



Technische Universität München
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Entwicklung einer prädiktiven Regelung für einen Prosumer mit Brennstoffzelle und Wärmepumpe

Dipl.-Ing. Univ. Mark Johannes Windeknecht

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender:

Prof. Dr.-Ing Dr. h. c. Ralph Kennel

Prüfer der Dissertation:

1. Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff

Die Dissertation wurde am 10.01.2019 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 21.06.2019 angenommen.

Kurzzusammenfassung

In dieser Arbeit wurde das Potential eines Prosumers, zukünftig netzdienlich Strom zu erzeugen und zu verbrauchen, untersucht. Es zeigte sich, dass der hier betrachtete einzelne Prosumer nur ein geringes Potential für netzdienliche Leistungen besitzt. Darüber hinaus wurde durch eine Abschätzung der möglichen Entwicklung der Anlagenzahl auf das deutschlandweite Potential geschlossen. Sie können auch auf nationaler Ebene keinen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Letztlich wurde noch die Wirtschaftlichkeit eines Prosumers betrachtet. Es wurde festgestellt, dass dieser mit den aktuellen Subventionsmechanismen nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.

Um diese Aussage treffen zu können wurde in der vorliegenden Arbeit eine skalierbare, prädiktive Regelung für den Prosumer entwickelt. Sie basiert auf einer Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit Hilfe Neuronaler Netze und der Bestimmung der Einsatzzeitpunkte der Wärmepumpe analog zur Lösung des Knapsack-Problems. Die entwickelte Regelung liefert sehr gute Ergebnisse für die Wahl der optimalen Laufzeiten des Prosumers.

Der betrachtete Prosumer mit einer Brennstoffzellen-nKWK-Anlage/Wärmepumpe versorgt ein Einfamilienhaus mit Strom und Wärme. Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen eignen sich besonders wegen ihres sehr hohen elektrischen Wirkungsgrads, auch bei geringen Leistungen, für den Einsatz in modernen Einfamilienhäusern mit geringem Wärmebedarf. Für eine Simulation des Prosumers mit Brennstoffzelle existierten keine ausreichenden Leistungsdaten, so dass diese zu Beginn der Arbeit auf einem Brennstoffzellen-Prüfstand gemessen werden mussten.

Abstract

This work determines the potential of a prosumer for grid-friendly generation and consumption of electricity. It is shown that individual prosumers have only a small potential for grid services. Furthermore, an estimate of the possible accumulation of the number of prosumers is used to draw conclusions about the nationwide potential. Even at the national level they cannot provide a substantial contribution to grid stability. Finally, the economic feasibility of a prosumer is considered. It is found that prosumers cannot be economical on the basis of the current subsidies.

In order to achieve these goals, a scalable, predictive control system is developed for the prosumer. It is based on the prediction of heat consumption make us of neural networks and the determination of the heat pump operation analogous to the solution of the Knapsack problem. The developed control system provides good results for the optimal operation times of the prosumer.

The considered prosumer with a fuel cell cogeneration system/heat pump supplies a single-family house with electricity and heat. Due to their very high electrical efficiency, even at low power, fuel cell combined heat and power systems are particularly suitable in modern single-family houses with low heating requirements. There were no sufficient performance data of the fuel cell to simulate the prosumer, so these were measured on a test bench initially.

Danksagung

Meine Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik hat mir die Möglichkeit eröffnet, sehr frei meinem Interesse an der Energietechnik und -wirtschaft und speziell dem Bereich der dezentralen Kraftwärmekopplung nachzugehen. In der lehrreichen Zeit durfte ich wichtige Erfahrungen sammeln, für die ich sehr dankbar bin. Dafür möchte ich mich vornehmlich bei Herrn Professor Hamacher und Herrn Professor Wagner bedanken. Schließlich gilt mein besonderer Dank Herrn Professor Wagner für die Betreuung und die wertvollen Ratschläge zum Gelingen meiner Arbeit.

Darüber hinaus bin ich Herrn Dr. Tzscheuschler für die Zusammenarbeit und die Unterstützung bei meiner Forschungstätigkeit im Brennstoffzellen-nKWK-Bereich sehr dankbar. Diese Tätigkeit hatte auch einen hohen praktischen Anteil, bei dem ich von Herrn Werthmüller und Herrn Hilgers sehr hilfsbereit unterstützt wurde, herzlichen Dank auch dafür.

