildung 5.11 sind elektrische Arbeit sowie Bedarfsdeckung für den Winterfall grafisch dargestellt.

Der elektrische Bedarf in dieser Woche liegt bei $W_{Bed} = 102,08 \text{ kWh}$. Wie zu sehen ist, liegt die erzeugte Elektroenergie bis auf den Auslegungsfall 4 (teilweise deutlich) darüber. Aufgrund der hohen Wärmeanforderungen im Winter erzeugt das BZH nahezu kontinuierlich elektrischen Strom, der in das öffentliche Netz eingespeist wird. Jedoch muss trotz dieser Überproduktion Elektroenergie aus dem Netz bezogen werden. Ursachen liegen in den kurzzeitigen Abschaltphasen des Gerätes beim Umschalten von TWE-Speichernachladung auf Heizbetrieb: Während der thermischen Anpassung an die veränderten Betriebsbedingungen (t_{RL} , \dot{m}_W) klingt die Elektroenergieerzeugung kurzzeitig ab ($\tau < 3 \text{ min}$). Der erforderliche Netzbezug in dieser Phase bewirkt die stets unter 100% liegende Bedarfsdeckung im wärmegeführten

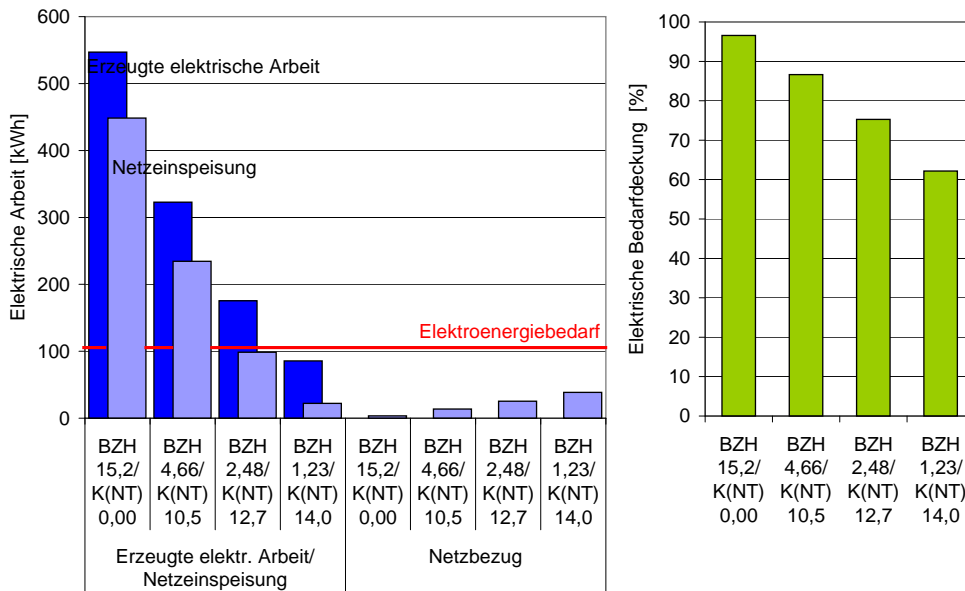


Abb. 5.11: Elektrische Arbeit sowie elektrische Bedarfsdeckung für versch. Auslegungsvarianten mit NT-Kessel, Basisregelung, Winterwoche

Betrieb.

Aus den Verlaufsdiagrammen in Anhang A.7 sind die thermischen und elektrischen Verhältnisse beispielhaft für die obere BZH-Leistungsbemessung ohne Spitzenlastkessel ersichtlich. Wie bereits in Kapitel 5.3.1 festgestellt, wird in den Sommermonaten elektrischer Strom nur während der Trinkwassererwärmung erzeugt. Das verursacht Erzeugungsspitzen verbunden mit hoher Netzeinspeisung (bei BZH-Betrieb) und Strombezug während des Stand-by-Modus.

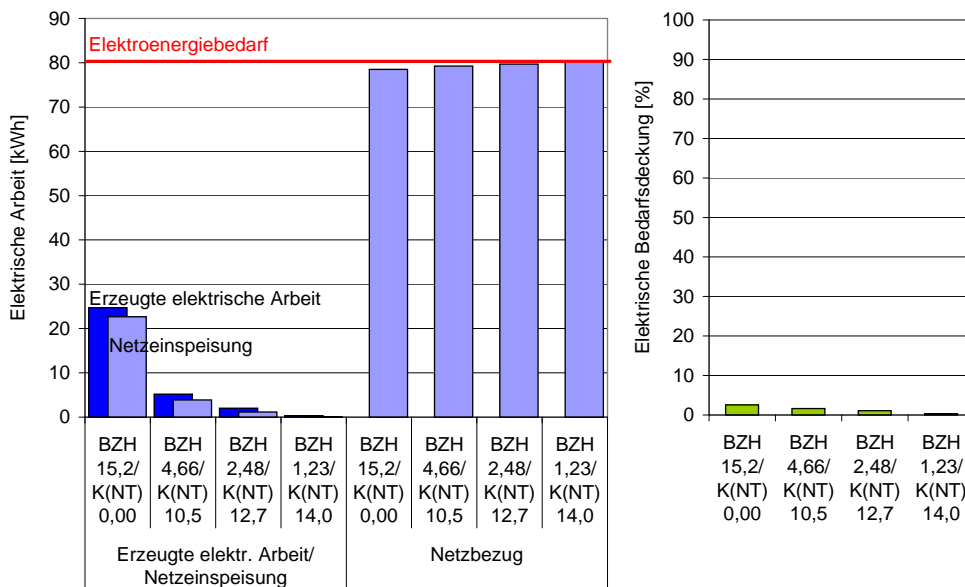


Abb. 5.12: Elektrische Arbeit sowie elektrische Bedarfsdeckung für versch. Auslegungsvarianten mit NT-Kessel, Basisregelung, Sommerwoche

Wie aus Abbildung 5.12 hervor geht, trägt die Elektroenergieerzeugung kaum zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs ($W_{Bed} = 80,58 \text{ kWh}$) bei. Durch die minimalen BZH-Betriebszeiten im Sommer muss unabhängig von der Dimensionierung nahezu vollständig elektrische Arbeit aus dem öffentlichen Netz bezogen werden.

Die vergleichende energetische Bewertung der BZH-Auslegungsvarianten gegenüber der konventionellen Technik wird an Hand des Primärenergiebedarfs geführt. In die Bilanzierung geht der Aufwand zur Gebäudebeheizung und Trinkwasserwärmung sowie Elektroenergie mit den entsprechenden Primärenergiefaktoren ein; der Energiebedarf für die eingespeiste elektrische Arbeit wird der BZH-Anlage gutgeschrieben.

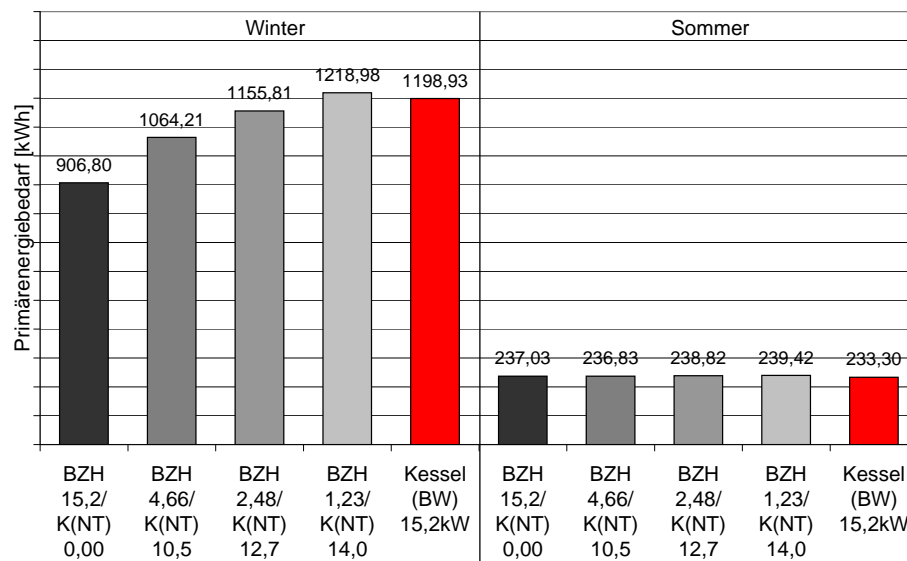


Abb. 5.13: Primärenergievergleich für eine Winter- und Sommerwoche, 150 l TWE-Speicher, Basisregelung, Niedertemperaturkessel

Aus Abbildung 5.13 werden die primärenergetischen Aufwendungen der Varianten für den Winter- und Sommerfall deutlich. Maßstab für den Vergleich ist die dem Stand der Technik entsprechende Wärmezeugung durch Brennwertkessel und Strom aus GuD-Grundlast-Kraftwerken.

Die Darstellung belegt, dass die verschiedenartigen jahreszeitabhängigen Betriebsweisen wesentlich den Energiebedarf beeinträchtigen. Im Winterfall ermöglicht der Einsatz der Brennstoffzellentechnik mit in Reihe geschaltetem Niedertemperatur-Spitzenlastkessel primärenergetische Einsparungen gegenüber moderner Referenztechnologien. Die Auslegungsvariante mit ausschließlichem BZH weist dabei das höchste Einsparpotenzial von ca. 24,4% auf.

Außerhalb der Heizperiode ist lediglich annähernd das Niveau etablierter Technik erreichbar.

Hauptgrund liegt im geringfügigen BZH-Einfluss mit sehr eingeschränkter Elektroenergieerzeugung nahezu unabhängig der Größenverteilung. Wirksam werden hierbei die mindere Effizienz der Wärmeerzeugung durch den Niedertemperatur- gegenüber dem Brennwert-Kessel und die vergleichsweise niedrigen BZH-Nutzungsgrade (vgl. Abb.5.10).

Dies macht sich ebenfalls in der Winterwoche bemerkbar: Bei isolierter Betrachtung der thermischen Seite der Konfiguration $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ ($P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) mit NT-Spitzenkessel $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$ bewirkt der hohe Kesseleinfluss – wegen seines besseren Wirkungsgrades gegenüber der BZ-Technik – den höchsten thermischen Gesamtnutzungsgrad der Anlage. Jedoch treten in Verbindung mit dem geringen elektrischen BZH-Deckungsbeitrag und der unerheblichen Netzeinspeisung energetische Mehraufwendungen auf.

Mit vermehrtem BZH-Anteil sinkt der thermische Nutzungsgrad der Gesamtanlage, im gleichen Maße nehmen die elektrische Bedarfsdeckung und Stromeinspeisung zu; der Strombezug minimiert sich.

Offenbar beeinflusst die hohe elektrische Bedarfsdeckung durch die Brennstoffzellen-Technik verbunden mit Stromeinspeisungen den primärenergetische Aufwand wesentlich stärker, als der daraus resultierende, reduzierte thermische Gesamtnutzungsgrad.

Der Vergleich belegt, dass der alleinige Einsatz eines Brennstoffzellen-Heizgerätes mit den niedrigsten energetischen Aufwendungen in der Heizperiode verbunden ist. Mit abnehmendem BZH-Anteil zeichnet sich ein Trend zum primärenergetischen Niveau herkömmlicher Technik ab. Bei geringer BZH-Dimensionierung kommt dem Spitzenlastkessel eine verstärkte Bedeutung bezüglich Effizienz und möglicher Primärenergie-Einsparungen zu.

5.3.3 BZH in Kombination mit einem Brennwert-Kessel

Aus der vorangegangenen Untersuchung leitet sich die Fragestellung ab, inwieweit die Änderung des Spitzenlastkessels von Niedertemperatur- (NT) auf Brennwerttechnik (BW) die primärenergetische Bewertung der Brennstoffzellentechnik im Einfamilienhaus beeinflusst.

Unter Beibehaltung von Anlagenkonzeption, TWE-Speichergröße sowie aller sonstigen Randbedingungen werden die bereits diskutierten Bemessungsvarianten in Verbindung mit einem Brennwertgerät als Spitzenlastkessel energetisch verglichen.

Bei separater Betrachtung der Kesselnutzungsgrade in den verschiedenen Anlagenkonzeptionen werden die durchweg höheren Werte des Brennwertgerätes gegenüber der Niedertempera-

turtechnik deutlich (Abbildung 5.14). Damit zeigt sich, dass trotz der Verschaltung des BZH in den Kesselrücklauf eine hohe Brennwertnutzung erfolgt. Je kleiner das BZH ausgelegt ist, desto geringer die Rücklauftemperatur-Anhebung, um so höher die Effizienz des BW-Kessels.

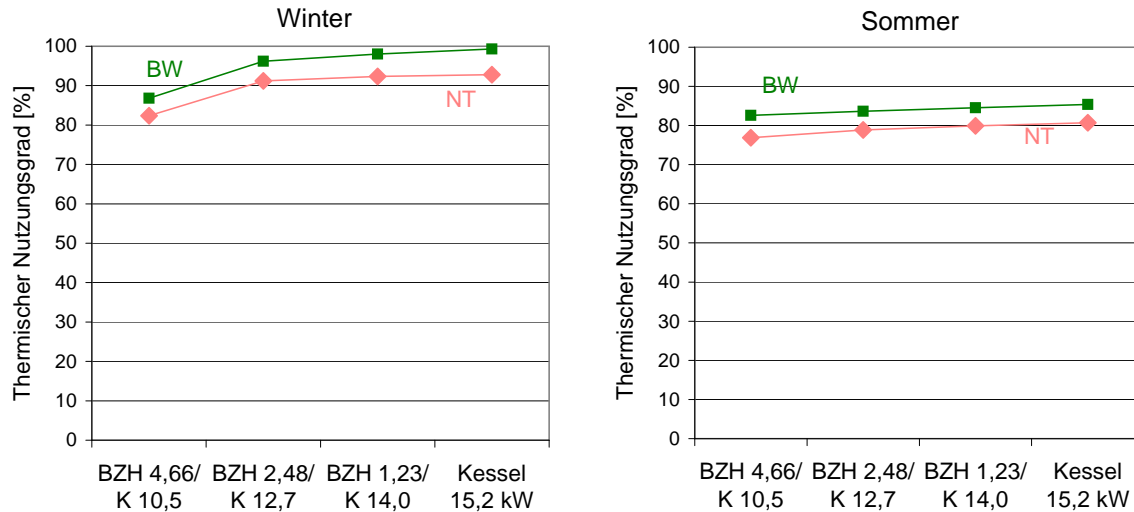


Abb. 5.14: Thermische Nutzungsgrade von Niedertemperatur- und Brennwertkessel in der Reihenschaltung mit einem BZH für Sommer- und Winterfall

Aufgrund der langen Stillstandszeiten und häufigen Brennerstarts sind im Sommerfall die Kessel-Nutzungsgrade erwartungsgemäß niedriger als in der Heizperiode. Mit steigenden Anteilen des effizienten Spitzenlastkessels an der Gesamtwärmeerzeugung und dessen längerer Betriebsdauer erhöhen sich die Werte. Bei ausschließlicher Deckung des Wärmebedarfs durch die Brennwerttechnik werden in der betrachteten Winterwoche $\eta_K = 99,33\%$ erreicht.

Im sommerlichen Betrieb von in Reihe geschaltetem BZH mit BW-Spitzenlastkessel stellen sich die aus Abb. 5.15 ersichtlichen, tendenziell gleichen Resultate wie bei der NT-Kessel-Kopplung ein. Der Wechsel von Niedertemperatur- auf Brennwerttechnik bewirkt keine Veränderung des BZH-Betriebsverhaltens. Elektrische und thermische BZH-Nutzungsgrade sowie dessen Anteile an der Gesamtwärmeerzeugung sind mit denen aus Abb. 5.9 bzw. Abb. 5.10 identisch. Dementsprechend stellen sich stromseitig analoge Verhältnisse ein.

Auch die primärenergetische Bewertung der verschiedenen Kombinationen gleicht dem Trend der NT-Kopplung: Aufgrund der im Sommerbetrieb stark eingeschränkten BZH-Betriebszeiten der Anlagenvarianten mit Spitzenlastkessel stellt sich aus energetischer Sicht nahezu Gleichwertigkeit ein, wobei Variante 2 infolge des vergleichsweise höchsten BZH-Nutzungsgrades

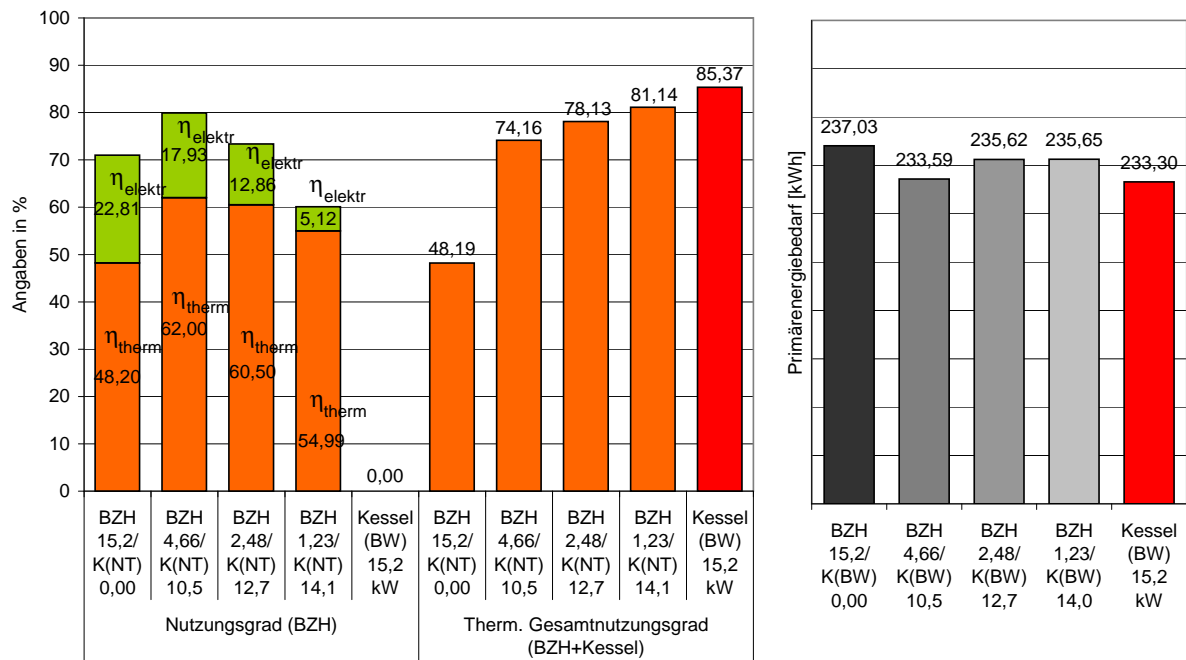


Abb. 5.15: Nutzungsgrad- und Primärenergievergleich, Reihenschaltung mit Brennwertkessel, 150 l TWE-Speicher, Basisregelung, Sommerfall

den geringsten Primärenergiebedarf aufweist.

Ungünstigste Variante markiert der alleinige BZH-Einsatz im Gebäude. Es zeigt sich, dass die mit hoher Effizienz generierte Elektroenergie die umfangreichen energetischen Aufwendungen für die thermische Arbeit nicht kompensiert. Ergänzt wird dieser Betriebsfall durch beträchtliche Strombezüge aus dem öffentlichen Netz (vgl. Kap.5.3.1).

Offensichtlich ist die elektrische Arbeit in einer Sommerwoche auch bei dieser Auslegung zu niedrig, um energetisch positiv wirksam zu werden. Hinzu kommt, dass zur Speichernachladung das BZH mit maximaler Leistung arbeitet. Systembedingt stellt sich dabei ein gegenüber der Teillast reduzierter elektrischer Wirkungsgrad ein.

Die im Vergleich zum NT-Kessel-Einsatz niedrigeren Absolutwerte begründen sich in den – anteilig um die Kessel-Nutzungsgrade – ansteigenden thermischen Nutzungsgraden der Gesamtanlage.

Unter den genannten Voraussetzungen sind im sommerlichen Betrieb gegenüber herkömmliche Energieerzeugung – mit Brennwertkessel und elektrischem Strom aus dem Netz – keine Einsparpotenziale durch die Brennstoffzellentechnik zu vermerken.

Für den Winterfall zeichnet sich ein verändertes Bild: Zwischen den Varianten bestehen merkliche Differenzen bezüglich Brennstoff- und Primärenergiebedarf. Die Tendenzen gleichen den

Bedarfswerten mit NT-Kessel-Kopplung, jedoch mit reduzierten Absolutwerten. Damit kann in jedem Auslegungsfall Primärenergie eingespart werden. Verantwortlich dafür zeigt sich die umfangreiche Elektroenergieerzeugung. Wie Abb. 5.11 erkennen lässt, bewirkt der wärmegeführte Betrieb mit größer werdender BZH-Leistung aufsteigende Strommengen, verbunden mit der Anhebung der Bedarfsdeckung und dementsprechenden verminderten Netzbezug. Im Vergleich zum sommerlichen Betrieb verdeutlicht Abb. 5.16 den durchweg positiven Einfluss der Brennstoffzellentechnik auf die energetische Bilanzierung der Gesamtanlage.

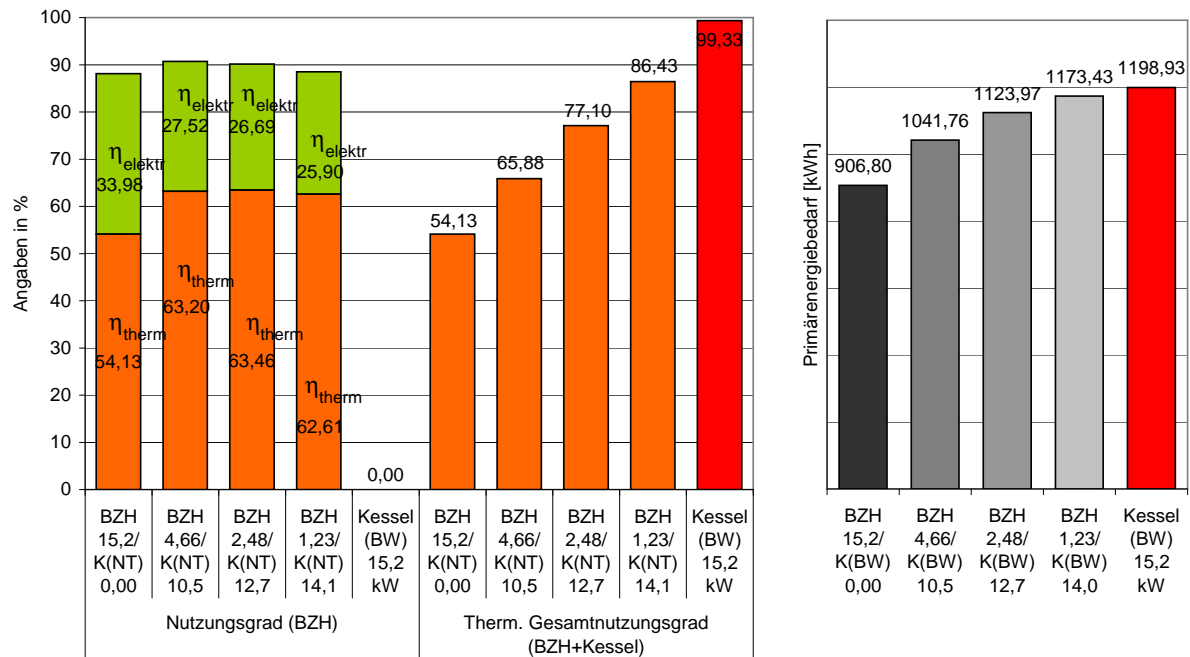


Abb. 5.16: Nutzungsgrad- und Primärenergievergleich, Reihenschaltung mit Brennwertkessel, 150 l TWE-Speicher, Basisregelung, Winterfall

Entsprechend der aufsteigenden BZH-Leistungsbemessung nehmen dessen Anteile an der Gesamtwärmeerzeugung zu. Das mindert die thermische Effizienz, jedoch steigen die elektrischen Nutzungsgrade. Die stromseitige Effizienzverbesserung erklärt sich aus dem häufigeren Durchlaufen des Teillastzustandes, was infolge der Betriebscharakteristik von BZ-Heizgeräten höhere Wirkungsgrade bedingt.

Der Energieeinsatz vermindert sich, bis mit der Anlagenkombination mit ausschließlichem BZH (netzparallel) $\dot{Q}_{BZH} = 15,2 \text{ kW}$ ($P_{el} = 5,14 \text{ kW}$) signifikante Einsparpotenziale von 24,4% gegenüber der konventionellen Technik eintreten.

Ursachen liegen in den bereits erwähnten enormen Stromeinspeisungen. Die in das öffentliche Netz eingespeiste elektrische BZH-Arbeit muss nicht durch das GuD-Kraftwerk generiert wer-

den. Bezieht man die eingesparte Brennstoffenergie (mit Berücksichtigung des Erzeugungs- und Übertragungsnutzungsgrades) als Gutschrift in die Bilanzierung aller Aufwendungen ein, so nimmt die Effizienz der Gesamtenergieerzeugung mit der am größten bemessenen BZ-Technik den maximalen Wert an.

Die Nutzungsgradminderung der Wärmeerzeugung beeinflusst die energetische Bewertung der Gesamtanlage weniger stark als die vermehrte Elektroenergieerzeugung verbunden mit beträchtlichen Einspeisungen.

Die Vorteile der Kraft–Wärme–Kopplung kommen bei der BZH-Bemessung nach der Heizlast (Gebäudewärmebedarf und TWE) am stärksten zur Geltung. Je geringer die thermischen und elektrischen BZH-Deckungsbeiträge im Gebäude sind, desto mehr nähert sich die Effizienz der Gesamtanlage an die herkömmlicher Energieerzeugungstechnologien an, und die Primärenergieeinsparungen vermindern sich.

Für die Reihenschaltung von BZH und BW-Spitzenlastkessel sind in der Heizperiode Einsparpotenziale, im Sommerbetrieb leichte Mehraufwendungen gegenüber der konventionellen Wärme- und Elektroenergieerzeugung zu verzeichnen.

Entgültigen Aufschluss über die erreichbaren Einsparpotenziale kann erst die in Kap.5.5 geführte Jahressimulation geben.

5.4 Analyse verschiedenartiger TWE-Speichervolumen und Regelstrategien

Der Einsatz der Brennstoffzellentechnik zur KWK-Nutzung im Einfamilienhaus ist im Kontext zu Auslegung und Betrieb aller gebäudetechnischen Anlagen zu betrachten. Dabei sind Wechselwirkungen zu erwarten, die hinsichtlich Betriebsverhalten und energetischer Bewertung der Wärme- und Elektroenergieerzeugung im BZH wesentliche Veränderungen zur aufgezeigten Wärmeerzeuger–Speicher–Kombination bewirken können.

Aus der Vielzahl einflussnehmender Aspekte wird im Folgenden die Abhängigkeit von der TWE-Speicher–Dimensionierung und Regelungskonzeption zu dessen Nachladung beispielhaft analysiert.

Um den Aufwand zu den Variantenrechnungen überschaubar zu halten, wird die Untersuchung an einer ausgewählten Anlagenkombination von in Reihe geschaltetem BZH und Spitzenlastkessel durchgeführt. In verschiedenen Untersuchungen zur BZH-Auslegung im Einfamilienhaus erscheint unter Einbeziehung energetischer und wirtschaftlicher Aspekte die Bemessung auf $P_{el} \leq 1,0 \text{ kW}$ am aussichtsreichsten [28] [72] [11].

Aus der vorangegangenen primärenergetischen Bewertung verschiedener Konzeptionen wird die Variante

- Brennstoffzellen–Heizgerät $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ ($P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) mit
- Spitzenlastkessel (Brennwerttechnik) $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$

gewählt. Die Einflüsse der Parameter–Änderungen sind damit am deutlichsten zu sehen. Es ist davon auszugehen, dass diese Simulationsergebnisse repräsentativen Charakter besitzen. Zu dessen Untermauerung wurden mit Anlagenvariante 3 und 4 analoge Analysen durchgeführt, die tendenziell die gleichen Ergebnisse lieferten und somit die Extrapolation ermöglichen.

Die Untersuchung des Einflusses auf das Betriebsverhalten der ausschließlichen Energieerzeugung im Gebäude mit BZH ist von geringerem Interesse, weil sich in Analogie zur Abhängigkeit eines Kessels von der TWE-Speichergröße tendenzielle die gleichen Ergebnisse ableiten. Auszugsweise Simulationen haben diesen Trend bestätigt.

Mit der angegebenen Variante wird der Anlagenbetrieb für den Winter- und Sommerfall betrachtet. Die Untersuchungen in einer Winterwoche ergeben jedoch keine bzw. nur marginale Veränderungen des Anlagenbetriebs. Da der thermische Bedarf – bestehend aus Heizlast und Trinkwassererwärmung (TWE) – in Summe unverändert bleibt und das BZH unabhängig vom TWE-Speichervolumen im wesentlichen durchgängig mit Maximalleistung betrieben

wird, sind sowohl thermisch als auch elektrisch keine signifikanten Veränderungen erkennbar. Aus diesem Grund steht für die nachfolgenden Betrachtungen der sommerliche Betriebsfall im Mittelpunkt.

5.4.1 Variation des TWE-Speichervolumens

Für die Analyse zum Einfluss der Speichergröße werden die Positionen der beiden Temperaturfühler (Temperatursensoren) und deren Sollwerte zur Regelung der Speichernachladung durch Kessel bzw. BZH wie folgt gewählt:

| Speichergröße | Sensor 1 (BZH) | | Sensor 2 (Kessel) | |
|----------------|---------------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------------|
| | Position [· h_{Sp}] | Temperaturfenster[°C] | Position [· h_{Sp}] | Temperaturfenster[°C] |
| alle Varianten | 0,33 | 52...57 | 0,33 | 52...57 |

Tabelle 5.4: Sensorposition und Temperaturfenster von BZH und Kessel zur TWE-Speicher-Nachladung, 1 Wärmeübertrager

Unter Beibehaltung der in der Tabelle angegebenen – für beide Wärmeerzeuger gleichen – Sensorpositionen⁶ und Temperaturfenster wird das Volumen von 125 l auf 500 l schrittweise erhöht.

Das Betriebsverhalten von in Reihe geschaltetem BZH und Brennwertkessel entspricht prinzipiell dem aus Abb. 5.6. Ausschließlich zur Trinkwassererwärmung erfolgt das Einschalten beider Wärmeerzeuger: Unterschreitet das Warmwasser im TWE-Speicher die untere Solltemperatur schaltet die Anlage ein. Bei Erreichen von $t_{Sens,o} = 57\text{ °C}$ gehen beide Wärmeerzeuger in den Stand-by-Modus zurück, wobei die Speicherladepumpe zur Nutzung der im System gespeicherten thermischen Energie 30 min nachläuft.

Wie bereits erläutert, übernimmt der Spitzenlastkessel infolge des Leistungsüberhanges die thermische Hauptarbeit. Die einfache Regelung zur Speichernachladung verursacht einen enorm niedrigen thermischen BZH-Deckungsbeitrag von rund 8,4%, der durch die Speicherauswahl keine nennenswerten Veränderungen zeigt.

⁶Sensor ist bei 1/3 der Speicherhöhe (unterer Bereich) positioniert

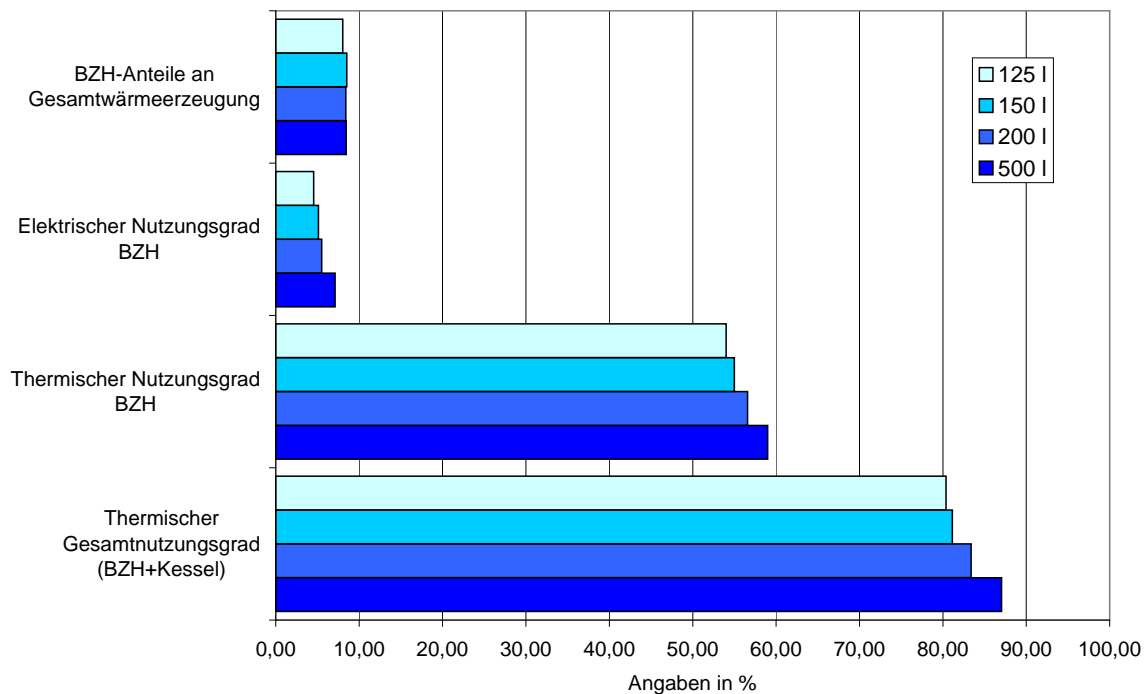


Abb. 5.17: Einfluss verschiedener TWE-Speichergößen bei $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ ($P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) und BW-Kessel $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$, Reihenschaltung, Basisregelung, Sommerfall

Das aufsteigende Speichervolumen bewirkt verlängerte BZH-Betriebszeiten je Ladezyklus von durchschnittlich 7 min (125 l) auf rund 20 min (500 l). Wie im Zusammenhang mit Abb. 5.7 beschrieben, ergibt sich die Wärmeerzeugung in den Startphasen im wesentlichen aus der Oxidation des unvollständigen Reformats (mit hohen Wirkungsgraden). Elektroenergie wird dabei nicht erzeugt.

Infolge längerer Einschaltphasen erweitern sich zum einen die Brennerzeiten, was den Anstieg des thermischen BZH-Nutzungsgrades zur Folge hat, zum anderen nimmt die elektrische Arbeit (in sehr geringem Maße) zu. Zwar wirkt sich dieser Umstand positiv auf die elektrischen Nutzungsgrade aus, jedoch sind mit zunehmenden Speichervolumina ausgedehnte Stand-by-Phasen und damit eine stärkere Auskühlung der BZ-Aggregate verbunden, so dass in keinem Fall ein nennenswerter Beitrag zur elektrischen Bedarfsdeckung gegeben ist.

Unabhängig vom eingesetzten TWE-Speicher muss nahezu vollständig elektrischer Strom ($99,4 \dots 99,6\%$ des Haushaltsstrombedarfs) aus dem öffentlichen Netz bezogen werden.

Es bleibt festzustellen, dass das BZH-Betriebsverhalten durch die TWE-Speichergöße beeinflusst wird, dies aber aufgrund der minimalen BZH-Anteile an thermischer und elektrischer Bedarfsdeckung unter den angegebenen Randbedingungen vernachlässigbar ist.

Die aus Abb. 5.17 ersichtliche Steigerung des thermischen Gesamtnutzungsgrades mit zunehmender Speichergröße ist hauptsächlich auf das Betriebsverhalten des Brennwert-Kessels zurückzuführen: Die Vergrößerung des TWE-Speicher-Volumens setzt das Kessel-Takten herab und verlängert die Einschaltphase je Nachladung. Die dadurch verringerten Stillstandsverluste ergeben die in Abb. 5.18 dargestellten – mit steigenden Speichervolumen – marginal abnehmenden, primärenergetischen Aufwendungen.

Die Tendenz ist neben dem angeführten Kesselbetrieb auf die sinkende mittlere Speichertemperatur entsprechend einheitlicher Sensorpositionen und -sollwerte bei verschiedenen Volumina zurückzuführen.

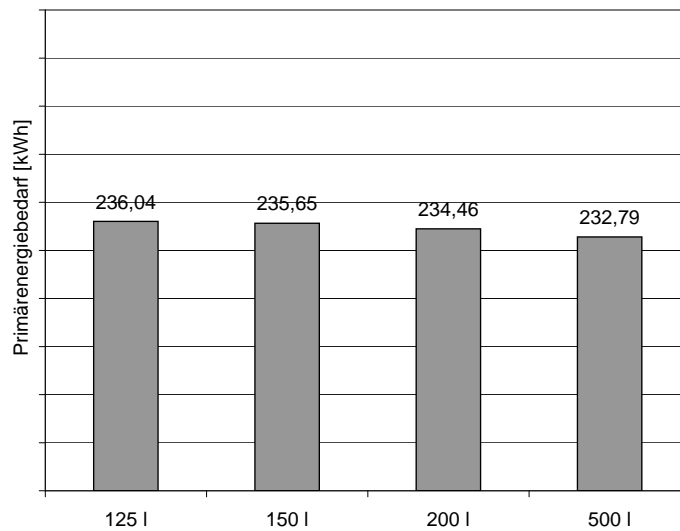


Abb. 5.18: Primärenergetischer Vergleich bei unterschiedlichen TWE-Speichergrößen, Anlagenvariante 4, Reihenschaltung, Basisregelung, Sommerfall

5.4.2 Verbesserte Regelstrategie zur TWE

Ähnlich der Problemstellung bei der solarthermisch unterstützten Trinkwassererwärmung gilt es bei der kombinierten Wärmeerzeugung mit Brennstoffzellen-Heizgeräten sinnvolle Regeloptionen für die Nachladung des TWE-Speichers zu finden.

Neben verschiedenartiger Rohrwendel-Geometrien bieten sich zu einer verbesserten TWE-Speichernachladung die Möglichkeiten verschiedener Sensorpositionen sowie unterschiedlicher Sollwerte für Ein- sowie Ausschalttemperatur an. Voruntersuchungen haben die enorme Wechselwirkung zwischen Temperaturfenster und Sensorposition gezeigt. Hier könnten sich tiefergehende Betrachtungen zur optimalen Parametrierung anschließen.

Die in Tabelle 5.5 dargestellten, verschiedenen Temperaturstufen an den Sensoren ergeben sich aus den unterschiedlichen Wärmeerzeuger-Leistungen mit der Bedingung für $t_{Ausl} = 55 \dots 60 \text{ } ^\circ\text{C}$ unter Berücksichtigung des Speicherpumpen-Nachlaufs sowie der Wärmeerzeuger-Vorlauftemperaturen $t_{VL,BZH} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$, $t_{VL,K} = 80 \text{ } ^\circ\text{C}$.

| Speichergröße | Sensor 1 (BZH) | | Sensor 2 (Kessel) | |
|---------------|-----------------------------|--|-----------------------------|--|
| | Position [$\cdot h_{Sp}$] | Temperaturfenster [$^\circ\text{C}$] | Position [$\cdot h_{Sp}$] | Temperaturfenster [$^\circ\text{C}$] |
| 125 l | 0,3 | 58...60 | 0,8 | 57...59 |
| 150 l | 0,2 | 58...60 | 0,8 | 55...57 |
| 200 l | 0,1 | 58...60 | 0,9 | 52...56 |
| 500 l | 0,1 | 52...59 | 0,9 | 50...53 |

Tabelle 5.5: Sensorposition und Temperaturfenster von BZH und Kessel zur TWE-Speicher-Nachladung, 1 Wärmeübertrager

Der Temperatursensor zur BZH-Zuschaltung ist wie dessen Wärmeübertrager im unteren Bereich des TWE-Speichers positioniert. Infolge des Kaltwasserzulaufs im Bodenbereich und des Wärmegradienten im Behälter geht die BZ-Technik vorrangig in Betrieb. Die Einschalttemperatur des Kessels, die bei 80...90 % der Behälterhöhe erfasst wird, wird selten unterschritten. Die BZH-Betriebszeiten steigen.

Beispielhaft verdeutlicht Abb. 5.19 den Verlauf der Temperaturen (linke Ordinate) und Leistung von BZH und Kessel (rechte Ordinate) über einen Tag (Badetag, Sommer).

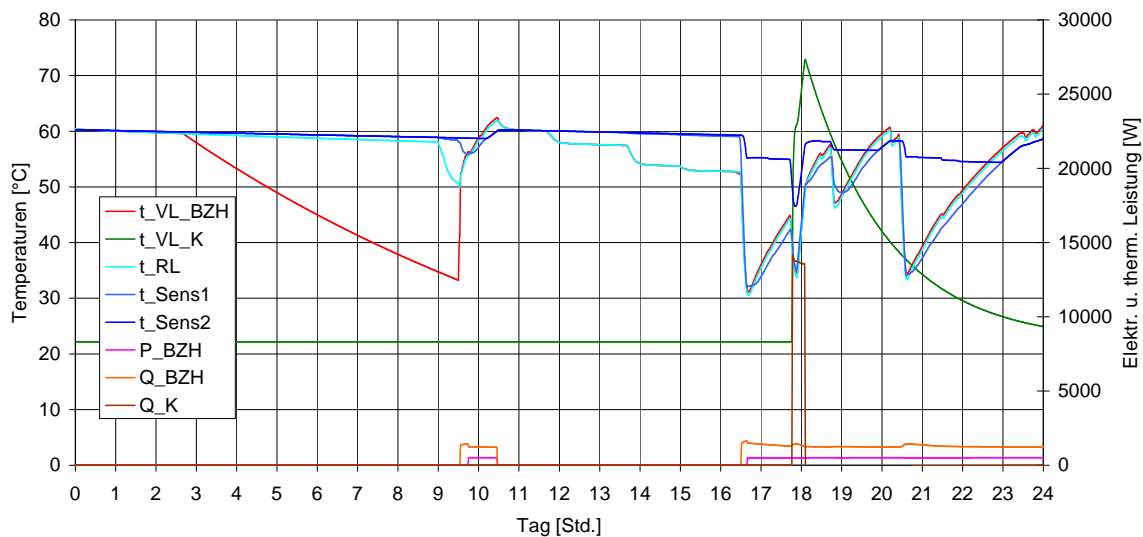


Abb. 5.19: Temperaturen, thermische und elektrische Leistung von BZH und Kessel, verbesserte Regelung, Badetag, Sommer

Die morgendlichen Warmwasser-Zapfungen bewirken ein Unterschreiten der unteren Solltemperatur am Sensor 1 – das BZH schaltet aus dem Stand-by-Modus auf Volllast-Betrieb. Nach kurzer Aufheizphase⁷ beginnt ebenfalls die Elektroenergieerzeugung. Die Vorlauftemperatur des BZH steigt an, und der Speicher wird beheizt bis die obere Solltemperatur erreicht ist. Am Nachmittag ergibt sich ein ähnliches Bild: Ist die Sensortemperatur kleiner $t_{Sens1,u}$ geht das BZH in Betrieb. Die Temperatur im Speicher steigt an bis eine erneute Zapfung (Wannenbefüllung, vgl. Zapfprofil A.1) die Unterschreitung des unteren Sollwerts am Sensor 2 bewirkt. Der Spitzenlastkessel (BW) schaltet kurzzeitig zu. Nachdem dessen obere Solltemperatur erreicht ist, übernimmt das BZH erneut die alleinige Nachladung.

Als erste Erkenntnis zeigt die Simulation, dass für das zu Grunde gelegte Zapfprofil bereits ein 125 l-Speicher die Komfort-Anforderungen erfüllt. Der nach VDI-Richtlinie 2067 Blatt 12 [94] unterdimensionierte Speicher könnte in Verbindung mit einer geeigneten Parameterwahl im betrachteten Einfamilienhaus eingesetzt werden; eine allgemein gültige Aussage ist aufgrund veränderlicher Zapfprofile daraus jedoch nicht abzuleiten⁸.

Dieser kleinste TWE-Speicher weist in Abb. 5.20 die geringsten BZH-Anteile an der Gesamtwärmeerzeugung auf. Mit zunehmendem TWE-Speichervolumen steigt die thermische Bedarfsdeckung durch die Brennstoffzellentechnik. Ursache ist offensichtlich die volumenabhängige Wärmepufferung, die – infolge geringer BZH-Auslegung – hohe Nachladezeiten ohne Unterstützung des Spitzenlastkessels gestattet.

Der im Verlaufsdiagramm 5.19 visualisierte Anlagenbetrieb mit langen BZH-Laufzeiten bewirkt eine signifikante Änderung der Anteile an der Gesamtwärmeerzeugung. Aufgrund des auf ein Minimum reduzierten Kesseleinsatzes werden hohe Benutzungszeiten (Volllast) und somit hohe BZH-Nutzungsgrade erzielt. Während die Brennstoffzellentechnik in der vorhergehenden Betrachtung unabhängig des Speichervolumens rund 8,4% des thermischen Bedarfs deckt, steigen die Anteile mit zunehmender Speichergröße. Wie Abbildung 5.20 verdeutlicht, wird die Nachladeleistung beim Einsatz des 500 l-Speichers vollständig durch die BZ-Technik übernommen; die Kesselunterstützung entfällt.

Die modifizierte Regelung bewirkt den Anstieg der elektrischen BZH-Arbeit. Trotz der mit dem Speichervolumen korrelierenden, zunehmenden Anteile liegen die elektrischen BZH-Nut-

⁷ Aufheizzeit des Reformers deutlich geringer als in Abb. 5.7, weil Reformer nicht bis auf Umgebungstemperatur abgekühlt ist

⁸ Die sanitärtechnische Ausstattung beider Bäder lässt parallele Wannenbefüllungen zu

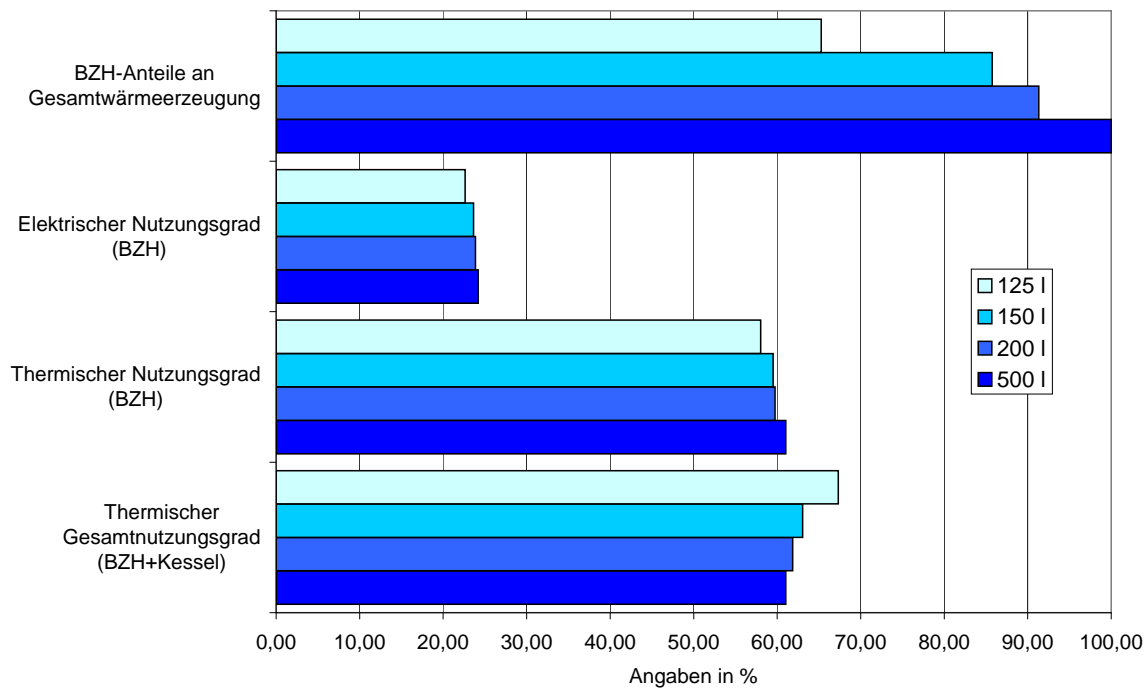


Abb. 5.20: Einfluss verschiedener TWE-Speichergößen bei $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ ($P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) und BW-Kessel $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$, verbesserte Regelung, Sommerfall

zungsgrade in allen Fällen auf nahezu gleichem Niveau. Hintergrund bilden die vergleichsweise kurzen BZH-Betriebszeiten je Ladezyklus, die im wesentlichen durch das stromseitig ungünstige Startverhalten geprägt sind: Bis zum Erreichen der Reformertemperatur erfolgt die Oxidation des unvollständigen Reformats im ARG-Brenner des BZ-Gerätes ohne Stromerzeugung (vgl. dazu Kap. 5.3.1). Je länger die Stillstandszeiten sind, desto tiefer kühlt die Reformereinheit aus; die Startphasen werden länger. Die Elektroenergieerzeugung nimmt deshalb nur in sehr begrenztem Maße mit steigendem Speichervolumen zu.

Während bei dem thermischen BZH-Nutzungsgrad aufgrund der BZH-Volllaststunden ein leichter Anstieg zu vermerken ist, ergeben sich unter Einbeziehung des effizienten Spitzenlastkessels (BW) entsprechend dessen reduzierten Zuschaltzeiten mit größerem Speichervolumen merklich sinkende thermische Gesamt-Nutzungsgrade.

Abb. 5.21 illustriert die Veränderungen des mit verbesserten Sensorpositionen und verschiedenartigen Temperaturfenstern belegten Regelungskonzepts gegenüber der Basis-Regelung bei verschiedenen TWE-Speichergößen.

Die erzielte Erhöhung der BZH-Betriebsstunden verursacht erwartungsgemäß eine höhere thermische Arbeit, die mit steigendem Speichervolumen zunimmt. Die geringeren BZH-Starts und die damit verbundenen Reformier-Aufheizzeiten ziehen Effizienz-Steigerung der BZH-

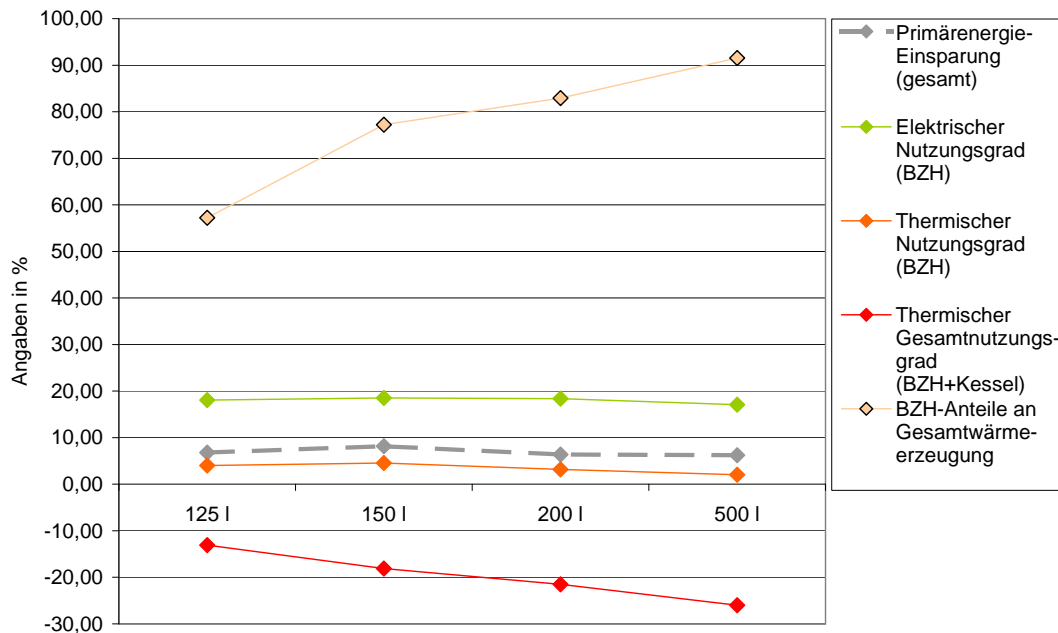


Abb. 5.21: **Änderungen** wesentlicher Parameter durch Verbesserung von Temperaturfenster und Sensorposition bei unterschiedlichen TWE-Speichergößen, Variante 4, 1 WT, Sommerfall

Energieerzeugung nach sich. Gegenüber der Basis-Regelung tritt eine generelle Anhebung des thermischen (um ca. 2,1...4,6%) Nutzungsgrades ein.

Der elektrische Nutzungsgrad lässt sich durch diese Regelung um ca. 17,0...18,6% verbessern. Spürbare Veränderung infolge der Speichergröße treten jedoch nicht ein.

Die elektrische Bedarfsdeckung steigt von 0,6% (Basis-Regelung) auf rund 12,0%. Dennoch wird im Sommer- als auch im Winterfall der Haushaltsstrombedarf mit Unterstützung des öffentlichen Netzes gedeckt. In den bedarfsarmen BZH-Betriebszeiten erfolgt Stromeinspeisung.

Aus Abb. 5.21 geht desweiteren die negative Änderung des thermischen Gesamtnutzungsgrades hervor. Im Vergleich zur Basis-Regelung verursachen die ansteigenden BZH-Deckungsbeträge mit den verkürzten Kessel-Ladezeiten – verbunden mit vermehrten Stillstandsverlusten – eine Nutzungsgrad-Verschlechterung der Gesamtanlage (thermisch), die mit zunehmendem TWE-Speicher-Volumen an Bedeutung gewinnt.

Der thermisch bedingte Brennstoffmehrbedarf wird durch die leicht steigende Elektroenergieerzeugung teilweise kompensiert. Die mit größeren Verlusten behaftete Elektroenergie aus dem Grundlast-Kraftwerk wird substituiert; der Primärenergieverbrauch reduziert sich.

Die Geringfügigkeit dieser Einsparungen von maximal 8,2% ist auf die minimale Auslegung der BZ-Technik in dieser Anlagenvariante zurückzuführen. Die Absolutwerte des sommerlichen Primärenergiebedarfs visualisiert Abb. 5.22.

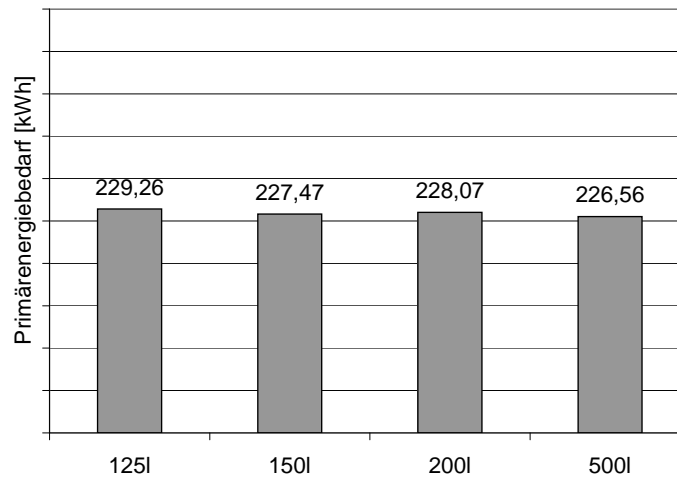


Abb. 5.22: Primärenergetischer Vergleich bei unterschiedlichen TWE-Speichergrößen, 1 WT, verbesserte Regelung, Sommerfall

Es ist zu konstatieren, dass sich unabhängig der TWE-Speicherdimensionierung nahezu das gleiche primärenergetische Einsparpotenzial durch die verbesserte Regelstrategie ergibt. Die verlängerten BZH-Betriebszeiten erweitern die elektrischen und thermischen BZH-Anteile und geben den Ausschlag zur Senkung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zur Basis-Regelstrategie. Entscheidende Bedeutung kommt dabei der erweiterten Elektroenergieerzeugung, verbunden mit der Reduzierung des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz zu. Der konträr dazu verlaufende Mehrbedarf an Brennstoff zur Wärmeerzeugung schmälert die energetischen Einsparungen kaum.

Demgegenüber zeigt sich, dass die TWE-Speicher-Zunahme Häufigkeit und Dauer der BZH-Zuschaltung im Sommerfall maßgeblich beeinflusst, dies jedoch auf die energetischen Einsparpotenziale keine nennenswerten Auswirkungen hat.

Die verbesserte TWE-Speicher-Laderegulung verursacht erweiterte BZH-Betriebszeiten, die unabhängig der TWE-Speichergröße primärenergetische Einsparpotenziale bewirken.

5.4.3 Parallele Verschaltung von BZH und Spitzenlastkessel zur TWE

Die Resultate hinsichtlich TWE-Speichergröße und Regelungskonzeption belegen, dass lange BZH-Benutzungszeiten auf den Betrieb und daraus resultierend auf den primärenergetischen Aufwand der Gesamtanlage mehrheitlich positiv wirken.

Im Folgenden soll die Verschaltung von BZH und Spitzenlastkessel mit separaten Wärme-

übertragern zur TWE diskutiert werden. Es ist zu analysieren, in wie fern sich die nach Abbildung 5.23 verschaltete Analgenkonzeption ($\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW} / P_{el} = 0,52 \text{ kW}$ mit BW-Kessel $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$) auf die BZH-Betriebszeiten und die entsprechenden energetischen Verhältnisse auswirkt.

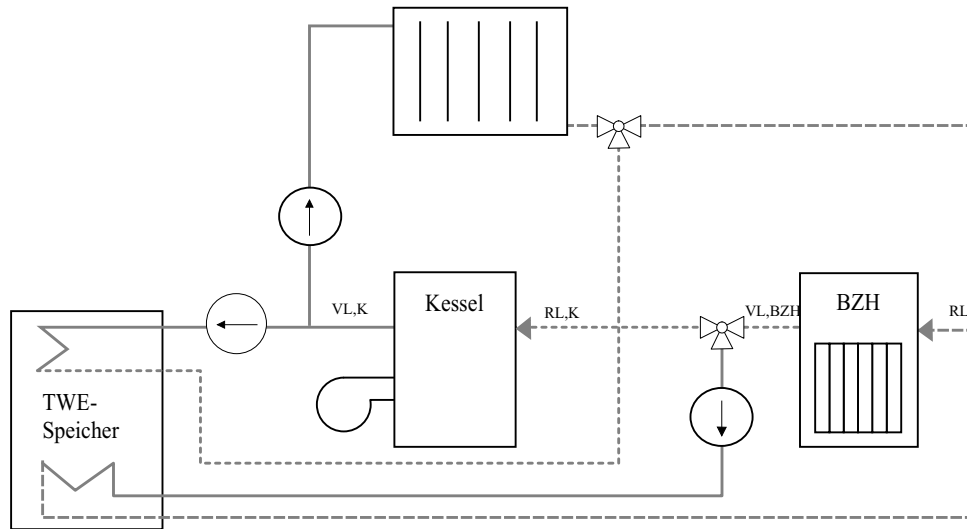


Abb. 5.23: Verschaltung von BZH und Spitzenlastkessel zur Wärmeerzeugung für Heizkreis und TWE (mit 2 WT)

Der TWE-Speicher ist dabei mit zwei Wärmeübertragern ausgestattet, wobei sich die BZH-gespeiste Rohrwendel am Boden und die des Kessels im oberen Bereich befindet. Unterschiedliche Sensorpositionen sowie verschiedene Temperatur-Sollwerte garantieren im Sommerfall hohe Benutzungsstunden der Brennstoffzellentechnik. In Analogie zum vorhergehenden Kap. 5.4.2 (Tab. 5.5) sind die gleichen Regel-Parameter gewählt worden.

Die Nachladung des TWE-Speichers erfolgt parallel über die beiden Wärmeübertrager, wobei die Brennstoffzellentechnik vorrangig den TWE-Speicher beheizt. Bei Unterschreitung von $t_{Sens1,u}$ lädt das BZH in den Speicher. Der Spitzenlastkessel schaltet erst dann zu, wenn die thermische Leistung nicht ausreicht, und die Sensortemperatur im Speicher weiter sinkt. Damit werden lange BZH-Betriebszeiten bei gleichzeitiger Einhaltung der Komfortkriterien erzielt.

Sind die Speichertemperaturen erreicht, erfolgt im Winterfall die Umschaltung auf den Heizbetrieb. Dazu werden die beiden Dreiwege-Ventile auf Durchgang gestellt. BZH und Kessel (BW) sind nun wiederum in Reihe geschaltet und decken die Heizlast des Gebäudes. Wird keine Heizenergie benötigt (Sommerfall), geht die Anlage in den Stand-by-Modus.

Das Betriebsverhalten dieser Verschaltung entspricht prinzipiell dem der Anlage mit verbesserter Regelkonzeption (Abb. 5.19).

In der Heizperiode wirkt sich die parallele Verschaltung zur TWE auf das Betriebsverhalten der Anlage nicht aus, da die niedrige BZH-Auslegung einen nahezu konstanten Betrieb unter Volllast bedingt und außerhalb der Speichernachladung BZH und Kessel in Reihe geschaltet sind.

Die sommerlichen, energetischen Verhältnisse der parallelen TWE bei verschiedenartigen Speichergößen verdeutlicht Abbildung 5.24.

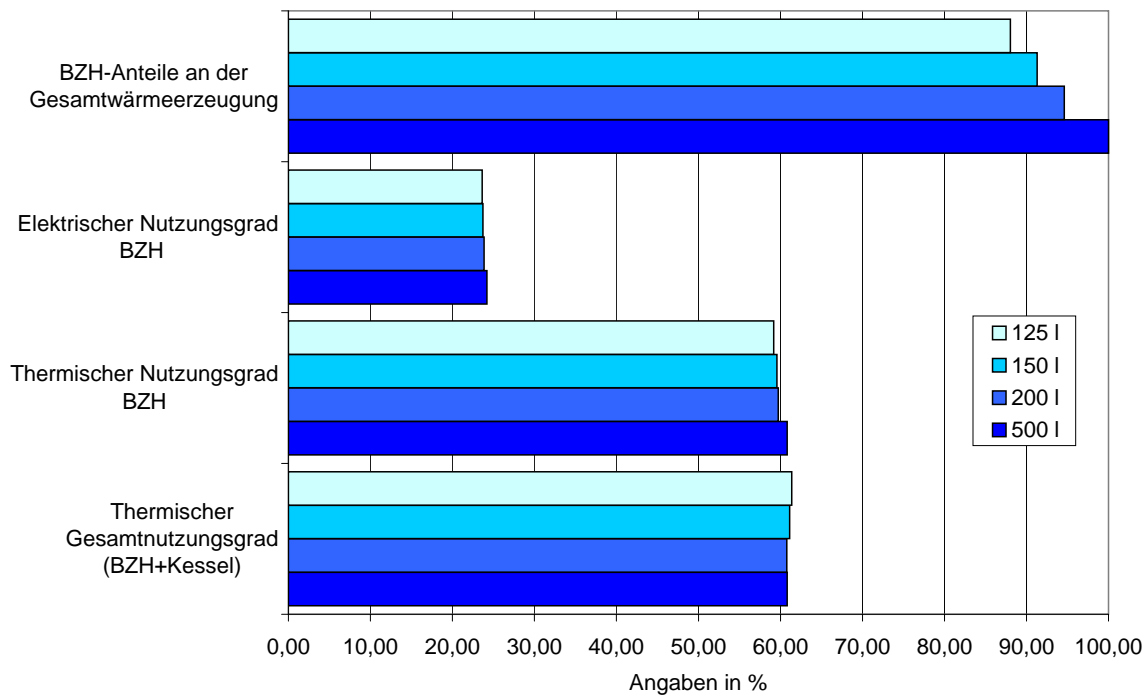


Abb. 5.24: Einfluss verschiedener TWE-Speichergößen bei $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ ($P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) und BW-Kessel $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$, Parallelschaltung mit verbesserter Regelung, Sommerfall

Generell sind die gleichen Tendenzen zum Konzept aus Kap.5.4.2 zu verzeichnen: Mit ansteigendem Speichervolumen verlängern sich die BZH-Betriebszeiten je Ladezyklus, wodurch vor allem die thermische Bedarfsdeckung steigt.

Elektrische und thermische BZH-Nutzungsgrade liegen in allen Fällen auf jeweils vergleichbarem Niveau, wobei aufgrund größerer BZH-Volllaststundenzahlen die Werte beim Einsatz eines 500 l-Speichers mit $\eta_{el} = 24,20\%$ bzw. $\eta_{therm} = 60,82\%$ am höchsten sind.

Infolge längerer Einschaltphasen erweitern sich zum einen die Brennerzeiten, was den An-

stieg des thermischen BZH-Nutzungsgrades zur Folge hat, zum anderen nimmt die elektrische Arbeit (in sehr geringem Maße) zu. Im Vergleich zur Basis-Regelung stellen sich wesentlich höhere elektrische Nutzungsgrade ein.

Innerhalb des Vergleichs zur parallelen TWE sind jedoch kaum Unterschiede auf elektrischer Seite zu bemerken. Wie bereits erörtert, begründet sich dies in den mit zunehmenden Speichervolumina ausgedehnten Stand-by-Phasen, verbunden mit einer stärkeren Auskühlung der BZ-Aggregate. Damit verlängern sich die Startphasen und die Beiträge zur elektrischen Bedarfsdeckung bleiben begrenzt.

Dies entspricht den Feststellungen aus zuvor betrachteter Variante. Die teilweise gegenläufige Wirkung des elektrischen und thermischen Betriebsverhaltens bei unterschiedlichen Speichergrößen spiegelt sich im Vergleich des Primärenergiebedarfs wider (Abb.5.25).

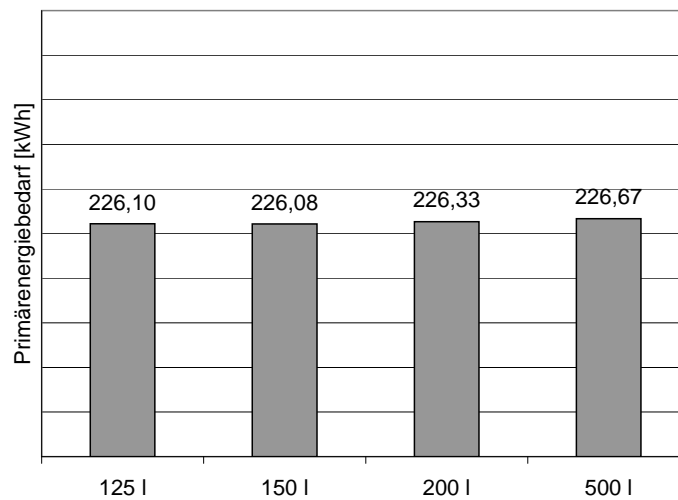


Abb. 5.25: Primärenergiebedarf bei verschiedenen TWE-Speichergrößen, Parallelschaltung mit verbesserter Regelung, Sommerwoche

Mit steigendem Speichervolumen wird infolge längerer BZH-Betriebszeiten vermehrt thermische BZ-Arbeit erzeugt. Jedoch kompensiert der gesunkene thermische Gesamtnutzungsgrad die geringfügig höhere Stromerzeugung.

Die Erweiterung des TWE-Speichervolumens erbringt im primärenergetischen Vergleich der parallelen Trinkwassererwärmung von BZH und BW-Spitzenlastkessel keine nennenswerten Verbesserungen.

Regelungsbedingt ist mit der parallelen BZH-Kessel-Verschaltung zur TWE gegenüber der Reihenschaltung mit verbesserter Regelung nach energetischen Gesichtspunkten nahezu Gleichwertigkeit hergestellt. Die marginalen Differenzen lassen sich auf veränderte Wärmeübertra-

gung und gegenseitige Beeinflussung der Wärmeübertrager im TWE-Speicher zurückführen. **Im Vergleich zu den Ergebnissen mit Basis-Regelung zur TWE sinkt der primärenergetische Aufwand um 2,7...4,0%.**

5.4.4 Betrieb mit BZH-Konstantleistung

Die Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung kommen nur bei der Nutzung beider Produkte *Elektroenergie* und *Wärme* zum tragen. Aus primärenergetischen Gesichtspunkten sollten Betriebsfälle, in denen das BZH ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt wird, vermieden werden. Denn die anfallende thermische Leistung ist nach Deckung der Heizlast und Trinkwassererwärmung (TWE) als Überschusswärme an die Umgebung abzugeben.

Aus verschiedenen Beweggründen (Anlagenkonzeption, Komponentenauswahl, wirtschaftliche Kriterien) kann jedoch in der Praxis dieses Szenario während der Sommermonate auftreten.

An dieser Stelle soll die Anlagenkonfiguration aus vorherigem Kapitel 5.4.1 mit ganzjährigem konstanten Volllast-Betrieb untersucht werden. Die elektrische und thermische Betriebscharakteristik ist in Abb. A.7 für den Sommerfall visualisiert.

Die Betrachtungen des Einflusses von TWE-Speichergröße und Regelungsstrategie konzentrieren sich aufgrund identischer Betriebsverhältnisse zu Version 4 aus Kap. 5.3.1 auf den Sommerfall.

1. Einfluss Speichergröße

Für diese energetische Analyse wird das TWE-Speichervolumen unter Beibehaltung von Sensorposition ($0,33 \cdot h_{Sp}$) und Temperaturfenster ($t_{Sens} = 52 \dots 57^\circ\text{C}$) variiert.

Vom Auslegungsfall (150 l) ausgehend ergeben sich mit steigenden Volumina marginale Einsparpotenziale von kleiner 1,0% (500 l), die auf die längere Kessel-Benutzung mit dem damit verbundenen leichten Anstieg der Kesselnutzungsgrade zurückzuführen sind (Abb. 5.26).

Auch mit der TWE-Speicher-Auslegung von 125 l, werden auf Grundlage der beispielhaften Zapfprofile ebenfalls die Komfort-Anforderungen erfüllt, jedoch mit leicht gestiegenem Energiebedarf.

Aus Abbildung 5.26 geht deutlich hervor, dass der prozentuale Anteil der Überschusswärme

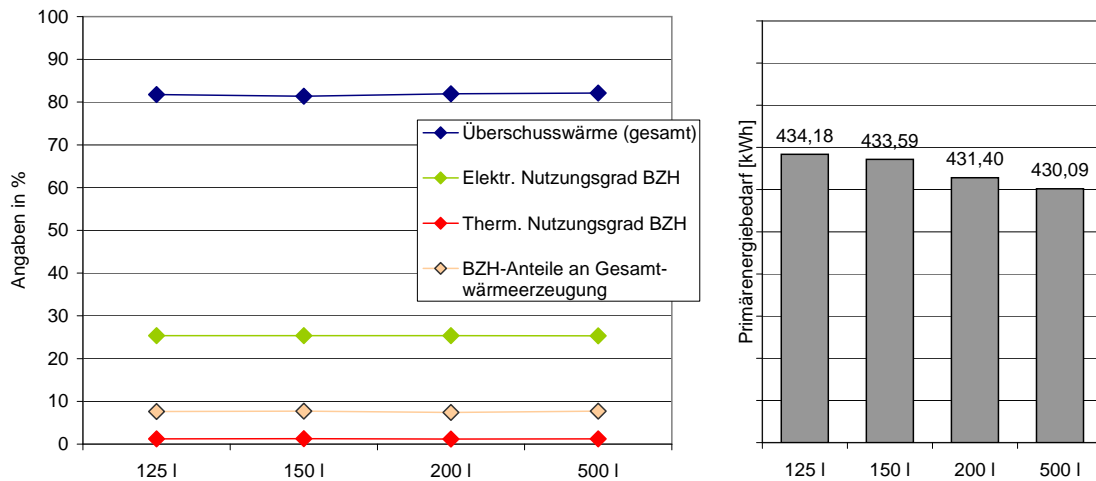


Abb. 5.26: Einfluss der TWE-Speichergöße, Basisregelung, Sommerfall

an der gesamt erzeugten thermischen Energie unabhängig vom Speicher mit rund 82% nahezu konstant bleibt. Zwar sinken die Absolutwerte geringfügig (im gleichen Maße wie die Primärenergien), unter den angegebenen Randbedingungen tritt jedoch keine Verbesserung des Verhältnisses von eingesetzter zu überschüssiger Energie ein.

Ebenfalls fast unbeeinflusst von der Speichergöße bleibt der thermische BZH-Deckungsbeitrag mit ca. 7,6% niedrig. Augenscheinliche Ursache liegt in der einerseits ansteigenden Speicherladezeit, die andererseits deren verringerte Häufigkeit infolge der Volumenzunahme kompensiert. Aufgrund der zum Kessel vergleichsweise geringen BZH-Leistung schlagen sich die marginalen Verbesserungen nicht in den thermischen Anteilen nieder.

Dementsprechend stellen sich unveränderte, niedrige thermische BZH-Nutzungsgrade⁹ ein. Der kontinuierliche Betrieb bewirkt auf elektrischer Seite ebenso konstante Verhältnisse mit gleichen elektrischen Nutzungsgraden.

Die Untersuchung zum Einfluss ansteigender TWE-Speichervolumina bei kontinuierlichem BZH-Volllastbetrieb ergibt geringfügig längere Einschaltphasen des Spitzenlastkessels, die leichte energetische Einsparungen verursachen. Ungeachtet der TWE-Speichergöße wird mit der Basis-Regelung eine kaum nennenswerte thermische Bedarfsdeckung durch die Brennstoffzellentechnik erzielt.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass der Betrieb der Brennstoffzellentechnik auf ca. 25...30% der Maximallast den elektrischen Wirkungsgrad bei gleichzeitig geringerer Wärmeerzeugung steigert. Dies korreliert jedoch mit einer erheblichen Minderung des BZH-

⁹Definiert als nutzbare thermische Arbeit (Speicherladung) durch eingesetzte Brennstoffenergie

Nutzungsgrades, senkt aber die Überschusswärme.

Inwieweit sich die dadurch vermehrten Kesselzuschaltungen zur Komfortsicherung unter dem Einfluss verschiedener TWE-Speichergößen auf den Primärnergiebedarf auswirken, sollte Gegenstand weiterer Analysen zur optimalen sommerlichen BZ-Betriebsführung sein.

Offensichtlich verhindert die frühe Zuschaltung des Spitzenlastkessels, der zur Vermeidung niedriger Speicherwasser-Temperaturen die Speichernachladung unterstützt, mögliche Einsparpotenziale der Gesamtanlage. Im zweiten Teil soll in Analogie zum wärmegeführten Betrieb diskutiert werden, wie die Änderung von Sensorpositionen und Temperaturfenster den BZH-Anteil an der TWE-Speichernachladung erhöhen kann.

2. Einfluss Regelungsstrategie

Um die vom BZH erzeugte Überschusswärme auf ein Minimum zu senken, dürfte der Kessel keinesfalls zuschalten. Dies kann allerdings phasenweise einen starken Abfall der Speichertemperaturen (insbesondere bei der Wannenföfüllung) und somit Komforteinbußen bewirken. Der Kessel muss also die Speichernachladung unterstützen, jedoch mit Vorrang des BZH. Dies wird mit der Verschiebung von Temperaturfenster und Sensorposition nach Kapitel 5.4.2 realisiert:

| Speichergröße | Sensor 1 (BZH) | | Sensor 2 (Kessel) | |
|---------------|---------------------------------|------------------------|---------------------------------|------------------------|
| | Position [·h _{Sp}] | Temperaturfenster [°C] | Position [·h _{Sp}] | Temperaturfenster [°C] |
| 125 l | 0,3 | 58...60 | 0,8 | 57...59 |
| 150 l | 0,2 | 58...60 | 0,8 | 55...57 |
| 200 l | 0,1 | 58...60 | 0,9 | 52...56 |
| 500 l | 0,1 | 52...59 | 0,9 | 50...53 |

Tabelle 5.6: Sensorposition und Temperaturfenster von BZH und Kessel zur TWE-Speicher-Nachladung, 1 Wärmeübertrager

Die mit dieser Regelstrategie erzielten Ergebnisse und die primärenergetischen Einsparungen sind in Abb. 5.27 über die verschiedenen Speicherdimensionierungen aufgetragen.

Deutlich ist die Minderung der prozentualen Überschusswärme mit steigendem Speichervolumen zu erkennen. Durch das geringere Temperaturfenster verkürzt sich die Kesselzuschaltung; BZH-Ladezeiten und damit verbunden dessen thermischer Nutzungsgrad nehmen zu. Der BZH-Nutzwärme-Anteil steigt, wodurch in der Kombination mit einem 500 l-Behälter

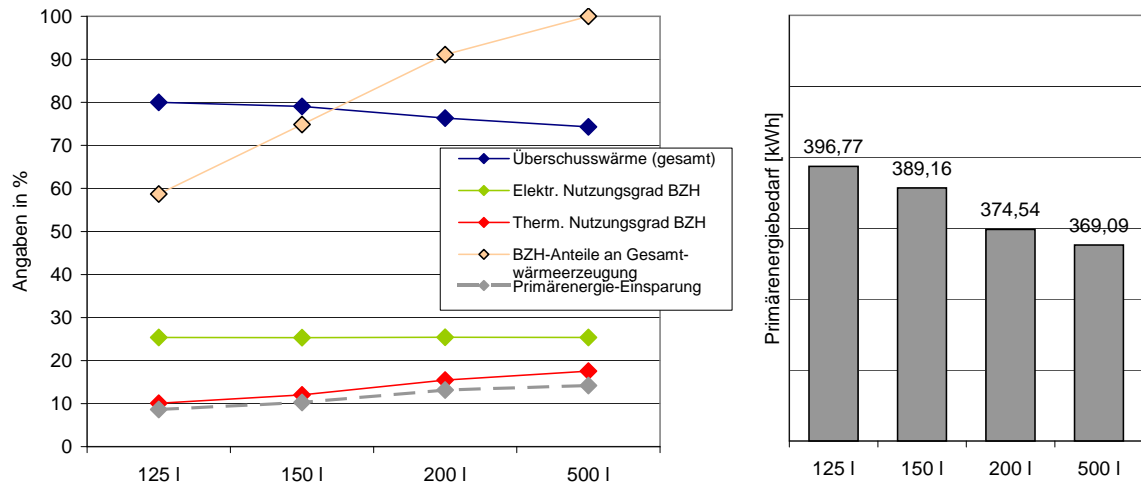


Abb. 5.27: Werte und Einsparpotenziale bei verbesserter Regelung, versch. TWE-Speichergößen, Sommerfall

die Brennstoffzellentechnik den gesamten thermischen Bedarf abdeckt; der Spitzenlastkessel geht nicht in Betrieb.

Elektrischer Nutzungsgrad sowie eingespeiste und aus dem Netz bezogene elektrische Energie bleiben aufgrund der konstanten Betriebsweise des BZH unverändert.

Erwartungsgemäß wirkt sich die verbesserte Regelung zur Speichernachladung auf den Primärenergiebedarf aus. Die aufgezeigten Einsparpotenziale zur Basis-Regelstrategie von 8,6% (125 l) bzw. 14,2% (500 l) ergeben sich hauptsächlich aus der minimierten Kessellarbeit.

Erst durch die verbesserte Regelungsstrategie kommt die Wärmepufferung großer TWE-Speicher zum tragen, so dass Primärenergieeinsparungen bis zu 15,0% (125 l Basisregelung zu 500 l verbesserte Reg.) zu verzeichnen sind.

3. Vergleich zum wärmegeführten Betrieb

Um die Wertigkeit der BZH-Betriebsvariante mit ganzjähriger konstanter Volllast zu verdeutlichen, sollen im folgenden die Varianten mit Basis-Regelung (150 l-TWE-Speicher) und optimierter Konfiguration (verbesserte Regelung, 500 l-TWE-Speicher) der wärmegeführten BZH-Anlage mit BW-Spitzenlastkessel sowie der konventionellen Energieerzeugung gegenüber gestellt werden.

Im primärenergetischen Vergleich während der Heizperiode (Winter) treten prinzipbedingt bei den Anlagen mit BZH die gleichen Werte auf. Im Sommerfall sind beträchtliche Unterschiede zu beobachten.

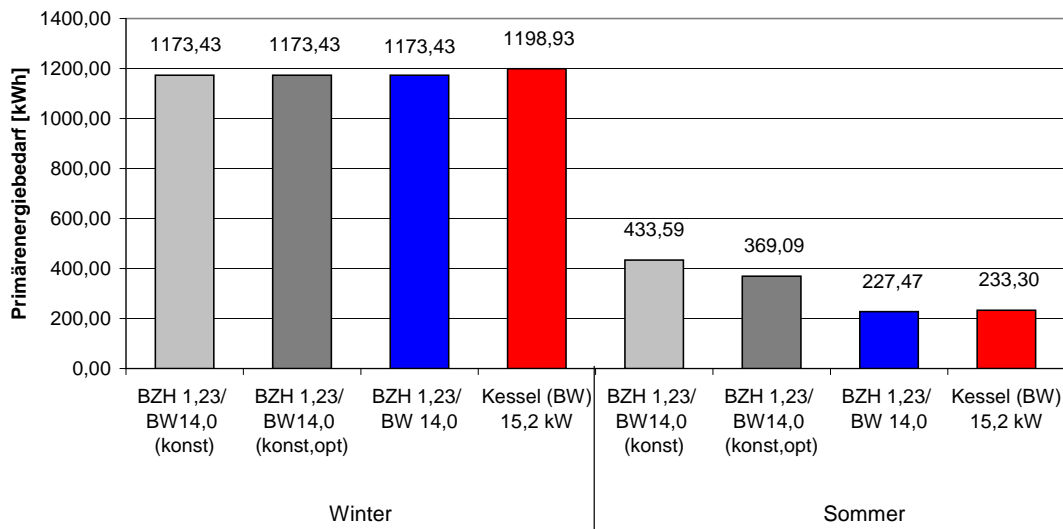


Abb. 5.28: Primärenergetischer Vergleich bei unterschiedlichen TWE-Speichergrößen, 1 WT, Sommerfall

Mit primärenergetischen Aufwendungen von $W_{pr} = 369,09 \text{ kWh}$ für die Sommerwoche verbraucht die konstantlast-geführte BZH-Betriebsweise mit verbesserter Anlagenregelung und 500 l-Speicher zwar ca. 14,9% weniger als mit Basis-Regelung, liegt aber dennoch weit über dem Bedarf konventioneller Energieerzeugungen.

Gegenüber dem vorhergehend untersuchten, wärmegeführten Betrieb stellt sich ein Mehrbedarf von rund 58,4% ein, so dass aus energetischer Sicht der Anlagenbetrieb mit sommerlicher BZH-Konstantleistung wenig sinnvoll erscheint.

Die Bewertung BZH-Betriebsweisen mit BZH-Konstantleistung soll durch den Systemvergleich nach der CO_2 -Emission und den Betriebskosten ergänzt werden.

Die CO_2 -Emissionen folgen im wesentlichen den Tendenzen des Primärenergiebedarfs. So sind außerhalb der Heizperiode hohe CO_2 -Werte beim kontinuierlichen BZH-Betrieb zu erkennen, die erwartungsgemäß durch den Überschuss an thermischer Energie hervorgerufen werden. Auch nach Aspekten der Umweltbelastung ist somit diese BZH-Betriebsweise negativ zu bewerten.

Geringste Kohlendioxidmengen mit leichten Einsparpotenzialen gegenüber der Referenztechnologie emittiert die wärmegeführte Anlage mit BZH und BW-Kessel.

Auch im Vergleich der Betriebskosten, die Arbeits- und Leistungspreis (einschließlich Zählergebühren) für Erdgas- und Strombezug sowie Einspeisevergütung entsprechend geltender Verordnungen beinhalten, sind keine Vorteile gegenüber dem wärmegeführten BZH-Betrieb erkennbar. Unter Berücksichtigung aktueller, auf die Zukunft ausgerichtete, politischer Rah-

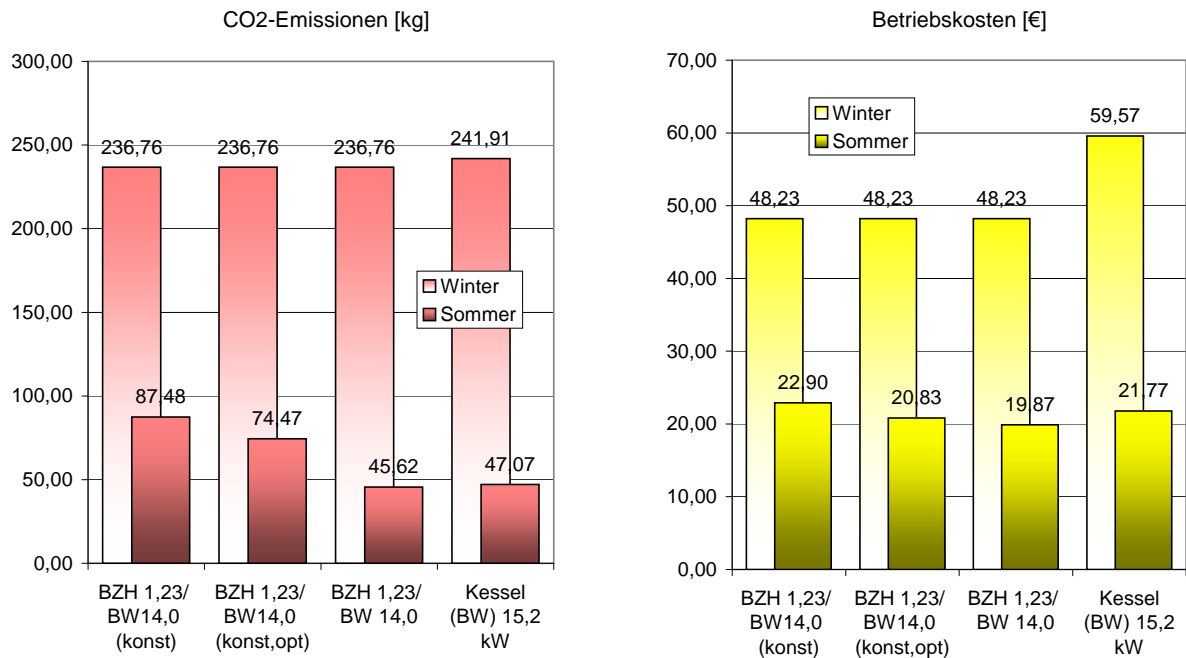


Abb. 5.29: Monetärer Vergleich der Varianten unter Berücksichtigung von Erdgas- und Stromkosten sowie Einspeisevergütung in einer Sommer- und Winterwoche

menbedingungen verursachen die vermehrten Brennstoffkosten trotz kontinuierlich erzeugter Elektroenergie zur Bedarfsdeckung und Netzeinspeisung den höchsten finanziellen Aufwand im Sommerfall. Erst durch eine verbesserte Regelstrategie und erweiterte Speichervolumina lassen sich die Betriebskosten um rund 10% reduzieren und liegen damit unter denen der konventionellen Energieerzeugung.

Hochgerechnet auf ein Jahr ergeben sich mit dem optimierten BZH-Konstantlastbetrieb Betriebskosten-Einsparungen gegenüber der konventionellen Anlagenvariante.

Dennoch charakterisiert die wärmegeführte BZH-Konfiguration die monetär beste Variante. Zur Anlagenbewertung hinsichtlich Jahresausstoß an CO_2 und jährlicher Betriebskosten folgen in Kapitel 5.5 weitere Ausführungen.

Aus den angeführten Vergleichen hinsichtlich Primärenergiebedarf und CO_2 -Emissionen ist eindeutig abzuleiten, dass infolge des sommerlichen Wärmeüberschusses der Konstantlastbetrieb der Brennstoffzellentechnik zur KWK-Nutzung im Einfamilienhaus nicht zu empfehlen ist.

Bei größerer BZH-Bemessung sind gleiche Tendenzen zu erwarten. Zwar können dann beträchtliche Strommengen in das öffentliche Netz eingespeist und die thermischen Deckungsbeiträge der BZ-Technik (bis 100% bei ausschließlicher BZH-Einsatzes) erweitert werden, die

riesigen thermischen Überschüsse hemmen jedoch die gesamtenergetische Effizienz.

5.5 Jahressimulation verschiedener BZH–Dimensionierungen mit verbesserter Regelstrategie

Hauptsächliches Ziel dieser Arbeit besteht in der Formulierung allgemeingültiger Aussagen zur optimalen Betriebsweise und Dimensionierung von Brennstoffzellen–Heizgeräten zur Kraft–Wärme–Kopplung im Einfamilienhaus.

Dazu wurden in den vorangegangenen Kapiteln verschiedenartige Anlagenkonzeptionen untersucht, der Einfluss von TWE-Speicherauslegung und Regelstrategie analysiert und die vergleichende Bewertung nach thermodynamischen und elektroenergetischen Gesichtspunkten geführt. Oberste Priorität bei der Bestimmung günstiger Auslegungsvarianten und deren Betriebsweisen hat dabei der Primärenergiebedarf.

Die Untersuchungsergebnisse aus Kapitel 5.3 zeigen, dass die Kombination der Brennstoffzellentechnik mit einem Brennwert–Spitzenlastkessel energetische Einsparpotenziale gegenüber derzeitigen Anlagen zur Energieerzeugung besitzt. Während in der Heizperiode mit ansteigender BZH-Nennleistung signifikante Einsparungen erzielt werden, erfolgt im Sommerfall unter den angegebenen Randbedingungen jedoch nur eine Annäherung an das Niveau der Energieerzeugung mit modernen Brennwertgeräten und effizienten Grundlastkraftwerken (GuD).

An Hand einer beispielhaften Anlagenkonfiguration stand der Einfluss veränderter TWE-Speichergrößen, ergänzt durch eine überarbeitete Regelung zur Trinkwassererwärmung, im Mittelpunkt der Betrachtungen in Kapitel 5.4.

Veränderte TWE-Speichervolumen zeigen keine nennenswerte Wirkung auf den primärenergetischen Bedarf der Gesamtanlage mit BZ-Technik. Wie die Analyse beweist, kommt der verbesserten Regelstrategie zur TWE besonderer Bedeutung zu. Mit der Verschaltung von Brennstoffzellen- und Brennwerttechnik in Verbindung mit günstigen Einstellungen für Sensorposition und Temperatursollwerte lassen sich die sommerlichen BZH-Anteile an der Energieerzeugung erweitern und primärenergetische Aufwendungen vermindern.

Dabei treten nur unwesentliche Unterschiede zwischen paralleler und Reihenschaltung zur TWE auf. Aus Gründen der Anlagenkomplexität sollte der TWE-Speicher mit nur einem Wärmeübertrager eingesetzt werden.

5.5.1 Vergleichende Bewertung der ganzjährigen Betrachtung

In der abschließend vergleichenden Bewertung der Brennstoffzellentechnik gegenüber der konventionellen Energieerzeugung werden die Erkenntnisse dieser separaten Untersuchungen kombiniert. Auf deren Basis schließen sich ganzjährige Betrachtungen an.

Für die Jahressimulation wird wiederum die Nennleistung des BZH schrittweise von Maximalleistung bis auf Null gesenkt, ein 150 l–TWE-Speicher eingesetzt und die – nachfolgend tabellierte – verbesserte Regeloption zur Nachladung des TWE-Speichers integriert.

| Variante | Sensor 1 (BZH) | | Sensor 2 (Kessel) | |
|---|---------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| | Position [·h _{Sp}] | Temperatur- fenster[°C] | Position [·h _{Sp}] | Temperatur- fenster[°C] |
| $\dot{Q}_{BZH} = 4,66 \text{ kW} / \dot{Q}_K = 10,5 \text{ kW}$ | 0,2 | 56...58 | 0,8 | 51...53 |
| $\dot{Q}_{BZH} = 2,48 \text{ kW} / \dot{Q}_K = 12,7 \text{ kW}$ | 0,2 | 57...59 | 0,8 | 53...55 |
| $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW} / \dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$ | 0,2 | 58...60 | 0,8 | 55...57 |

Tabelle 5.7: Sensorposition und Temperaturfenster von BZH und Kessel zur TWE-Speicher–Nachladung, 2 Wärmeübertrager

Die verschiedenen Temperaturstufen an den Sensoren ergeben sich aus den unterschiedlichen Wärmeerzeuger–Leistungen mit der Bedingung für t_{Ausl} unter Berücksichtigung des Speicherpumpen–Nachlaufs sowie der Wärmeerzeuger–Vorlauftemperaturent $t_{VL,BZH} = 70^\circ\text{C}$, $t_{VL,K} = 80^\circ\text{C}$.

Die für den nachfolgenden Vergleich herangezogenen Anlagenversionen mit nur einem Wärmeerzeuger (ausschließlich BZH oder BW-Kessel) weisen die Randbedingungen aus Kap.5.3 auf.

Die Ergebnisse der Jahressimulationen sind in Abb. 5.30 für die wichtigsten energetischen Kriterien dargestellt.

Die thermische BZH-Bedarfsdeckung folgt den verschiedenartigen Dimensionierungsstufen. Tendenziell gleicht das der Ergebnisdiskussion für die Heizperiode aus Kapitel5.3.2. Ähnliches gilt auch für die elektrischen Nutzungsgrade: Infolge des spezifisch niedrigeren Eigenbedarfs größerer Anlagen und dem häufigeren Durchlaufen des stromseitig effizienteren Teillastbereiches ist der elektrische BZH-Nutzungsgrad der maximalen BZH-Auslegung am höchsten.

Um den Vergleich gegenüber den zuvor analysierten wärmegeführten Varianten zu ziehen und

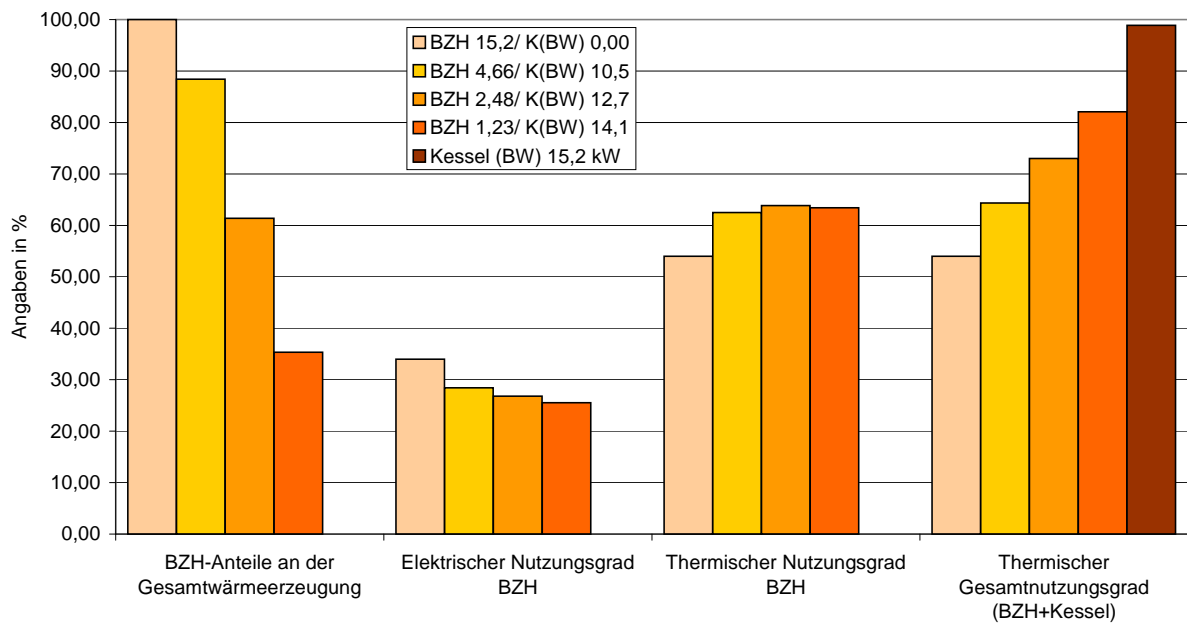


Abb. 5.30: Jahresvergleich nach energetischen Gesichtspunkten

die Hintergründe der über ein Jahr bilanzierten Ergebnisse zu verdeutlichen, werden an Hand Abb. 5.31 die Werte für eine beispielhafte Sommer- und Winterwoche diskutiert.

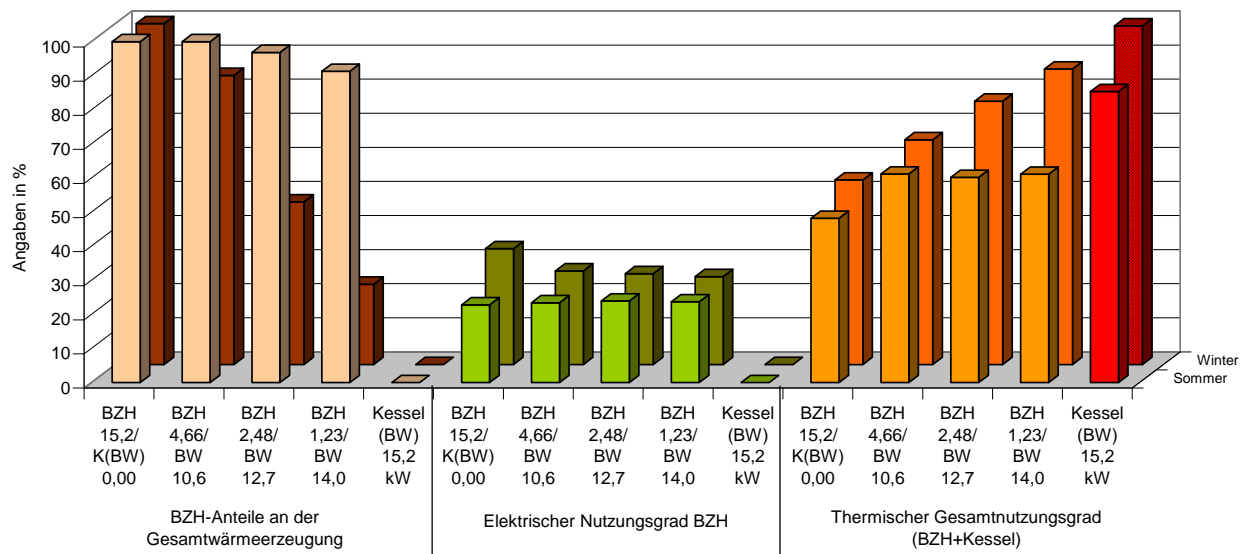


Abb. 5.31: Nutzungsgrade sowie BZH-Anteile für verschiedene Auslegungsvarianten, 150 l-TWE-Speicher

Im Sommerfall markieren die Anlagenkombinationen mit BZH und Kessel einen annähernd gleichen thermischen Nutzungsgrad von rund 61%.

Innerhalb dieser Varianten relativieren die Wärmespeichereffekte bei Inbetriebnahme des Spitzenlastkessels dessen hohe Wirkungsgrade: Während in der Anlagenkonfiguration $\dot{Q}_{BZH} =$

4,66 kW/ $\dot{Q}_K = 10,5$ kW der Kessel wegen der günstigen Regelung nicht benötigt wird, findet die Speichernachladung bei $\dot{Q}_{BZH} = 2,48$ kW/ $\dot{Q}_K = 12,7$ kW in einer Sommerwoche einmalig 10 min (nach Wannenbefüllung, siehe Abb. 5.19) und bei $\dot{Q}_{BZH} = 1,23$ kW/ $\dot{Q}_K = 14,0$ kW einmalig 19 min Unterstützung. Die wöchentlich sehr beschränkte Kessel-Betriebszeit verursacht keine nennenswerten thermischen Effizienz-Änderungen.

Stromseitig weisen die Anlagenkombinationen mit BZH und Spitzenlastkessel nahezu gleiche Nutzungsgrade auf.

Dass diese sommerlichen Verhältnisse auf die Jahresarbeit gerechnet nur begrenzten Einfluss zeigen, ist auf die insgesamt geringfügige thermische und elektrische Arbeit im wärmegeführten Betrieb außerhalb der Heizperiode zurückzuführen. Die jährlichen Deckungsbeiträge folgen demnach den Tendenzen im Winterfall mit kaum nennenswerter Minderung durch den Sommerbetrieb.

Gleiches macht sich auch bei der Betrachtung der elektrischen und thermischen BZH-Nutzungsgrade bemerkbar: Die minimalen sommerlichen Betriebszeiten rufen zwar erhebliche Effizienz-Senkungen hervor, diese vermindern die Jahresnutzungsgrade aus oben genannten Gründen jedoch nur unwesentlich.

Prinzipiell leiten sich daraus für den thermischen Nutzungsgrad der Gesamtanlage die gleichen Aussagen ab. Wie in Abb. 5.30 deutlich zu erkennen ist, steigt die Effizienz der Wärmeerzeugung mit zunehmendem Kesseleinfluss. Durch die niedrigsten BZH-Anteile in der Reihenschaltung tritt hierbei der höchste Wert auf, der jedoch weit unter dem thermischen Nutzungsgrad bei ausschließlichem Einsatz eines Brennwertkessels liegt.

Im Winterfall wird ein fast durchgängiger Volllastbetrieb des BZH mit effizienter Wärme- und Elektroenergieerzeugung erreicht. Mit zunehmendem Einfluss der Brennstoffzellentechnik reduziert sich der Energiebedarf – wie in Abb. 5.32 zu sehen ist. In der Heizperiode treten in jedem Fall Primärenergieeinsparungen gegenüber der modernen Referenztechnik ein.

Außerhalb der Heizperiode kommen die Vorzüge der verbesserten Regelung zur Trinkwasser-Erwärmung gegenüber den Anlagen aus Kap. 5.3.3 wesentlich deutlicher zum tragen. Schon bei minimaler BZH-Auslegung wird das primärenergetische Niveau bestehender Anlagen unterschritten. Der ausschließliche Einsatz des BZH bedarf jedoch im Sommerfall eines Mehraufwands. Wie in Kap. 5.3.3 bereits herausgearbeitet wurde, wird die erhebliche Netzeinspeisung durch den – wegen niedrigerer thermischer Nutzungsgrade – gestiegenen Brennstoffbedarf

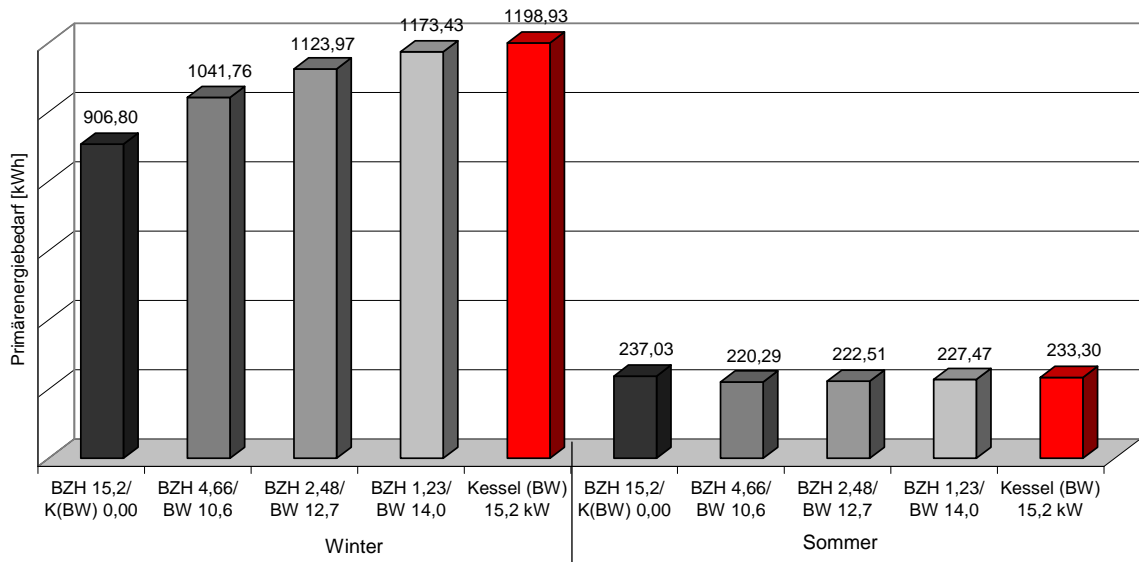


Abb. 5.32: Primärenergievergleich verschiedener Auslegungsvarianten, 150 l-TWE-Speicher kompensiert.

Optimale Auslegung und Betriebsweise der Brennstoffzellentechnik ist nur in Kohärenz von thermischer und elektrischer Performance zu finden.

Entscheidend für die energetische Bewertung ist das Verhältnis von reduzierter thermischer Effizienz der Gesamtanlage (einschließlich Spitzenlastkessel) zu aufsteigender Elektroenergieerzeugung. Abb. 5.33 visualisiert elektrische Arbeit, Netzeinspeisung und -bezug sowie Bedarfsdeckung verschiedener BZH-Konfigurationen in einem Jahr.

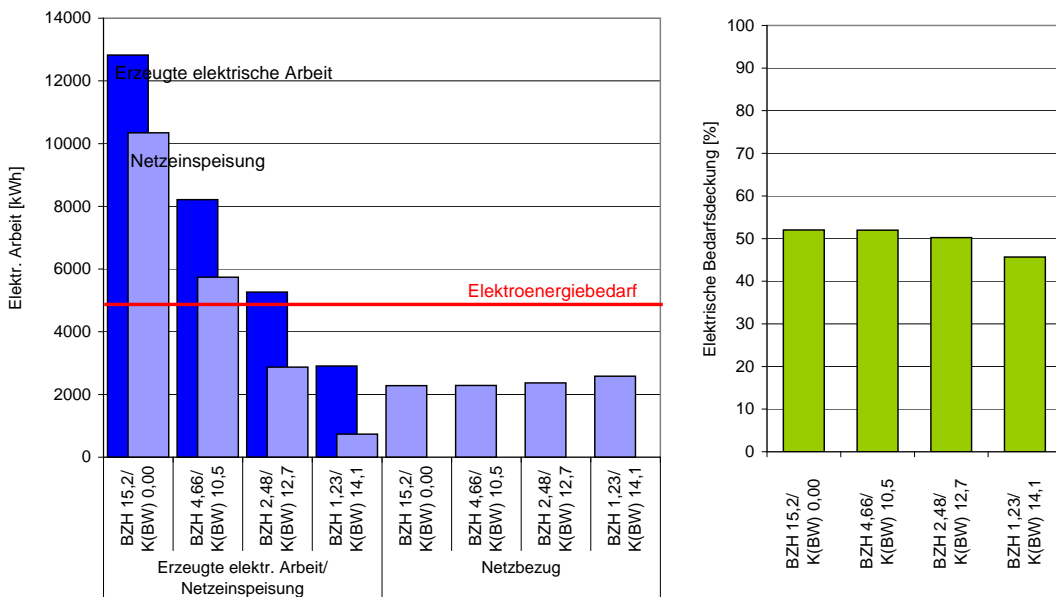


Abb. 5.33: Jahresvergleich von elektrischer Arbeit sowie Bedarfsdeckung verschiedener BZH-Konfigurationen

Erwartungsgemäß nimmt die erzeugte elektrische Arbeit mit wachsenden BZH-Anteilen zu. Interessant ist jedoch, dass sich unabhängig davon die Deckung des Haushaltsstrombedarfs nur geringfügig vergrößert. Obwohl die Netzeinspeisung merklich ansteigt, werden nahezu unveränderte Mengen Elektroenergie aus dem Netz bezogen.

Wesentlicher Grund dafür ist in der Verteilung der erzeugten Elektroenergie außerhalb der Heizperiode zu sehen: Wie aus Abb. 5.34 hervor geht, generieren die verschiedenartig dimensionierten Anlagen 2 bis 4 annähernd die gleiche wöchentliche Elektroenergie im Sommerfall. Unterschiede ergeben sich jedoch in den Einschaltzeiten. Unter den angegebenen Randbedingungen verringern sich die Speicherladezeiten mit zunehmender BZH-Auslegung. In den kurzen Betriebszeiten entsteht dadurch ein Stromüberschuss, der in das öffentliche Netz einzuspeisen ist; während des Stand-by-Modus erfolgt Strombezug.

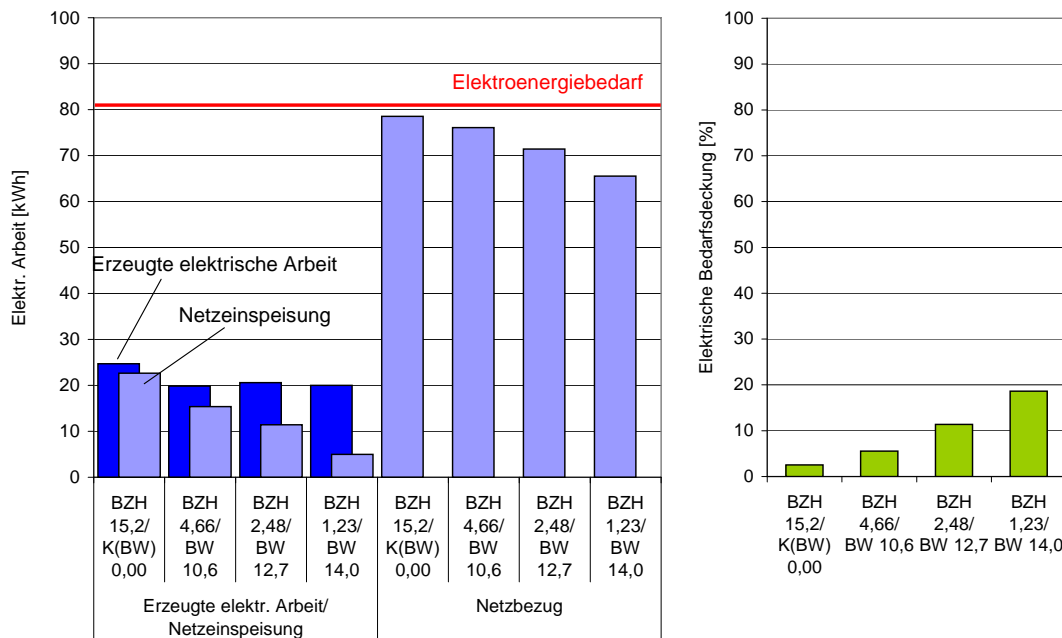


Abb. 5.34: Elektrischer Arbeit sowie Bedarfsdeckung verschiedener BZH-Konfigurationen, **Sommerwoche**

Wegen der zeitlichen Diskrepanz von Bedarf und Erzeugung muss in jedem Fall elektrischer Strom aus dem Netz bezogen sowie in das Netz eingespeist werden. Der immense Strombezug außerhalb der Heizperiode senkt die BZH-Deckungsbeiträge der Jahresbilanz.

Wie für den Sommerfall dargestellt, ist aufgrund langer BZ-Betriebszeiten der höchste Stromdeckungsbeitrag mit dem minimal dimensionierten BZH zu erzielen.

Mit Blick auf den Vergleich der Jahresprimärenergien ist zu konstatieren, dass sowohl die Deckung des Haushaltsstrombedarfs als auch der Strombezug aus dem öffentlichen Netz ge-

genüber der Stromeinspeisung einen geringeren Einfluss auf die energetische Bilanz aufweisen. Entscheidend ist die Substitution des mit höheren Verlusten behafteten elektrischen Stromes aus den Kraftwerken. Trotz deren enormer Nutzungsgrade von bis zu 58% (GuD) ist die Kraft–Wärme–Kopplung insbesondere mit Brennstoffzellentechnik eindeutig positiver zu bewerten.

Die Effizienzmindering der Wärmeerzeugung wird durch die Elektroenergieerzeugung kompensiert und beeinflusst die energetische Bewertung der Gesamtanlage unwesentlich. Es sind demnach hohe elektrische Strombeträge bei gleichzeitiger Nutzung der thermischen Energie anzustreben.

Dies bestätigt die vergleichende Bewertung der primärenergetischen Aufwendungen für die Elektroenergieerzeugung im BZH und GuD-Kraftwerk sowie der Wärmegewinnung aus der gekoppelten BZ–BW–Anlage unter Berücksichtigung der Stromeinspeisung (Abb.5.35, 1. Diagramm).

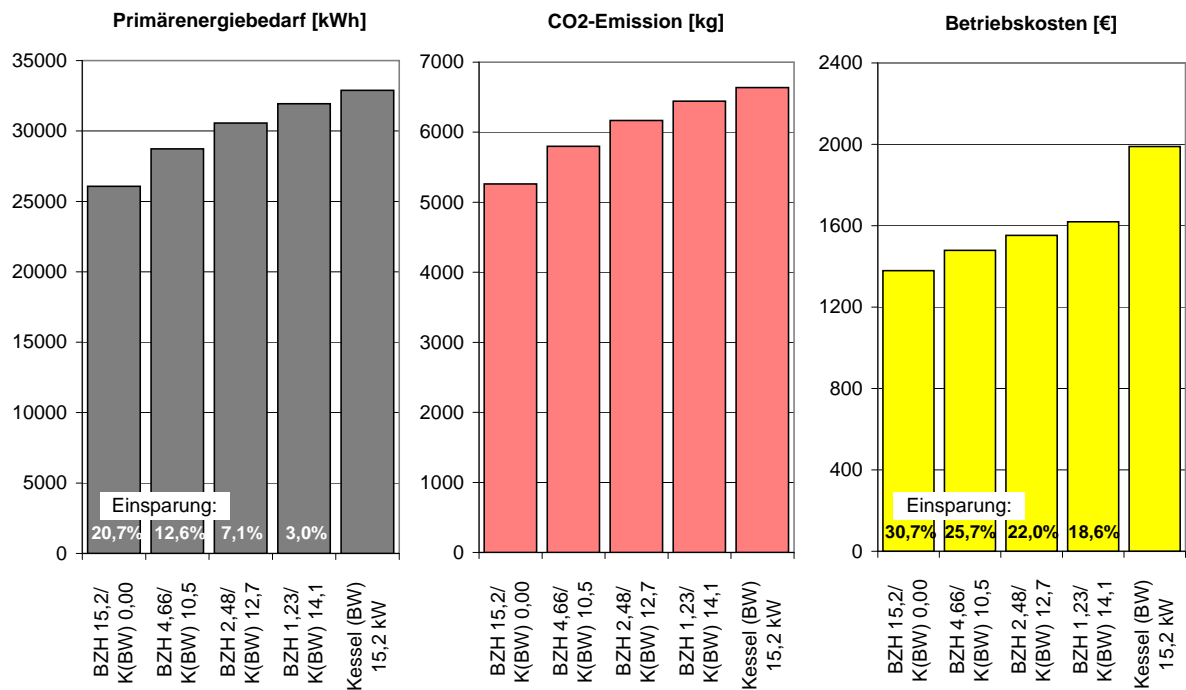


Abb. 5.35: Jahresvergleich der günstigsten BZH-Konfigurationen nach Primärenergie, CO₂-Emission und Betriebskosten

Bereits mit der geringsten Bemessung von BZH $P_{el} = 0,52 \text{ kW} / \dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$ und BW-Kessel $\dot{Q}_K = 14,0 \text{ kW}$ wird das energetische Niveau moderner Elektroenergie- und Wärmeerzeugungstechnologien um 3,0% unterschritten.

Die weitere Zunahme des BZ-Anteils an der thermischen Gesamtleistung der Anlage bewirkt

signifikante Einsparpotenziale und erreicht in der KWK-Variante mit alleinigem BZH (netzparallel) sein Maximum. Diese Auslegung realisiert höchste thermische (100,0%) und elektrische (52,0%) Deckungsbeiträge, ergänzt um erhebliche Stromeinspeisungen. Gegenüber konventioneller Energieerzeugung reduziert sich der jährliche Primärenergiebedarf um 20,7%.

Beträchtliche Vorteile des BZ-Einsatzes liegen desweiteren in den sehr niedrigen Schadstoff- und CO_2 -Emissionen. Systembedingt werden durch die Energieerzeugung im BZH weniger Schadstoffe emittiert, auf die in dieser Arbeit jedoch nicht näher eingegangen wird. Durch die BZ-Anwendung wird der CO_2 -Ausstoß deutlich gemindert. Dabei folgen die über das gesamte Jahr bilanzierten Emissionen den Tendenzen des Primärenergiebedarfs.

Die geringsten Kohlendioxidmengen emittiert die Anlage mit alleinigem BZH (netzparallel), wobei – analog zur energetischen Bewertung – Minderungen um 20,7% eintreten.

Die im 3. Diagramm dargestellten jährlichen Betriebskosten beinhalten – wie in Kap.5.2.3 tabelliert – den Arbeits- und Leistungspreis (einschließlich Zählergebühren) für Erdgas- und Strombezug sowie die Einspeisevergütung entsprechend geltender Verordnungen.

Da die Energiekosten regionalen Einflüssen unterworfen sind, können allgemein gültige Aussagen nur bedingt abgeleitet werden. Auf Basis mittlerer Verhältnisse soll hier das Augenmerk auf die Kostendifferenzen zwischen den einzelnen Varianten gerichtet sein.

In Korrelation zum primärenergetischen Verlauf zeigt der monetäre Vergleich ein zu erwartendes Ergebnis: Zunehmende BZH-Anteile sind mit spürbaren Betriebskosten-Senkungen verbunden, wobei der generelle BZ-Einsatz immense Unterschiede (18,6% bei geringster BZH-Auslegung $P_{BZH} = 0,52 \text{ kW}$, $\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$) zur derzeitigen modernen Energieerzeugung aufzeigt. Die Ursache liegt in der Berücksichtigung politischer Rahmenbedingungen:

Derzeitige Fördermaßnahmen sehen für KWK-Anlagen mit Jahresnutzungsgraden $\eta_{ges} > 70\%$ die Befreiung von der Mineralölsteuer vor. Darüber hinaus gelten für den bezogenen elektrischen Strom reduzierte Preise durch vermiedene Netznutzung; durch Brennstoffzellen erzeugter und eingespeister elektrischer Strom wird mit $5,11 \frac{\text{Ct}}{\text{kWh}}$ bezuschlagt. Unabhängig von BZH-Auslegung sowie Strom- und Wärmeerzeugung resultieren daraus merklich geringere verbrauchsgebundene Kosten.

Die Gesamtheit der jährlichen Betriebskosten beträgt bei heutigen Strukturen annähernd 2000 €. Wird das BZH auf den Wärmebedarf des Gebäudes dimensioniert, bewirkt die enor-

me Elektroenergieerzeugung mit verbundener, hoher Einspeisung eine signifikante Kostensparnis um 30,7% auf ca. 1380 €.

Mit Blick auf die zukünftige Energiepreis–Entwicklung kann aus den Ergebnissen abgeleitet werden, dass insgesamt die Einsparpotenziale steigen, je mehr der Erdgaspreis sinkt und der Strompreis zunimmt. Eine Prognose ist jedoch wegen der Unsicherheit auf diesem Gebiet immer spekulativ.

5.5.2 Grenzkosten der BZH–Investition

Der Wirtschaftlichkeit und damit verbunden der Markteinführung stehen auf absehbarer Zeit immense Investitionskosten entgegen. Mit derzeitigen Angaben zu den BZH–Investitionen ist eine allgemein gültige Wirtschaftlichkeitsberechnung kaum möglich. Um dennoch eine wirtschaftliche Betrachtung der aufgezeigten Konzeptionen mit Brennstoffzellentechnik durchführen zu können, werden anhand der Kapitalwertmethode die Grenzinvestitionskosten ermittelt. Basierend auf der Barwertmethode stellt die Kapitalwertmethode ein geeignetes Verfahren zur dynamischen Investitionsrechnung dar.

Der Kapitalwert K gibt die Veränderung der Vermögenswert unter Beachtung von Investitionszeitpunkt und Kalkulationszinsfuß an. Zur Abschätzung der Grenzinvestition, dem Grenzfall zur Wirtschaftlichkeit, wird $K = 0$ gesetzt.

$$K = -I_{0,BZH} - \frac{I_{0,BZH}}{\xi \cdot q^z} - \frac{I_{0,BZH}}{\xi \cdot q^{2z}} \dots - \frac{I_{0,BZH}}{\xi \cdot q^{n-z}} - \frac{0,25 \cdot I_{0,BZH}}{q^n} + (BK_{Kessel} - BK_{BZH}) \cdot b$$

Für die nachschüssige Verrechnung der Zahlungen gilt für den Barwertfaktor b mit dem Zinsfaktor q :

$$b = \frac{q^n - 1}{q^n \cdot (q - 1)}$$

$$q = 1 + i$$

- K ... Kapitalwert in €
- $I_{0,BZH}$... Investition des BZH in €
- BK ... Jährliche Betriebskosten in €
- ξ ... Anteil Stack–Kosten an Gesamtkosten des BZH
- q ... Zinsfaktor
- b ... Barwertfaktor in a
- i ... Zinssatz in 1/a
- z ... Zyklus für Stack–Wechsel in a
- n ... Nutzungsdauer des BZH in a

Für die Grenzkostenabschätzung liegen folgende allgemeine Annahmen zu Grunde:

1. Zinssatz für Investition: $i = 5,0\%$
2. Nutzungsdauer des BZH: $n = 20 a$
3. Konstanter Anteil der Stack-Kosten an Gesamtgerätekosten ($\xi = 3 = konst.$) unabhängig der BZH-Dimensionierung
4. Keine BZH-Leistungsdegradation innerhalb der Betriebszyklen
5. Keine Berücksichtigung des allgemeinen Preisänderungssatzes sowie der Preisänderung von BZ-Stack ("Lernkurve"), Erdgas, Strombezug und Stromverkauf
6. Entsorgungskosten betragen ca. 25% der Investition

Das BZH zur KWK-Nutzung im Einfamilienhaus konkurriert mit der etablierten Energieerzeugertechnik. Aus diesem Grunde erfolgt die Grenzkostenberechnung unter dessen Berücksichtigung: Die Differenz der jährlichen Betriebskosten zwischen der BZH-Anlage und der konventionellen Technologie stellen den jährlichen Rückfluss der Investition dar.

Für die Berechnung der Investitionen niedrig dimensionierter BZH wird davon ausgegangen, dass der Spitzenlastkessel den gleichen Investitionsumfang aufweist wie der Brennwertkessel bei der konventionellen Lösung. Die Kesselinvestition spielt somit für die mathematische Betrachtung keine Rolle. Wird im Gegensatz dazu das Brennwertgerät vollständig durch das BZH substituiert (Anlagenkonzeption 1) geht die Kesselinvestition in die Grenzkostenbetrachtung ein.

Aufgrund der zahlreichen Unklarheiten bei der Kostenentwicklung und der weit differierenden Aussagen zur Stack-Degradation und damit verbundenem Stack-Wechsel erscheint die Unterteilung in "Bestcase" (Austausch des BZ-Stacks aller 5 Jahre) und "Worstcase" (jährlicher BZ-Stack-Wechsel) sinnvoll. Mit den Berechnungsalgorithmen in Anhang A.6 ergibt sich daraus das Kennlinienfeld in Abb. 5.36 für die Grenzinvestition des BZH in den Anlagenkonfigurationen mit Spitzenlastkessel im wärmegeführten, intermittierenden Betrieb.

Unter den angegebenen Randbedingungen illustriert Abbildung 5.36 das breite Spektrum der Investition. Bei einer elektrischen BZH-Nettoleistung von beispielsweise $P_{el} = 1,0 kW$ darf das Gerät bei jährlichem Stack-Wechsel nicht mehr als rund $I_{0,BZH} = 1066 \text{ €}$ kosten, damit sich nach 20 Jahren Gleichwertigkeit zur herkömmlichen Energieerzeugertechnik einstellt. Wechselt man das BZ-Stack jedoch aller 5 Jahre, beträgt die maximale Investition für das BZH $I_{0,BZH} = 3172 \text{ €}$.

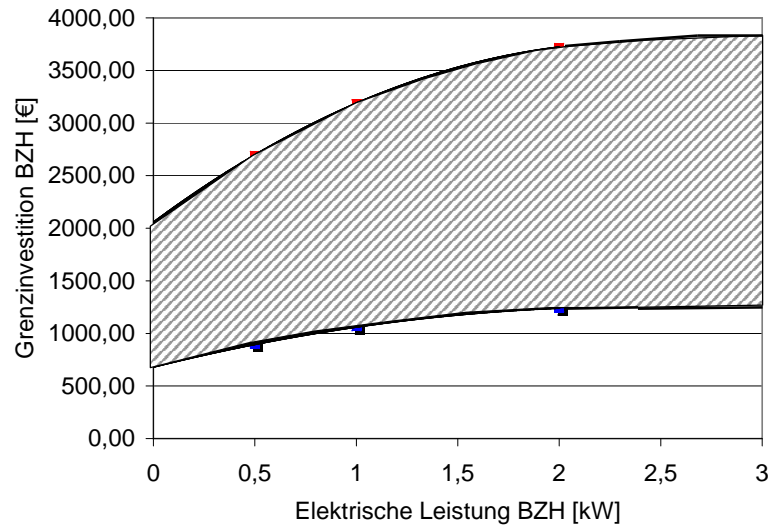


Abb. 5.36: Grenzkosten der BZH-Investition in Anlagen mit Spitzenlastkessel

Unter der Annahme, die Stack-Kosten nehmen $\frac{1}{3}$ der Gesamt-BZH-Kosten ein, stellen sich mit zunehmender Leistung niedrigere spezifische Grenzinvestitionen ein. Da größere Stacks bei annähernd gleichen Kosten für die Peripherie teurer sind, relativiert sich der dargestellte Verlauf.

Wird das BZ-Heizgerät auf die maximale Heizlast des Gebäudes (inkl. TWE) dimensioniert, ergibt die Abschätzung der Grenzkosten für den Bestcase $I_{0,BZH} = 6460 \text{ €}$ und für den Worstcase $I_{0,BZH} = 2161 \text{ €}$.

An der weiten Spanne der Ergebnisse ist zu erkennen, dass die Grenzkostenabschätzung höchst spekulativ ist. Erst durch Resultate aus Langzeittests hinsichtlich Zyklensfestigkeit, Degradation und Lebensdauer von Brennstoffzellen können die Zielkosten spezifiziert werden.

Insgesamt betrachtet liegen die errechneten Werte leicht über dem Niveau der Literaturangaben aus [11] [44] [50] [32]. Ursachen liegen im betrachteten wärmegeführten Betrieb mit Anlagenabschaltung, der hohe Betriebskosten-Einsparungen gegenüber konventioneller Technik ermöglicht. Wird das BZH ohne Abschaltung mit Konstantlast betrieben, ergeben sich aufgrund der wesentlich geringeren Rückflüsse (siehe Betriebskosten aus Kap.5.4.4) niedrigere Grenzkosten für die BZH-Investition.

5.6 Ergebnisdiskussion

Die Simulationen von PEM-Brennstoffzellen-Heizgeräten verschiedener Dimensionierungen in Verbindung mit einem Spitzenlastkessel im Einfamilienhaus erbringen wesentliche Erkenntnisse zur energetischen Bewertung und optimalen Betriebsweise.

Unter der Maßgabe eines intermittierenden BZH-Betriebs werden primärenergetische Einsparungen gegenüber derzeitig eingesetzter, moderner Energieerzeugungstechnologien ohne Einschränkung des Nutzerkomforts erreicht.

Das gilt ausschließlich für die Nutzung beider KWK-Produkte. Wird die BZ-Technik ohne Lastanpassung mit Konstantleistung betrieben, fallen unter den gewählten Randbedingungen thermische Überschüsse an, die den Anstieg des Primärenergiebedarfs zur Folge haben.

Dementsprechend ist das BZH so zu betreiben, dass überschüssige Wärme vermieden wird. Die Ergebnisse der Jahressimulationen beweisen, dass durch den wärmegeführten Betrieb der Brennstoffzellentechnik im Einfamilienhaus hohe primärenergetische Einsparpotenziale von bis zu 20,7% gegenüber etablierten Technologien zu erreichen sind.

Die mit der Wärmeerzeugung korrelierende Generierung von Elektroenergie gibt den Ausschlag für die positive Bewertung. Denn in der Substitution des mit höheren Verlusten behafteten elektrischen Stromes aus Großkraftwerken (GuD) liegt der entscheidende Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung.

Es gilt festzuhalten, dass die mit ansteigender BZH-Auslegung zunehmende Elektroenergieerzeugung die energetische Bewertung der Gesamtanlage stärker beeinflusst als die damit verbundene Nutzungsgradminderung der Wärmeerzeugung.

Das BZH ist demnach so zu bemessen, dass umfangreiche elektrische Strombeträge bei gleichzeitiger Vermeidung thermischer Überschüsse in das öffentliche Netz eingespeist werden können.

Der wärmegeführte Betrieb von BZH-Anlagen reduziert gegenüber der konventionellen Energieerzeugung den CO_2 -Ausstoß und spart Betriebskosten. Hauptursache für die günstige monetäre Bewertung (Wartungs- und Investitionskosten ausgenommen) liegen in den beträchtlichen Stromeinspeise-Erträgen.

Aufgrund geltender BZ-Fördermaßnahmen weisen bereits Brennstoffzellen-Heizgeräte minimaler Leistung signifikante Einsparpotenziale auf.

Lange BZ-Betriebszeiten und die Kopplung mit der Brennwerttechnik garantieren bei An-

lagenkonzeptionen mit niedrig dimensionierten Brennstoffzellen-Heizgeräten eine effiziente Energieerzeugung.

Das parallel geschaltete, öffentliche Niederspannungsnetz ist stets notwendig.

Die wesentliche Erkenntnis dieser Arbeit besteht in der Abhängigkeit des Primärenergiebedarfs von der Größenverteilung von BZH und Spitzenlastkessel.

Der primärenergetische Vergleich verschiedener BZH-Anlagen zu derzeitig eingesetzter Energieerzeugungstechnik verdeutlicht ganzjährige Einsparpotenziale. Dies scheint bereits bei niedriger BZH-Auslegung ($P_{el} = 0,52 \text{ kW} / \dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW}$) für dieses Einfamilienhaus möglich.

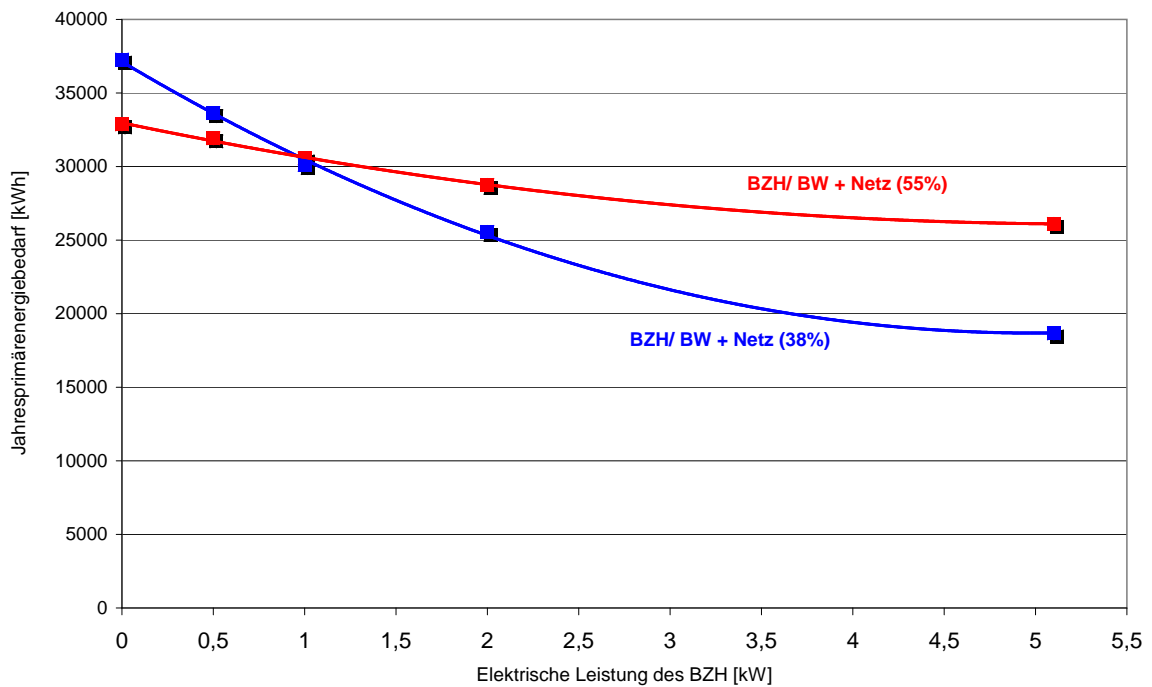


Abb. 5.37: Jahresprimärenergie mit zunehmender BZH-Größe für Stromerzeugungsnutzungsgrade (Netz) von 55% und 38%, wärmegeführter Betrieb, 150 l-TWE-Speicher

In Abbildung 5.37 sind die primärenergetischen Aufwendungen im wärmegeführten Betrieb mit 150 l-TWE-Speicher über der elektrischen BZH-Leistung dargestellt. Wie im Kapitel 5.2.3 zu den Randbedingungen dieser Untersuchung erörtert, liegen der vergleichenden Bewertung Nutzungsgrade der Elektroenergieerzeugung (Erzeugungsnutzungsgrad einschließlich Netzverluste) von hocheffizienten GuD-Kraftwerken im Grundlastbetrieb ($\eta_{el,GuD} = 55\%$) zu Grunde. Im Diagramm zum jährlichen Primärenergiebedarf wird zusätzlich der Vergleich zum deutschen Kraftwerksmix mit elektrischen Nutzungsgraden (einschließlich Netzverlusten)

von rund $\eta_{el,Mix} = 38\%$ gezogen.

Die mit $0,0 \text{ kW}$ gekennzeichnete Variante charakterisiert die Referenztechnologie mit BW-Kessel und Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

Der Verlauf des Jahresprimärenergiebedarfs über der elektrischen BZH-Leistung zeigt deutlich, dass unabhängig vom Erzeugungsnutzungsgrad (Netz) mit steigender BZ-Größe die primärenergetischen Aufwendungen abnehmen. Die Anwendung der Brennstoffzellentechnik zur KWK-Nutzung im Einfamilienhaus spart gegenüber konventioneller Elektroenergie- und Wärmeerzeugung Primärenergie. Das Niveau wird schon mit der BZH-Bemessung auf die mittlere elektrische Leistung des Haushaltes unterschritten. Jedoch rechtfertigen die eingesparten $3,0\%$ bei der Auslegung auf $P_{BZH} = 0,52 \text{ kW}$ den anlagentechnischen Aufwand wohl kaum.

Mit der Erweiterung des BZH-Anteils nimmt der Primärenergiebedarf weiter ab und erreicht in der KWK-Anlage mit alleinigem BZH (netzparallel) sein Minimum ($20,7\%$ Einsparung). Dabei zeigt sich ein nichtlinearer Zusammenhang, der durch ein Polynom zweiten Grades beschrieben werden kann. Dabei nehmen die bis zu ca. $2,0 \text{ kW}_{el}$ merklichen Verbesserungen mit weiterer BZH-Dimensionierung ab.

Die Bemessung der KWK-Anlage oberhalb des Gebäudewärmebedarfs bringt keine weitere Einsparung. Zur Vermeidung überschüssiger Wärme läuft das BZH häufiger im Teillastbereich, was den Gesamtnutzungsgrad erheblich reduziert. Würde man Abwärme zulassen, stiege der Energiebedarf wieder an, da die Kraftwerke zur öffentlichen Versorgung mit höheren Nutzungsgraden elektrischen Strom erzeugen.

Setzt man der KWK-Nutzung mit Brennstoffzellentechnik die Stromerzeugung aus dem deutschen Kraftwerksmix ($\eta_{el,Mix} = 38\%$ inkl. Netzverluste) entgegen, verstärkt sich der Trend: Bereits mit der geringsten BZH-Dimensionierung können gegenüber bestehenden Anlagen $9,8\%$ an Primärenergie eingespart werden. Bis zu einer Bemessung auf ca. $2,0 \text{ kW}$ sind eminente Aufwandssenkungen von rund $31,4\%$ zu erkennen. Darüber lassen die weiteren Verbesserungen leicht nach, wobei das BZH mit $P_{el} = 5,14 \text{ kW}$ ($\dot{Q}_{BZH} = 15,2 \text{ kW}$) nur rund die Hälfte der Energieaufwendungen herkömmlicher Energieerzeugungen bedarf.

Gleichung 5.1 beschreibt den mathematischen Hintergrund des Kurvenverlaufs in Diagramm 5.37:

$$W_{pr,ges} = \left(Q_{Br,K} + Q_{Br,BZH} + \frac{W_{Netzbezug} - W_{Netzeinsp}}{\eta_{GuD}} \right) \cdot f_{pr,EG} \quad (5.1)$$

Der Jahresprimärenergiebedarf setzt sich aus der Summe der Brennstoffenergie von Kessel

und BZH sowie der Elektroenergie-Bilanz multipliziert mit dem Primärenergiefaktor zusammen.

Durch die Einspeisung des BZ-Stroms wird der mit höheren Verlusten behaftete, vom Kraftwerk erzeugte Strom substituiert. Je größer dieser Betrag ist, desto niedriger der Primärenergiebedarf.

Dieser Zusammenhang bewirkt den im Diagramm 5.37 dargestellten, kreuzenden Kurvenverlauf. Dabei beginnt die Kurve des Systems mit 38%igen Kraftwerksstrom oberhalb derer mit GuD-Kraftwerk, schneidet diese und verläuft bei weiter steigender BZ-Leistung – also bei vermehrter Stromeinspeisung – unterhalb dieser Kurve.

Das Brennstoffzellen-Heizgerät mit PEMFC und Autothermen Reformer ist nach rein energetischen Gesichtspunkten auf den maximalen thermischen Bedarf des Gebäudes zu dimensionieren. Nach geltenden Richtlinien wird die Auslegung für ein Einfamilienhaus (NEH) wesentlich durch den TWE-Speicher geprägt.

Damit werden thermische Überschüsse vermieden und hohe elektrische Deckungsbeiträge verbunden mit erheblichen Netzeinspeisungen garantiert.

Unter Berücksichtigung der erwähnten Einsparverbesserungen und des anlagentechnischen Aufwandes liegen optimale BZH-Dimensionierungen im Einfamilienhaus zwischen

$P_{el} = 1,0 \dots 2,0 \text{ kW}$ ($\dot{Q}_{BZH} = 2,5 \dots 4,6 \text{ kW}$) in Verbindung mit einem BW-Spitzenlastkessel.

Auch in monetärer Hinsicht ist diese KWK-Anlagengröße als besonders günstig einzuordnen, weil beträchtliche Betriebskosten eingespart werden und abzuschätzende Investitionskosten begrenzt bleiben.

Die Anwendung des Brennstoffzellen-Heizgerätes im Mehrfamilienhaus und virtuellen Kraftwerk

Die Ergebnisse zum Einsatz des BZH mit PEMFC und Autothermen Reformer im Einfamilienhaus lassen Rückschlüsse auf anderweitige stationäre Anwendungen der Kraft-Wärme-Kopplung zu. Mit der Extrapolation der durch dynamische Anlagensimulation erarbeiteten Resultate können Trends und Tendenzen abgeschätzt werden. Eine entgeltige Bestätigung müssen weitere theoretische Analysen mit diesbezüglich modifizierten Randbedingungen erbringen.

Für den Betrieb eines BZH im Mehrfamilienhaus gelten prinzipiell die gleichen Kriterien wie im Einfamilienhaus. Maximale thermische und elektrische Lasten weisen dabei höhere Beträge auf; Lastspitzen und Lasttäler sind durch die Verteilung auf mehrere Haushalte weniger stark ausgeprägt.

Die Deckung thermischer Lasten ist mit dem auf den Gebäude-Wärmebedarf (inkl. TWE) dimensionierten BZH oder mit der Kombination von BZH und Spitzenlastkessel zu erreichen. In der kombinierten Wärmeerzeugung sind lange BZH-Betriebszeiten zu garantieren. Der Spitzenlastkessel ist als Brennwert-Gerät auszuführen.

Das parallel geschaltete, öffentliche Niederspannungsnetz ist wegen des stets anfallenden Strombezugs bzw. möglicher Stromeinspeisungen notwendig.

Signifikante Energieeinsparungen gegenüber konventionellen Techniken zur Energieerzeugung sind nur durch die Vermeidung thermischer Überschüsse (z.B. ganzjährig wärmegeführte Betriebsweise) zu realisieren.

Bei sinnvoller BZH-Dimensionierung fällt im Dauerbetrieb mit Konstantleistung je nach Größe des TWE-Speichers und Regelstrategie unter diesen Randbedingungen Überschusswärme an, die primärenergetische Mehraufwendungen bedingt. Im Vergleich zum kontinuierlichen Betrieb im Einfamilienhaus sind durch die Verteilung auf mehrere Haushalte verbesserte Ergebnisse zu vermuten.

Abwärme kann durch groß bemessene TWE-Speicher in Kombination mit minimaler BZH-Leistung reduziert werden. Jedoch verringert die zur Vermeidung der thermischen Überschüsse erforderliche niedrige BZH-Bemessung nennenswerte Einsparpotenziale.

Infolge der breiten Lastverteilung werden an den BZ-Einsatz im Mehrfamilienhaus geringere dynamische Anforderungen gestellt.

Die Erkenntnis zur Größenverteilung von BZH und Spitzenlastkessel im Einfamilienhaus sind auf das Mehrfamilienhaus übertragbar:

Das intermittierende BZH ist so zu bemessen, dass umfangreiche elektrische Strombeträge bei gleichzeitiger Vermeidung thermischer Überschüsse erzeugt werden. Der niedrigste Primärenergiebedarf ist in der BZH-Dimensionierung auf den maximalen thermischen Bedarf des Gebäudes (inkl. TWE) zu vermuten. Analog zum Einfamilienhaus wirkt sich eine geringere BZH-Bemessung hinsichtlich erreichbarer Einsparverbesserungen und anlagentechnischem Aufwand günstiger aus.

Unabhängig der Größenverteilung senkt die teilweise Deckung des Haushaltsstrombedarfs, der Verkauf elektrischer Arbeit und die geltenden politischen Rahmenbedingungen die Betriebskosten.

Wird die Bilanzgrenze von einem einzelnen Gebäude auf eine Siedlung erweitert, in der eine Vielzahl von dezentralen, informationstechnisch vernetzten Kraft–Wärme–Kopplungsanlagen installiert ist, spricht man von einem Virtuellen Kraftwerk [92]. Die übergeordnete, zentrale Steuereinheit eines Virtuellen Kraftwerks optimiert das Lastverhalten aller Energieerzeugungsanlagen, so dass der Nutzwärmebedarf aller beteiligten Einzelsysteme gedeckt und Stromlastgänge geglättet werden. Zur Pufferung stromseitiger Defizite ist das öffentliche Netz parallel geschaltet.

Ähnlich der Situation im Mehrfamilienhaus verteilen sich die Lasten auf zahlreiche Haushalte, was einem kontinuierlichen BZH-Betrieb entgegen kommt. Besonderes Ziel dieser Konzeption ist das "Abfedern" teuren Spitzenstroms. Die dabei anfallenden thermischen Überschüsse werden auf die Einzelanlagen verteilt und dort abgepuffert (mit oder ohne Wärmespeichereinheiten).

Kann das BZH intermittierend betrieben werden (Lastanpassung mit Abschaltung), bringt eine solche Zusammenschaltung mehrerer Anlagen keine nennenswerten Vorteile. Es stellen sich tendenziell ähnliche Zustände zur durchgeführten Analyse im Einzelgebäude ein.

Erfolgt der BZ-Einsatz ohne Abschaltmöglichkeit bzw. mit eingeschränkter Lastanpassung sind durch die Lastverteilung Verbesserungen gegenüber der Anwendung im Einfamilienhaus zu erzielen. Jedoch zieht auch in dieser Verschaltung die ungenutzte thermische Leistung energetische Mehraufwendungen nach sich.

Zusammenfassend ist für den Einsatz der Brennstoffzellen–Technologie im Mehrfamilienhaus und innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks festzustellen, dass im wärmegeführten Betrieb mit intermittierender Fahrweise gleiche positive Resultate hinsichtlich primärenergetischer, ökologischer und monetärer (Betriebskosten) Maßstäbe erreicht werden können.

Andere Reformer- oder Brennstoffzellen–Arten bedingen anderweitige Betriebsverhältnisse. Für deren Einsatz zur Kraft–Wärme–Kopplung in Wohngebäuden sind separate Untersuchungen zu führen.

6 Zusammenfassung

Mit der vorliegenden Arbeit soll ein Beitrag zur ganzheitlichen Betrachtung eines erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-Heizgerätes mit PEMFC und Autothermer Reformierung zur Kraft-Wärme-Kopplung im Einfamilienhaus geleistet werden.

Wesentliches Ziel bestand in der Entwicklung und Anwendung eines BZH-Modells im Leistungsbereich bis 10 kW_{el} , das die thermischen und elektrischen Betriebsverhältnisse bei dynamischer Arbeitsweise insbesondere in Kopplung mit einem Spitzenlastkessel mit hinreichender Genauigkeit beschreibt.

Auf Basis der gekoppelten Simulation von Gebäude und Anlagentechnik unter Berücksichtigung von Nutzereinflüssen wurden umfassende Untersuchungen zum Betriebsverhalten und zur optimalen Dimensionierung von BZHs durchgeführt und nach energetischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten bewertet.

Aufgrund vielfältiger positiver Charakteristika und den absehbaren Entwicklungsmöglichkeiten basiert die hier analysierte Kraft-Wärme-Kopplung auf der Proton-Exchange-Membrane Fuel Cell (PEMFC).

Neben den im Stack elektrisch in Reihe geschalteten Zellen wird das thermische Betriebsverhalten der BZ-Anlage entscheidend durch die Anodenrestgas-Verbrennung, der Abkühlung und teilweisen Kondensation des Reformat- bzw. Abgases und den Komponenten der Brenngasaufbereitung geprägt.

Die apparativen Einheiten zur Generierung des Wasserstoffs aus dem mittelfristig genutzten Erdgas beeinflussen maßgeblich das dynamische Systemverhalten. Dabei gestattet der Autotherme Reformier den intermittierenden Betrieb des BZH mit vergleichsweise kurzen Anfahrzeiten und zügigen Laständerungen. Jedoch schließt sich das adäquate Nachfahren der elektrischen Lastkurve während eines stromgeführten Betriebs bei erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-Heizgeräten aus.

Der stromseitigen Bilanzierung wurde das Modell nach Amphlett mit Berücksichtigung der wichtigsten Betriebsparameter zu Grunde gelegt. Die aus dem Zusammenhang von elektrischem Strom und Spannung resultierende Elektroenergie reduziert sich durch den elektrischen Eigenbedarf peripherer Elemente wie Verdichter, Pumpen, Regel- und Steuerelemente sowie kathodenseitiges Gebläse.

Ergänzt wurde die stromseitige Modellierung durch ein übergeordnetes Modul zur Energieverteilung unter Einbeziehung des öffentlichen Netzes, optional eingesetzter Batteriespeicher und des Haushaltsstrombedarfs.

Für die vorliegende Untersuchung wurden diesbezüglich Laststrukturen eines Einfamilienhauses in hoher zeitlicher Auflösung messtechnisch erfasst und in Anlehnung an VDEW-Gesichtspunkte für einzelne Tages- und Wochentypen praxisnahe definiert.

Mit der mathematischen Modellierung aller wesentlichen Stoff- und Energieströme innerhalb eines BZH und deren Implementierung in die TRNSYS-Simulationsumgebung entstand ein Arbeitsmittel, mit dem erstmals Jahressimulationen mit minutengenauen Verläufen sämtlicher relevanter Größen durchgeführt werden können.

Unter den genannten Randbedingungen der Untersuchung können folgende Resultate formuliert werden:

Sowohl mit dem auf die maximale Heizlast des Gebäudes (inkl. TWE) dimensionierten BZH als auch mit der Kombination von BZH und Spitzenlastkessel werden thermisch behagliche Zustände ohne Komforteinbußen erreicht.

Unabhängig von der Anlagenkombination ist das parallel geschaltete, öffentliche Niederspannungsnetz zum stets anfallenden Strombezug bzw. zur Stromeinspeisung notwendig.

Gegenüber modernen Energieumwandlungstechnologien mit Brennwertgeräten zur hocheffizienten Wärmeversorgung und GuD-Grundlastkraftwerken zur Bereitstellung elektrischen Stromes erzielt die KWK-Nutzung mit Brennstoffzellen primärenergetische Einsparpotenziale bis zu 21%. Bereits bei niedriger BZH-Auslegung (auf den mittleren elektrischen Haushaltsbedarf) wird deren Energiebedarf um ca. 3% unterschritten. Entsprechend des nichtlinearen Zusammenhangs nehmen die bis ca. $2,0 \text{ kW}_{el}$ merklichen Verbesserungen bei weiterer BZ-Vergrößerung allmählich ab. Günstige BZH-Dimensionierungen für den Einsatz im Einfamilienhaus liegen zwischen $P_{el} = 1,0 \dots 2,0 \text{ kW}$ ($\dot{Q}_{BZH} = 2,5 \dots 4,6 \text{ kW}$) in Verbindung mit einem BW-Spitzenlastkessel.

Mit der BZH-Bemessung auf die maximale Heizlast (Gebäudewärmebedarf und TWE) sind die niedrigsten primärenergetischen Aufwendungen zu erreichen. Oberhalb dieser Dimensionierung sind keine weiteren Einsparungen zu erwarten.

Während separat betrachtet die elektrischen und thermischen Effizienzen von BZ-KWK-Anlagen vergleichsweise niedrig sind, spielt die gekoppelte Erzeugung verbunden mit hohen Gesamtnutzungsgraden die entscheidende Rolle. Mit dem generierten elektrischen BZ-Strom wird der mit höheren Abwärmeverlusten erzeugte Kraftwerksstrom ersetzt. Dieser Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen im Wohngebäude kommt nur bei der Nutzung von elektrischer und thermischer Energie zum Tragen.

Die BZ-Fahrweise ist ausschlaggebend für die Ausschöpfung der energetischen Einsparpotenziale. Die ganzjährig wärmegeführte Betriebsweise ist dem BZH-Volllastbetrieb vorzuziehen. Bei nichtintermittierendem Betrieb fällt Überschusswärme an, die an die Umgebung abzuführen ist. Außerhalb der Heizperiode stellen sich somit energetische Mehraufwendungen im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb ein.

Wird das BZH in der Kopplung mit einem Spitzenlastkessel unter konstanter Volllast betrieben, ergeben veränderte TWE-Speichervolumen keine wesentlichen energetischen Verbesserungen. Erst durch die überarbeitete Regelstrategie zur TWE nehmen die primärenergetischen Aufwendungen mit steigendem TWE-Speichervolumen deutlich ab.

Im wärmegeführten BZH-Betrieb mit Spitzenlastkessel ist der Einfluss des TWE-Speichervolumens auf die energetische Bewertung als geringfügig einzuordnen. Unter der Basisregelung zur TWE verlängern sich in den Sommermonaten mit aufsteigender Speicherauslegung die BZH-Betriebszeiten je Ladezyklus nur geringfügig. Die Einschaltphasen werden im wesentlichen durch Aufheizvorgänge, verbunden mit eingeschränkter Elektroenergieerzeugung charakterisiert.

In der Kombination von BZ-Technik und Spitzenlastkessel sind lange BZH-Betriebszeiten zu garantieren. Diesbezüglich ist die Regelung zur Trinkwasser-Erwärmung – insbesondere in den Sommermonaten – zum optimalen Betrieb ausschlaggebend.

Zur Regelung der TWE-Speichernachladung sind die Temperatursensoren der Wärmeerzeuger separat zu positionieren und mit unterschiedlichen Ein- und Ausschalttemperaturen zu versehen. Die Trennung der Wärmeübertrager zur parallelen TWE erbringt keine weiteren Vorteile.

Bei der Auswahl des Spitzenlastkessels zur Abdeckung thermischer Lastspitzen bei niedrig dimensionierten Brennstoffzellen-Heizgeräten ist stets die Brennwertechnik der Niedertem-

peraturtechnik vorzuziehen.

Trotz der infolge Reihenschaltung angehobenen Kesselrücklauftemperaturen und der damit verbundenen Senkung des Brennwert-Effekts stellen sich höhere thermische Nutzungsgrade als beim Einsatz eines Niedertemperaturkessels ein.

Der im Vergleich zur etablierten Technik reduzierte Brennstoff-Einsatz bei Brennstoffzellen-Nutzung korreliert mit niedrigem CO_2 -Ausstoß. Durch breite Anwendung der Brennstoffzellentechnik zur KWK-Nutzung kann ein Beitrag zur weltweiten CO_2 -Emissionsminderung geleistet werden.

Die teilweise Deckung des Haushaltsstrombedarfs und der Verkauf elektrischer Arbeit senken gegenüber dem konventionellen Energiebezug maßgeblich die Betriebskosten. Durch geltende BZ-Fördermaßnahmen werden per se jährliche Energiekosten gespart. Diese Einsparungen können zur mittelfristigen Refinanzierung der vergleichsweise teureren Anlagenkosten beitragen.

Von einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wird aufgrund derzeitig ungesicherter Berechnungsgrundlagen abgesehen. Auf Basis der Betriebskosten-Einsparung gegenüber konventioneller Technik sind jedoch die Grenzkosten der BZH-Investition für den wärmegeführten, intermittierenden Betrieb abschätzbar. Unter Annahme einer BZ-Stack-Lebensdauer von einem Jahr beträgt die maximale Investition bei einer elektrischen BZH-Nettleistung von beispielsweise $P_{el} = 1,0 \text{ kW}$ rund $I_{0,BZH} = 1066 \text{ €}$.

Findet die untersuchte BZ-Technik im Mehrfamilienhaus oder innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks Anwendung, sind für den wärmegeführten Betrieb tendenziell die gleichen positiven Resultate bezüglich Primärenergiebedarf, CO_2 -Ausstoß und Betriebskosten zu vermuten.

Bei Erschließung der aufgezeigten Potenziale kann die Brennstoffzellen-Technik aus energetischer Sicht konventionelle Technologien ergänzen oder sogar verdrängen.

Weltweit sind große Entwicklungsanstrengungen sichtbar, die sich in zahlreichen Konsortien, Initiativen und länderübergreifenden Projekten bündeln, um diese innovative Technik zur Marktreife zu bringen. Dabei gilt es nach wie vor, eine Vielzahl von technologischen Hindernissen zu bewältigen. Hauptproblem stellen jedoch die immensen investiven Aufwendungen dar, die auch durch Serienproduktion nur schwerlich zu senken sind.

Politisch sind die Weichen für die Förderung der dezentralen KWK-Nutzung mit Brennstoffzellen gestellt, wobei weitere steuerliche Begünstigungen die Markteinführung beschleunigen könnten. Jetzt muss durch ingenieurtechnische Leistung und unternehmerische Risikobereitschaft diese effiziente Technologie auf den Weg gebracht werden.

Angesichts endlicher Primärenergieressourcen und zunehmender Umweltbelastungen kann die Brennstoffzellen-Technik einen Beitrag zur nachhaltig orientierten Energieversorgung leisten, wobei die mittelfristigen Perspektiven durch die Vision der Brennstoffzelle als Brückentechnologie zu einer zukünftigen Wasserstoff-Wirtschaft bereichert werden.

Literatur

- [1] AHMED, S. et al.: Water balance in a polymer electrolyte fuel cell system. **In:** *Journal of Power Sources* 112 (2002), S. 519–530
- [2] AMPHLETT, J. C. et al.: Performance Modeling of the Ballard Mark IV Solid Polymer Electrolyte Fuel Cell. **In:** *Journal of Electrochemical Society* 142 (1995), S. 1–8
- [3] AMPHLETT, J. C. et al.: A model predicting transient response of proton Exchange membrane fuel cell. **In:** *Journal of Power Sources* 61 (1996), S. 183–188
- [4] ANDREAS, B. et al.: Impedance Response of Polymer Electrolyte Fuel Cells at High Current Densities. **In:** *1st European PEFC Forum, Proceedings* Lucerne/ Switzerland : Felix N. Büchi, Günther G. Sherer, Alexander Wokaun, 2.-6. July 2001
- [5] ARENDS, G. et al.: Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen. **In:** *Euroheat und Power* 12 (1997), S. 660–668
- [6] ARMBRUSTER, H. et al.: *Gasreinigung von Reformat für Brennstoffzellen - die selektive CO-Oxidation*. Freiburg : Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, 1998
- [7] ASEW: *Das Lehrbuch gegen Leerlauf*. Köln, 1998
- [8] BASCHUK, J. J. et al.: Modelling of polymer electrolyte membrane fuel cells with variable degrees of water flooding. **In:** *Journal for Power Sources* 86 (2000), S. 181–196
- [9] BECKER, Priebe: *Die Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle im stationären häuslichen Einsatz*. Diplomarbeit im Fachgebiet Energiesysteme, Prof. Erdmann, Institut für Energietechnik, TU Berlin, 1998
- [10] BERNARDI, et al.: A Mathematical Model of the Solid-Polymer-Electrolyte Fuel Cell. **In:** *The Electrochemical Society* 139 (1992), S. 2477–2481
- [11] BOKÄMPER, Stefan: *Marktperspektiven von Brennstoffzellen-Heizgeräten – Eine ökonomische Systemanalyse*. Fakultät III für Prozesswissenschaftender Technischen Universität Berlin, 2002
- [12] BÜNGER, U.: *Verfahren zur Reinigung von Wasserstoff für den Einsatz in kleinen Brennstoffzellen - Endbericht*. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 1996
- [13] BÜNGER, U.: Stand und Entwicklungstendenzen des Brennstoffzellen-Einsatzes in der Hausenergieversorgung in Deutschland. **In:** *GWF* 143 (2002), S. 392–399
- [14] CHAN, S. H. et al.: Thermodynamic analysis of natural-gas fuel processing for fuel cell application. **In:** *International Journal of Hydrogen Energy* 25 (2000), S. 441–449
- [15] CHOI, K.-H. et al.: Water transport in polymer membranes for PEFC. **In:** *Journal of Power Sources* 86 (2000), S. 197–201
- [16] CHU, D.: Comparative studies of polymer electrolyte membrane fuel cell stack and single cell. **In:** *Journal of Power Sources* 80 (1999), S. 226–234
- [17] COLSMANN, G.: Verfahrenstechnische Optimierung der Brenngaserzeugung für Brennstoffzellen in Kraftfahrzeugen. **In:** *Berichte des Forschungszentrums Jülich 3127*, Forschungszentrum Jülich, 1995
- [18] DICKS, A. L.: Hydrogen generation from natural gas for the fuel cell systems of tomorrow. **In:** *Journal of Power Sources* 61 (1996), S. 113–124
- [19] DIENHART, H. et al.: Ökologische und ökonomische Bewertung von PEFC-BHKW am Beispiel einer Nahwärmeversorgung. **In:** *Elektrizitätswirtschaft* 97 (1998), S. 50–53
- [20] DRESCHER, I.: *Kinetik der Methan-Dampf-Reformierung*. Forschungszentrum Jülich, Institut für Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik, 1999

- [21] DREWAG: *DREWAG- Preise und Tarife für Privatkunden*. Stadtwerke Dresden GmbH, Internetpräsentation, 2002
- [22] DRIBBISCH, M.: Thermodynamisches Potenzial von Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit Nachschaltprozessen. **In:** *34. Kraftwerkstechnisches Kolloquium*, Dresden, 24./25.09.2002
- [23] DT. BUNDESTAG, 12. W.: *Schlussbericht der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre"* Drucksache 12/8600, 31.10.94
- [24] ENERGIE TECHNIK, VDI G.: Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen. **In:** *VDI Berichte 1383, Düsseldorf* (1998)
- [25] ESAG: *Information - Vergütung Stromeinspeisung inkl. vermiedenes Netznutzungsentgelt für Anlagen ohne Lastprofilmessung - Niederspannung*, Energieversorgung Sachsen Ost AG, 2003
- [26] FRENI, S. et al.: Hydrogen production from methane through catalytic partial oxidation reactions. **In:** *Journal of Power Sources* 87 (2000), S. 28–38
- [27] GEIGER, B. et al.: Analyse, Synthese und Entwicklung des Stromverbrauchs und Leistungsbedarfs im Sektor Haushalte der BRD. **In:** *VDI-Berichte* Nr. 1190 (1995), S. 59–77
- [28] GÖRICKE, P.: Alternativen einer progressiven Energieversorgung mit Erdgas – dezentral oder zentral. **In:** *34. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Dresden* (24./25.09.2002)
- [29] GURAU, V. et al.: An Analytical Solution of a Half-Cell Model for PEM Fuel Cells. **In:** *Journal of Electrochemical Society* 147 (2000), S. 2168–2477
- [30] HAMANN, C. H. et al.: *Elektrochemie*. Weinheim : Verlag Chemie, 1981
- [31] HANDKE, J.: Technische und wirtschaftliche Aspekte zum Einsatz von Brennstoffzellen in der Gebäudeversorgung. **In:** *VDI Berichte* 1383 (1998), S. 229–243
- [32] HÄRTEL, H.: *Gekoppelte Strom- Wärmeerzeugung für ein Einfamilienhaus mit Brennstoffzelle* TU Dresden, 1997
- [33] HARTMANN, Th.: *Bedarfsgeregelte Wohnungslüftung*. Institut für Thermodynamik und TGA, TU Dresden, 2001
- [34] HASSMANN, K.: Brennstoffzellen kombiniert mit Gasturbinen - Chancen im Kraftwerkmarkt der Zukunft. **In:** *Wingas-Forum*. documenta-Halle, Kassel : Wingas, 06./07.09.2000
- [35] HAUCK, M.: *SOLSTICE (SOLar inverter, Selfsupplying, Transformerless with Intelligent Control and high Efficiency)*. Elektrotechnisches Institut, Universität Karlsruhe, 1991
- [36] HEIDELCK, R.: *Aktualisierung der Basisdaten für den Primärenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor zur ganzheitlichen Bewertung verschiedener Heizungssysteme* Hannover, Karlsruhe : Fachinformationszentrums Karlsruhe, Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik, 1999
- [37] HEINZEL, A. et al.: Grundlagen der Brennstoffzellentechnologie (Teil II). **In:** *Brennstoffzellen - Entwickler und Anwender berichten*, OTTI - Energie Kolleg, 2002
- [38] HEINZEL, Angelika et al.: Reforming of natural gas - hydrogen generation for small scale stationary fuel cell systems. **In:** *Journal of Power Sources* 105 (2002), S. 202–207
- [39] HEINZEL, A. et al.: Internationaler Stand und Erfahrungsbericht zur PEM-Brennstoffzelle in der Hausenergieversorgung. **In:** *Brennstoffzellen - Entwickler und Anwender berichten*, OTTI - Technik Kolleg, 2002
- [40] HIRSCHENHOFER, J. H.: 1996 Fuel Cell Status. 2675 Morgantown Road, : Parsons Power Group Inc, 1996
- [41] HOHENWARTER, U. et al.: Know How Transfer durch Demonstrationsprojekte anhand des Brennstoffzellen-BHKW in Gleisdorf. (2001), S. 3–7

-
- [42] HÜBNER, P.: Reformierung von Kohlenwasserstoffen zur Wasserstoffherzeugung für Brennstoffzellen. **In:** *Brennstoffzellen - Entwickler und Anwender berichten*, OTTI - Energie Kolleg, 2002
- [43] HUHNS, J.: *Technische Thermodynamik, Teil 2: Wärmeübertragung* TU Dresden, Institut für Thermodynamik und TGA, Lehrgebiet für Wärme- und Stoffübertragung
- [44] HUTTER, C. et al.: *Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung. Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft (Teil 2)*. München : Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Prof. Dr.-Ing. U. Wagner, Dezember 1999
- [45] ISONO, T. et al.: Development of high-performance PEFC module operated by reformed gas. **In:** *Journal of Power Sources* 86 (2000), S. 269–273
- [46] JORDAN, L. R. et al.: Diffusion layer parameters influencing optimal fuel cell performance. **In:** *Power Sources* (2000)
- [47] KÖNIG, S. et al.: Brennstoffzellen-Systeme für Wohn- und Hotelobjekte. **In:** *BWK* (2002), S. 58–62
- [48] KORDESCH, K. et al.: *Fuel cells and their applications*. Weinheim : VCH Verlagsgesellschaft, 1996
- [49] KRUEHL, J.: *Beitrag zur energiewirtschaftlichen Bewertung des Brennstoffzelleneinsatzes in der Gebäudeenergieversorgung*, Universität Hannover, Fachbereich Maschinenbau, Hannover., 1999
- [50] KURR, et al.: *Brennstoffzellen-Studie - Ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen*. Frankfurt/ Main : Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V., 1998
- [51] LEDJEFF-HEY, K.; et al.: *Brennstoffzellen*. Heidelberg : C. F. Müller Verlag, 2001
- [52] LEE, J.H. et al.: Modeling fuel cell stack system. **In:** *Journal of Power Sources* 73 (1998), S. 229–241
- [53] LEHMANN, A. et al.: Electricity and heat via Natural Gas Reforming/ PEMFC for Residential Power Supply. **In:** *Fuel Cell Seminar*. Portland, Oregon, USA, 2000, S. 313–316
- [54] LEISTEN, R. et al.: Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellenanlagen. **In:** *BWK* (2002), S. 48–52
- [55] LOOSE, Peter: Der Tagesgang des Trinkwasserbedarfs. **In:** *HLH Bd.42 Nr. 2* (1991), S. 108 – 121
- [56] MAIER, G. et al.: Sulpho-Pendent Poly (Ether ketone) s for Solid Polymer Electrolyte Membranes. **In:** *1st European PEFC Forum - Proceedings* Lucerne/ Switzerland : Felix N. Büchi, Günther G. Sherer, Alexander Wokaun, 2.-6. July 2001
- [57] MANN, J. C. et al.: Development and application of generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell. **In:** *Journal of Power Sources* 86 (2000), S. 173–180
- [58] MENZER, R. et al.: Analysis of energy and water management in terms of fuel-cell electricity generation. **In:** *Journal of Power Sources* 71 (1998), S. 294–301
- [59] MOLL, W. et al.: Studie zum Einsatz von SOFC-Brennstoffzellen in Braunkohlekraftwerken. **In:** *10. DVV Kolloquium "Hochtemperaturbrennstoffzellen und katalytische Verbrennung"* (1996)
- [60] OERTEL, T.: *TA-Projekt "Brennstoffzellen-Technologie" - Endbericht* TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2000
- [61] OETJEN, H.-F. et al.: Performance Data of a Proton Exchange Membrane Fuel Cell using H₂/CO as Fuel Gas. **In:** *The Electrochemical Society* 143 (1996), S. 38383842
- [62] ENERGY, U.S. D.: *Fuel Cells - A Handbook*. Office of Fossil Energy, Morgantown Energy Technology Center, Morgantown, West Virginia, January 1994
- [63] PRATER, K. B.: **In:** *Journal of Power Sources* 51 (1994), S. 129

- [64] RAAK, H.: Die Sulzer Hexis Story: Der Weg zur Kommerzialisierung des Brennstoffzellen-Heizgerätes. **In:** *Brennstoffzellen - Entwickler und Anwender berichten* Ulm/ Neu-Ulm : OTTI Energie-Kolleg, 07.-09.10.2002
- [65] RIGGENBACH, S.: *Persönliches Gespräch, Brennstoffzellen-Fachforum, 08.10.2002*
- [66] ROHLAND, B. e.: The PEMFC-intergrated CO oxidation - a novel method of simplifying the fuel cell plant. **In:** *Journal of Power Sources* 84 (1999), S. 183–186
- [67] ROHLAND, B. et al.: Die Brennstoffzellen-Hausheizung als dezentrale stromerzeugende Heizungsanlage ohne Schadstoffemission. **In:** *VDI-Berichte, Band 1321*. Bochum, : Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, 1997
- [68] ROHLAND, B. et al.: *Entwicklung und Erprobung von 0,5 ... 5 kW PEM-FC als stromerzeugende Heizungsanlage*. Baden Württemberg, Ulm : Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, 1998
- [69] SATTLER, P. et al.: Benutzerverhalten und elektrischer Energieverbrauch im Haushalt. **In:** *e & i* 113. Jg., H 3 (1996), S. 205–211
- [70] SCHEFFLER, J.: Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden. **In:** *BWK* 11 (2001), S. 50–55
- [71] SCHMIDT, Uwe R. F.: *Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme - GEMIS-Handbuch* Darmstadt : Institut für angewandte Ökologie e.V., 2003
- [72] SCHMITZ, S.: Thermodynamische Analyse eines Brennstoffzellen-Systems zur dezentralen Energieversorgung. **In:** *Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Energietechnik*, VDI, 2002
- [73] SCHNEIDER, Martin: *Messtechnische Untersuchungen an einer PEM-Brennstoffzelle* TU Dresden, Institut für Energietechnik, 1998
- [74] SCHNURNBERGER, W. et al.: PEM-Brennstoffzellen für die stationäre Anwendung. **In:** *VDI Berichte* 1383, S. 191–207
- [75] SCHOLTA, J. et al.: Lowcost Stromversorgung mit Niedertemperatur-Brennstoffzellen im kleinen Leistungsbereich. **In:** *Brennstoffzellen, Entwickler und Anwender berichten* Neu-Ulm : OTTI Energie-Kolleg, 07.-09.10.2002
- [76] SCHOLTA, J.: Low cost Stromversorgung mit Niedertemperatur-Brennstoffzellen im kleinen Leistungsbereich. **In:** *OTTI Energiekolleg* (7./9.10.2002)
- [77] SCHOLTA, J.: Persönliches Gespräch, ZSW Ulm, 09.10.2002.
- [78] SISHTLA, C. et al.: Performance and endurance of a PEMFC operated with synthetic reformatte fuel cell. **In:** *Journal of Power Sources* 71 (1998), S. 249–255
- [79] SUSAI, T. et al.: Develpment of a 1 kW polymer electrolyte fuel cell power source. **In:** *Journal of Power Sources* 92 (2001), S. 131–138
- [80] THORSTENSEN, B. et al.: A prametric study of fuel cell system efficiency under full andpart load operation. **In:** *Journal of Power Sources* 92 (2001), S. 9–16
- [81] TITELGESCHICHTE, BWK: Im Zeitplan - Hot Module auf dem Weg zur Serie. **In:** *BWK* 54 (2002), S. 6–7
- [82] Transsolar Energietechnik GmbH. Stuttgart: *TRNSYS - a transient system simulation program* 1996. – Beschreibung
- [83] VDEW: *Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundes-deutschen Haushalte während eines Jahres*. Frankfurt/ Main : Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V., 1985
- [84] VDEW: *Strommarkt 1998*. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., 1999

-
- [85] VIRJI, M.B.V. et al.: Effect of operating pressure on the system efficiency of methane-filled solid polymer fuel cell source. **In:** *Journal of Power Sources* 71 (1998), S. 337–347
- [86] WAGNER, N. et al.: Entwicklungslinien auf dem Gebiet der Membran-Brennstoffzelle (PEFC). **In:** *Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 1999-2000* (1999), S. 11–19
- [87] WAGNER, U: *Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk*. München : Wasserstoff-Initiative Bayern, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2002
- [88] WEISSERMEHL, K.: *Industrielle Organische Chemie, Bedeutende Verfahren und Zwischenprodukte*. VCH, S. 22-28, 1994
- [89] WÖHR, M. et al.: Instationäre Modellbildung und Simulation einer Polymer-Membran-Brennstoffzelle (PEFC). **In:** *3. Ulmer Elektrotechnische Tage* (1995), S. 315–334
- [90] YOSHITAKE, M. et al.: Development of Membrane and MEA for PEFC at Asahi Glass Co.,Ltd. **In:** *1st European PEFC Forum, Proceedings*. Lucern/ Switzerland : Felix N. Büchi, Günther G. Sherer, Alexander Wokaun, 2.-6.July 2001
- [91] *Elektrotechnischer Großhandel (Hrsg.): Elektrogeräte mit Anschlusswerten 1993/94*
- [92] *DIN 4701 : Regeln für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden*
Teil 1 : Grundlagen der Berechnung
Teil 2 : Tabellen, Bilder, Algorithmen
Teil 3 : Auslegung von Raumheizeinrichtungen
- [93] *DIN 4708 -3: Zentrale Brauchwasser-Erwärmungsanlagen*
- [94] *VDI 2067 Blatt 12: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung*
- [95] *Viessmann-Messestand, ISH Frankfurt, 2003, persönliche Mitteilung*

A Anlagen

A.1 Parameter der Brenngasaufbereitung

| Brenngasaufbereitung | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----------------------|--------|--------|
| Energie | Ort | Eintritt | WÜ1 | DR | POX | WÜ2 | HTS | WÜ3 | LTS | WÜ4 | Kondens. Selox/ Luft | SeIOx | |
| Enthalpiedifferenz | W | 0,0 | 277,1 | 182,8 | -182,8 | -196,8 | -115,9 | -252,8 | -24,3 | -110,8 | 0,0 | 2,3 | -25,8 |
| Temperatur | °C | 25 | 250 | 750 | 750 | 750 | 400 | 400 | 200 | 200 | 110 | 110 | 110 |
| Molanteil | | | | | | | | | | | | | |
| CH4 | mol/mol | 0,238 | 0,238 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| CO | mol/mol | 0,000 | 0,000 | 0,083 | 0,117 | 0,114 | 0,020 | 0,020 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,000 | 0,000 |
| CO2 | mol/mol | 0,000 | 0,000 | 0,083 | 0,063 | 0,065 | 0,140 | 0,140 | 0,157 | 0,157 | 0,157 | 0,000 | 0,157 |
| H2 | mol/mol | 0,000 | 0,000 | 0,583 | 0,361 | 0,385 | 0,427 | 0,427 | 0,444 | 0,444 | 0,444 | 0,000 | 0,434 |
| H2O (g) | mol/mol | 0,000 | 0,071 | 0,250 | 0,000 | 0,027 | 0,044 | 0,044 | 0,028 | 0,028 | 0,028 | 0,000 | 0,027 |
| H2O (l) | mol/mol | 0,071 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| N2 | mol/mol | 0,545 | 0,545 | 0,000 | 0,458 | 0,409 | 0,368 | 0,368 | 0,368 | 0,368 | 0,368 | 0,790 | 0,378 |
| O2 | mol/mol | 0,145 | 0,145 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,210 | 0,003 |
| Volumenstrom | Nm³/h | 1,89 | 2,04 | 0,29 | 2,42 | 2,71 | 3,02 | 3,02 | 3,02 | 3,02 | 3,02 | 0,07 | 3,10 |
| Molenstrom | mol/s | 0,0253 | 0,0253 | 0,0036 | 0,0300 | 0,0336 | 0,0375 | 0,0375 | 0,0375 | 0,0375 | 0,0375 | 0,0009 | 0,0384 |

Tabelle A.1: Temperaturen, Molanteile, Volumen-/ Molenströme und ab- oder zuzuführende thermische Leistungen der Brenngasaufbereitungsstufen für ein PEMFC-Stack mit 10 Zellen

A.2 Parameter der Anodenrestgas-Verbrennung

| Komponente | Anode aus/ Brenner ein 80°C Molanteil mol/mol | Brenner aus 120°C Molanteil mol/mol | Brenner aus 120°C Vol.-Anteil Vol%_tr |
|------------|---|--|--|
| CH4 | 0,0000 | 0,0000 | 0,00 |
| CO | 0,0000 | 0,0000 | 0,00 |
| CO2 | 0,1771 | 0,1863 | 20,79 |
| H2 | 0,0989 | 0,0000 | 0,00 |
| H2O (g) | 0,0000 | 0,1040 | - |
| H2O (l) | 0,0000 | 0,0000 | - |
| N2 | 0,6564 | 0,6906 | 77,08 |
| O2 | 0,0676 | 0,0191 | 2,14 |

Tabelle A.2: Molare Zusammensetzung des Anodenrestgases vor und nach der Nachverbrennung

A.3 Berechnungen zur Nutzwärmeauskopplung

A.3.1 Nutzwärmeauskopplung aus der Brenngasaufbereitung

Bilanz um Wärmeübertrager:

$$\dot{H}_{ein,j} = \dot{H}_{aus,j} + \dot{Q}_{PK,j} + C_j \frac{\partial t_j}{\partial \tau} + \dot{Q}_{Verl,j} \quad (\text{A.1})$$

Enthalpiedifferenz des Gasgemisches:

$$\Delta \dot{H}_j = \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{j,aus} - \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{j,ein} \quad (\text{A.2})$$

Nutzwärmeübergabe an den Primärkühlkreis:

$$\dot{Q}_{PK} = \Delta \dot{H}_{W\ddot{U}4} + \Delta \dot{H}_{W\ddot{U}5} + \Delta \dot{H}_{W\ddot{U}6} + \Delta \dot{H}_{W\ddot{U}7} + \Delta \dot{H}_{W\ddot{U}8} - C_{BGA} \frac{\partial t_{BGA}}{\partial \tau} - \dot{Q}_{Verl} \quad (\text{A.3})$$

mit

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{PK} &= \dot{m}_{PK} \cdot c_W \cdot (t_{BGA,ein} - t_{BGA,aus}) \\ \dot{Q}_{Verl} &= \sum (k_{W\ddot{U}} \cdot A_{BGA})_j \cdot (t_{BGA} - t_U) \\ C_{BGA} &= \sum (m_i \cdot c_{p,i})_j \\ t_{BGA} &= \frac{t_{BGA,ein} + t_{BGA,aus}}{2} \end{aligned}$$

Temperatur des Kühlwassers, welches die Brenngasaufbereitung verlässt, nach der allgemeinen Form einer partiellen Differenzialgleichung erster Ordnung mit Bestimmung der Konstanten:

$$\begin{aligned} \frac{\partial t_{BGA,aus}}{\partial \tau} &= C_1 \cdot t_{BGA,aus} + C_2 \\ C_1 &= - \frac{2\dot{m}_{PK} \cdot c_W + \sum (k_{W\ddot{U}} A_{BGA})}{C_{BGA}} \\ C_2 &= \left(\Delta \dot{H}_{W\ddot{U}4} + \Delta \dot{H}_{W\ddot{U}5} + \Delta \dot{H}_{W\ddot{U}6} + \Delta \dot{H}_{W\ddot{U}7} + \Delta \dot{H}_{W\ddot{U}8} \right) \cdot \frac{2}{C_{BGA}} \\ &+ \frac{\left(2\dot{m}_{PK} \cdot c_W - \sum (k_{W\ddot{U}} A_{BGA}) \right) \cdot t_{BGA,ein} + 2 \cdot \sum (k_{W\ddot{U}} A_{BGA}) \cdot t_U}{C_{BGA}} \end{aligned}$$

A.3.2 Nutzwärmeauskopplung aus der Anodenrestgasverbrennung

Bilanzierung um die Brennkammer:

$$\dot{H}_{ARG} + \dot{H}_{Luft} = \dot{H}_{Abg} + \dot{Q}_{PK} + C_{Br} \frac{\partial t_{Br}}{\partial \tau} + \dot{Q}_{Verl} \quad (A.4)$$

Enthalpieänderung des Gasgemisches während der Verbrennung:

$$\begin{aligned} \dot{H}_{Luft} &= 0 \\ \dot{H}_{ARG} &= \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{ARG} \\ \dot{H}_{Abg} &= \sum \left[\left(\bar{c}_{pi} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{Abg} \end{aligned}$$

mit

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{PK} &= \dot{m}_{PK} \cdot c_W \cdot (t_{Br,aus} - t_{Br,ein}) \\ \dot{Q}_{Verl} &= k_{Br} \cdot A_{Br} \cdot (t_{Br} - t_U) \\ C_{Br} &= \sum (m_i \cdot c_{p,i}) \\ t_{Br} &= \frac{t_{Br,ein} + t_{Br,aus}}{2} \end{aligned}$$

partiellen Differenzialgleichung erster Ordnung mit Bestimmung der Variablen C_1 und C_2 :

$$\frac{\partial t_{Br,aus}}{\partial \tau} = C_1 \cdot t_{Br,aus} + C_2$$

$$\begin{aligned} C_1 &= -\frac{2\dot{m}_{PK} \cdot c_W + k_{Br} A_{Br}}{C_{Br}} \\ C_2 &= \left\{ \sum \left[\left(\bar{c}_{p,i} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{ARG} - \sum \left[\left(\bar{c}_{p,i} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{Abg} \right\} \cdot \frac{2}{C_{Br}} \\ &\quad + \frac{(2\dot{m}_{PK} \cdot c_W - k_{Br} A_{Br}) \cdot t_{Br,ein} + 2 \cdot k_{Br} A_{Br} \cdot t_U}{C_{Br}} \end{aligned}$$

A.3.3 Nutzwärmeauskopplung mit teilweiser Kondensation

Gesamtbilanz um $W\ddot{U}1$ und $W\ddot{U}2$:

$$\dot{Q}_{PK} = \Delta\dot{H}_{W\ddot{U}1} + \Delta\dot{H}_{W\ddot{U}2} - C_{Kond} \frac{\partial t_{Kond}}{\partial \tau} - \dot{Q}_{Verl} \quad (\text{A.5})$$

mit den allgemeinen Beziehungen für die Enthalpieänderung des Gasgemisches:

$$\Delta\dot{H}_{W\ddot{U}1/W\ddot{U}2} = \sum \left[\left(\bar{c}_{p,i} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{aus} - \sum \left[\left(\bar{c}_{p,i} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{ein} \quad (\text{A.6})$$

PK-Temperatur am Wärmeübertrager-Ausgang nach dem analytischen Ansatz mit Bestimmung der Konstanten:

$$\begin{aligned} \frac{\partial t_{Kond,aus}}{\partial \tau} &= C_1 \cdot t_{Kond,aus} + C_2 \\ C_1 &= - \frac{2\dot{m}_{PK} \cdot c_W + k_{Kond} A_{Kond}}{C_{Kond}} \\ C_2 &= \left\{ \sum \left[\left(\bar{c}_{p,i} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{Kond,aus} \right. \\ &\quad \left. - \sum \left[\left(\bar{c}_{p,i} \Big|_{298}^T \cdot \Delta T + \Delta_B h_i \right) \cdot \dot{n}_i \right]_{Kond,ein} \right\} \cdot \frac{2}{C_{Kond}} \\ &\quad + \frac{\left(2\dot{m}_{PK} \cdot c_W - k_{Kond} A_{Kond} \right) \cdot t_{Kond,ein} + 2 \cdot k_{Kond} A_{Kond} \cdot t_U}{C_{Kond}} \end{aligned}$$

A.4 Anschlusswerte und Verbräuche von Haushaltsgeräten

| Gerät | Energieverbrauch (kWh/a) | Stromanteil (%) |
|-------------------------------------|-----------------------------|--------------------|
| Kühl-Gefrierkombination | 620 | 28,1 |
| Fernseher | 170 | 7,7 |
| Radio /Hifi-Gerät | 120 | 5,4 |
| Bügeleisen | 40 | 1,8 |
| Staubsauger | 50 | 2,3 |
| Dunstabzugshaube | 40 | 1,8 |
| Fön | 20 | 0,9 |
| Beleuchtung (50% Energiesparlampen) | 220 | 10 |
| Aggregatbereitschaft | 400 | 18,1 |
| Umwälzpumpen | 300 | 13,6 |
| Waschmaschine (warmwasserversorgt) | 160 | 7,2 |
| Wäschetrockner (gasbeheizt) | 30 | 1,4 |
| Kochherd - erdgasbetrieben | | |
| Geschirrspüler (warmwasserversorgt) | 40 | 1,8 |

Tabelle A.3: Energieverbrauch von Haushaltsgeräten und deren Anteile am Gesamtstrombedarf [23]

| Technisches Gerät | Anschlusswert in kW | | |
|----------------------|---------------------|-------------------|---------------|
| | niedrige Leistung | mittlere Leistung | hohe Leistung |
| Herd | 3,30 | 6,00 | 12,00 |
| Waschmaschine | 2,20 | 3,40 | 6,20 |
| Wäschetrockner | 2,00 | 2,70 | 3,30 |
| Geschirrspüler | 2,40 | 3,40 | 5,10 |
| Backofen | 3,00 | 3,00 | 5,00 |
| Kaffeautomat | 0,50 | 0,75 | 1,20 |
| Mikrowelle | 0,80 | 1,10 | 1,40 |
| Toaster | 0,50 | 1,00 | 2,00 |
| Bügeleisen | 0,80 | 1,00 | 1,20 |
| Wasserkocher | 0,35 | 1,60 | 2,00 |
| Fön | 0,30 | 0,55 | 1,00 |
| Gefriergerät | 0,08 | 0,18 | 0,28 |
| Kühlschrank | 0,06 | 0,12 | 0,25 |
| Küchenmaschine | 0,10 | 0,30 | 0,50 |
| Dunstabzug | 0,14 | 0,22 | 0,25 |
| Fernsehgerät | 0,08 | 0,18 | 0,35 |
| Stereo-Anlage | 0,04 | 0,08 | 0,10 |
| Beleuchtung pauschal | 2,00 | 3,00 | 5,00 |
| Summe | 18,65 | 28,58 | 47,13 |

Tabelle A.4: Anschlusswerte elektrischer Geräte in Abhängigkeit von verschiedenem hersteller- und systemabhängigen Leistungsbedarf [1]

A.5 Lastgänge

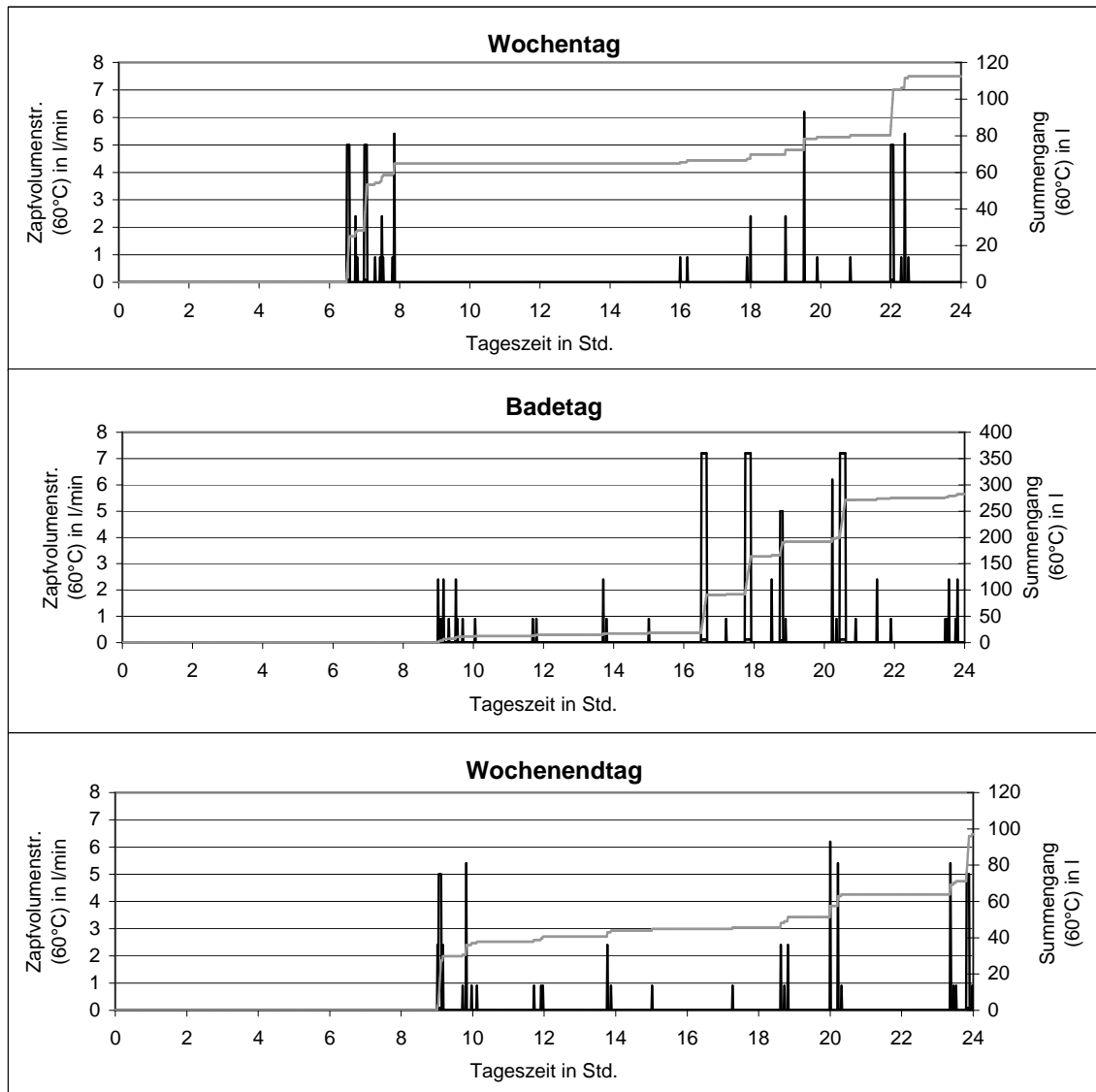


Abb. A.1: Zapfprofile und Summenganglinie (bezogen auf 60°C) für die Tagestypen

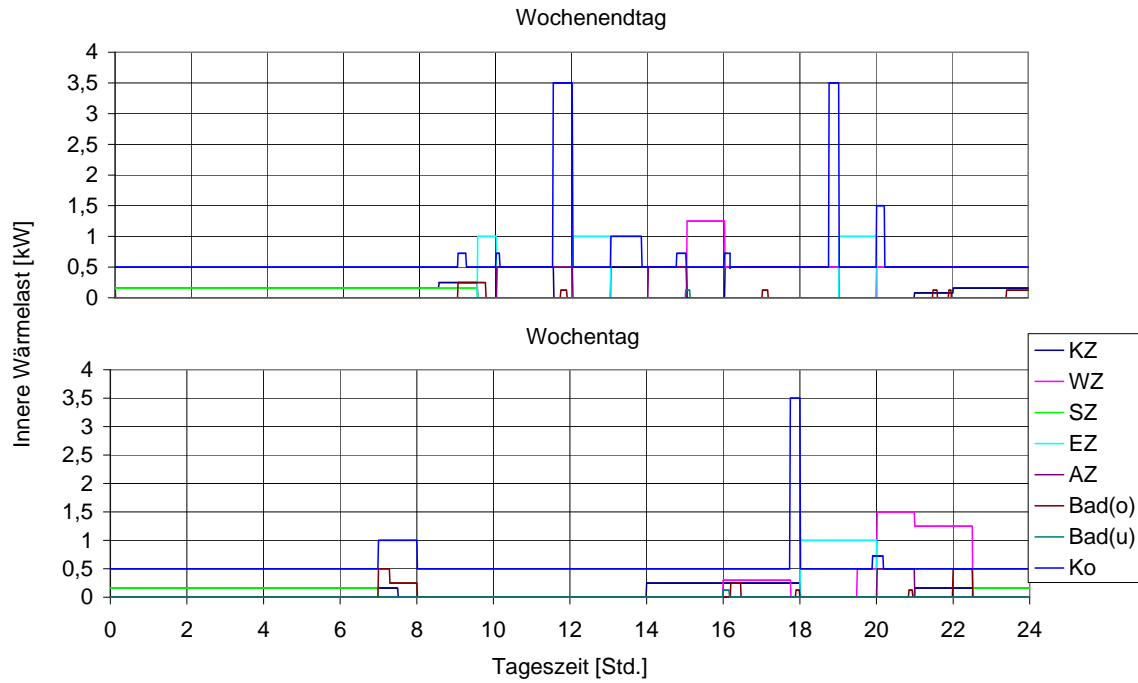


Abb. A.2: Verläufe der inneren Wärmequellen für beide Tagestypen

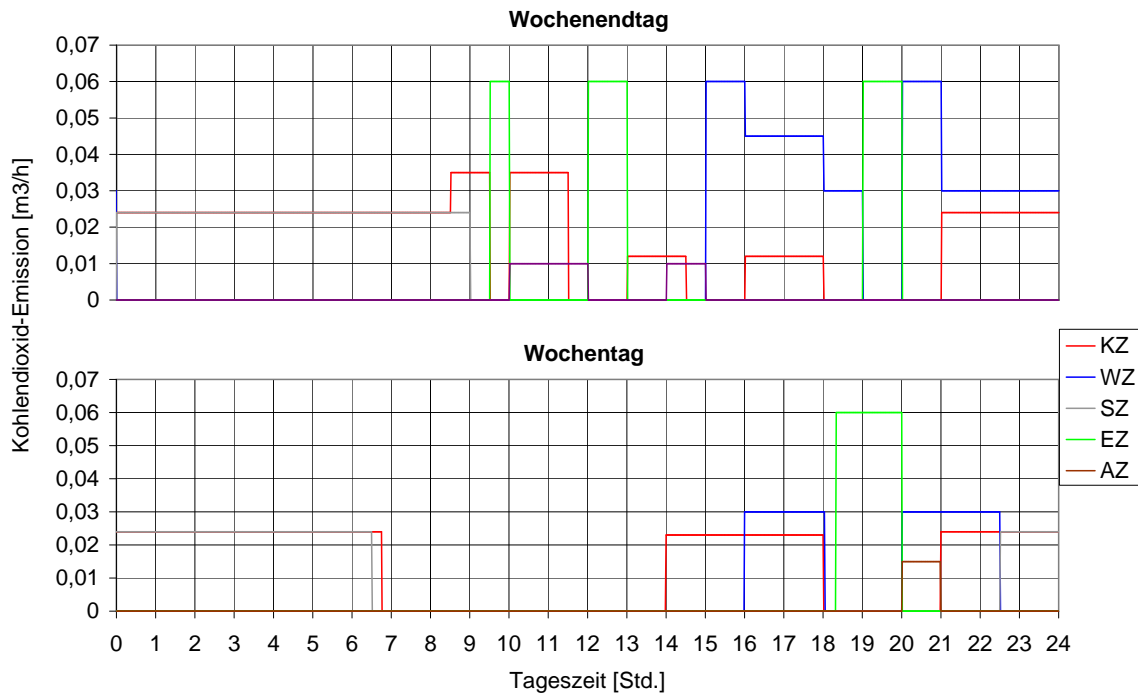


Abb. A.3: Verläufe der CO_2 -Emissionen für beide Tagestypen

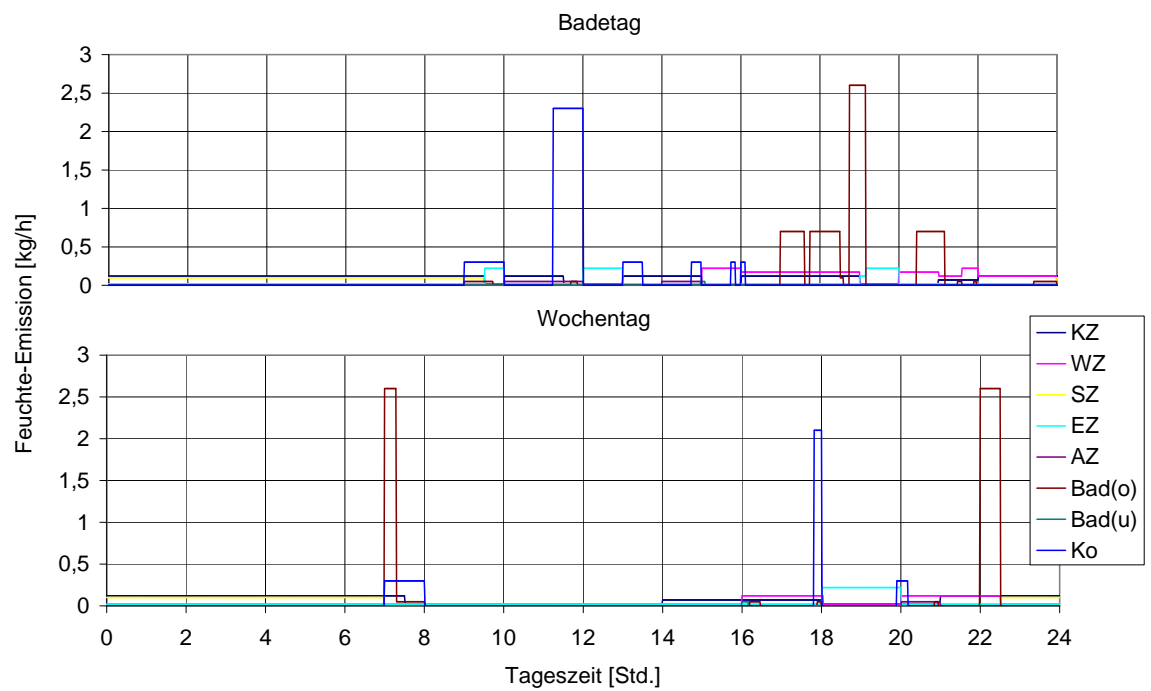


Abb. A.4: Verlauf der Feuchtelasten

A.6 Berechnung der Grenzinvestitionskosten

1. BZH-Anlage ($P_{el} = 1,04 \text{ kW}$) mit Spitzenlastkessel, Stack-Wechsel alle 5 Jahre:

$$K = -I_{0,BZH} - \frac{I_{0,BZH}}{\xi \cdot q^z} - \frac{I_{0,BZH}}{\xi \cdot q^{2z}} \cdots - \frac{I_{0,BZH}}{\xi \cdot q^{n-z}} - \frac{0,25 \cdot I_{0,BZH}}{q^n} + (BK_{Kessel} - BK_{BZH}) \cdot b$$

$$\text{mit: } b = \frac{q^n - 1}{q^n \cdot (q - 1)} = 12,46$$

$$\text{und: } q = 1 + i = 1,05$$

$$K = 0 = -I_{0,BZH} - \frac{I_{0,BZH}}{3 \cdot 1,05^5} - \frac{I_{0,BZH}}{3 \cdot 1,05^{10}} - \frac{I_{0,BZH}}{3 \cdot 1,05^{15}} - \frac{0,25 \cdot I_{0,BZH}}{1,05^{20}} + (BK_{Kessel} - BK_{BZH}) \cdot b$$

$$I_{0,BZH} = \frac{(1990 - 1552) \cdot 12,46}{1 + \frac{1}{3 \cdot 1,05^5} + \frac{1}{3 \cdot 1,05^{10}} + \frac{1}{3 \cdot 1,05^{15}} + \frac{0,25}{1,05^{20}}}$$

$$I_{0,BZH} = 3172 \text{ €}$$

2. BZH-Anlage ($P_{el} = 1,04 \text{ kW}$) mit Spitzenlastkessel, jährlicher Stack-Wechsel:

$$K = 0 = -I_{0,BZH} - \frac{I_{0,BZH}}{3 \cdot 1,05^1} - \frac{I_{0,BZH}}{3 \cdot 1,05^2} \cdots - \frac{I_{0,BZH}}{3 \cdot 1,05^{19}} - \frac{0,25 \cdot I_{0,BZH}}{1,05^{20}} + (BK_{Kessel} - BK_{BZH}) \cdot b$$

$$I_{0,BZH} = \frac{(1990 - 1552) \cdot 12,46}{5,12}$$

$$I_{0,BZH} = 1066 \text{ €}$$

3. BZH-Anlage ($P_{el} = 5,14 \text{ kW}$) ohne Spitzenlastkessel:

$$K = 0 = -(I_{0,BZH} - I_{0,K}) - \frac{I_{0,BZH}}{\xi \cdot q^z} - \frac{I_{0,BZH}}{\xi \cdot q^{2z}} \cdots - \frac{I_{0,BZH}}{\xi \cdot q^{n-z}} - \frac{0,25 \cdot I_{0,BZH}}{q^n} + (BK_{Kessel} - BK_{BZH}) \cdot b$$

$$\text{mit: } I_{0,K} = 3500 \text{ €}$$

$$I_{0,BZH}^{(5)} = \frac{(1990 - 1379) \cdot 12,46 - 3500}{1 + \frac{1}{3 \cdot 1,05^5} + \frac{1}{3 \cdot 1,05^{10}} + \frac{1}{3 \cdot 1,05^{15}} + \frac{0,25}{1,05^{20}}} = 6460 \text{ €}$$

$$I_{0,BZH}^{(1)} = \frac{(1990 - 1379) \cdot 12,46 - 3500}{1 + \frac{1}{3 \cdot 1,05^1} + \frac{1}{3 \cdot 1,05^2} + \cdots + \frac{1}{3 \cdot 1,05^{19}} + \frac{0,25}{1,05^{20}}} = 2161 \text{ €}$$

A.7 Thermische und elektrische Wochenverläufe

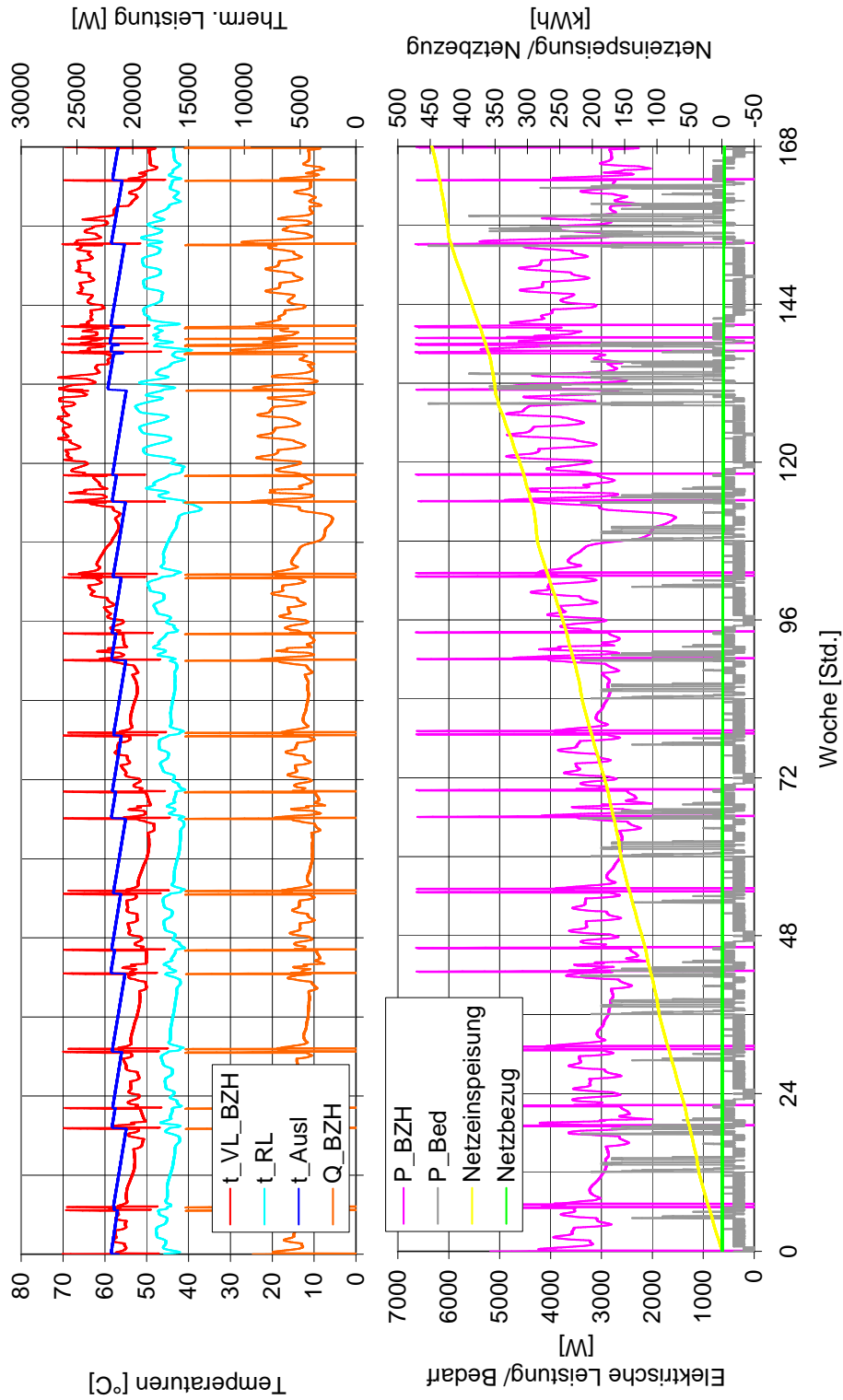


Abb. A.5: Verlauf wesentlicher thermischer und elektrischer Größen bei BZH ($\dot{Q}_{BZH} = 15,2 \text{ kW}/P_{el} = 5,14 \text{ kW}$) ohne Spitzenlastkessel, Winterwoche, Basisregelung

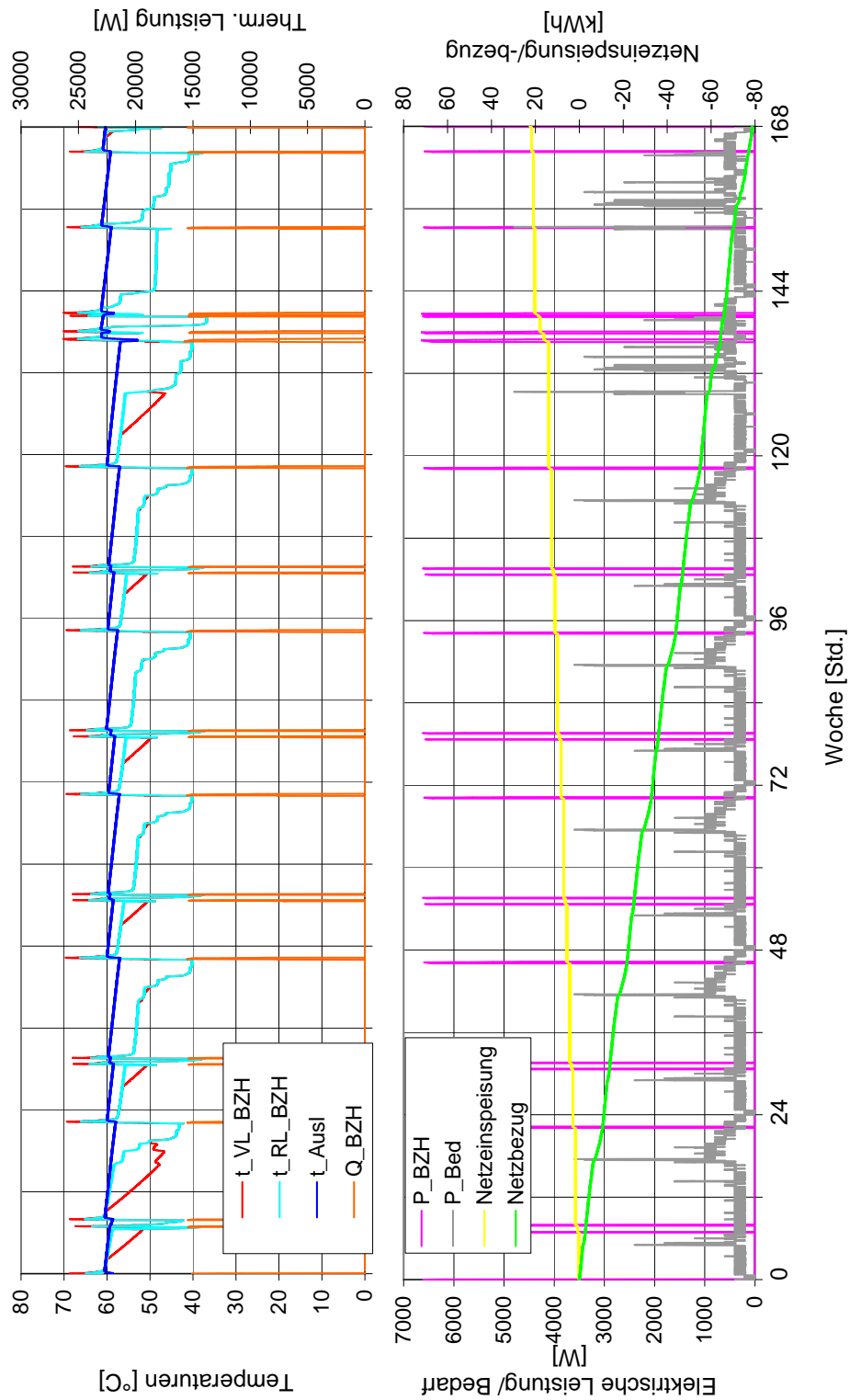


Abb. A.6: Verlauf wesentlicher thermischer und elektrischer Größen bei BZH ($\dot{Q}_{BZH} = 15,2 \text{ kW}/P_{el} = 5,14 \text{ kW}$) ohne Spitzenlastkessel, Sommerwoche, Basisregelung

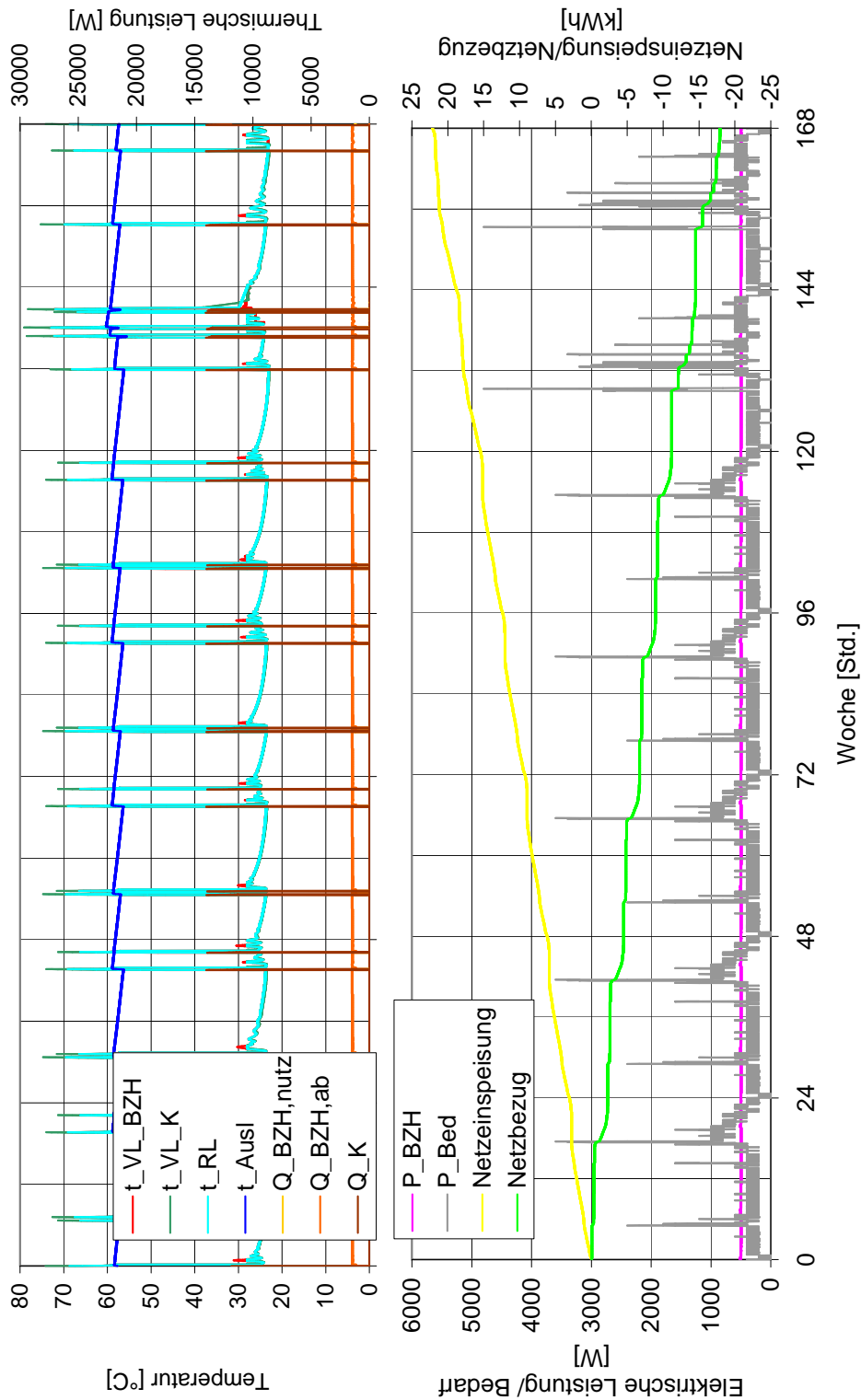


Abb. A.7: Verlauf wesentlicher thermischer und elektrischer Größen bei konstantem BZH-Betrieb ($\dot{Q}_{BZH} = 1,23 \text{ kW} / P_{el} = 0,52 \text{ kW}$) mit BW-Spitzenlastkessel, Sommerwoche