Ergänzend zu meiner Tätigkeit am Lehrstuhl hat mir die IGSSE viele Möglichkeiten eröffnet, mich außerfachlich weiterzubilden. Dafür und auch für die Betreuung möchte ich mich insbesondere bei Frau Professorin Nemeth bedanken. Mein weiterer Dank gilt den Mitgliedern meiner IGSSE Forschungsgruppe für ihre Unterstützung: Frau Professorin Endres, Herrn Sänger und Herrn Dr. Lindauer.

Wichtig für das Gelingen meiner Arbeit waren natürlich meine Kolleginnen und Kollegen, die mir in vielen Diskussionen und vor allem bei schwierigen Herausforderungen zur Seite standen. Stellvertretend für sie alle möchte ich hier Herrn Sänger hervorheben, der mich durch sein umfassendes Wissen hervorragend bei meiner Dissertation unterstützt hat. Vielen Dank.

Schließlich gilt meinen Eltern ein ganz besonderer Dank. Sie haben mir die Möglichkeit für diese Dissertation eröffnet und das in mich gesetzte Vertrauen auf dem Weg dorthin nie verloren. Darüber hinaus möchte ich besonders meinem Vater und meiner Stiefmutter für ihre Unterstützung und ihr engagiertes Lektorat danken. Eine besondere Bürde hatte meine Freundin Tina zu tragen, die diese Arbeit sehr geduldig begleitet und mir die erforderliche Energie geschenkt hat. Allen Vorgenannten möchte ich von ganzem Herzen danken!

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Forschungsfragen	4
1.3	Vorgehen.....	5
2	Grundlagen und Stand der Technik.....	7
2.1	Strommarkt	7
2.2	nKWK.....	13
2.2.1	Verbrennungsmotor	15
2.2.2	Stirlingmotor.....	15
2.2.3	Brennstoffzelle	17
2.3	Betriebsweisen der nKWK-Anlagen	27
2.4	Leistungsmessung der BlueGEN-nKWK-Anlage	31
2.4.1	Aufbau des Prüfstandes.....	34
2.4.2	Thermische Leistung der BlueGEN	40
2.4.3	Abgastemperaturen.....	41
2.4.4	Wirkungsgrade der BlueGEN	43
2.5	Wärmepumpe.....	44
2.5.1	Das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe.....	45
2.5.2	Energetische Kennzahlen	46
2.6	Lastmanagement mit Wärmepumpen	47
2.7	Kombination von nKWK mit Wärmepumpe als Prosumer	54
2.8	Wärmebedarfsvorhersage	55
3	Regelung des Prosumers	59
3.1	Strommarktmodell für den Prosumer	59
3.2	Steuerung der BlueGEN	62
3.3	Regelung der Wärmepumpe	64
3.4	Entwicklung der Vorhersage mit Neuronalen Netzen.....	66
3.4.1	Neuronale Netze.....	66
3.4.2	Festlegung der Netzparameter	71
3.5	Bestimmung des optimalen Fahrplans der Wärmepumpe.....	76
4	Modellierung und Simulation	82
4.1	Gebäudemodell in SimulationX	83
4.2	Ergebnisse für die Regelung des Prosumers.....	84
4.2.1	Steuerung der Brennstoffzelle	84
4.2.2	Regelung der Wärmepumpe	85
5	Ergebnisse und Potentiale.....	88
5.1	Simulationsergebnisse	88
5.2	Potentieller Beitrag zur Netzstabilität	95
5.3	Finanzielle Betrachtung	97
6	Zusammenfassung und Ausblick	104
7	Anhang.....	106
7.1	Messergebnisse der thermischen Leistung der BlueGEN.....	106
7.2	Strombörsenpreise.....	108
7.3	Festlegung der Netzparameter	109
7.3.1	Prozentualer Fehler des Leven-Marquardt-Algorithmus	109
7.3.2	Prozentualer Fehler der Bayesian Regularization	113
7.4	Detaillierte Informationen zur Modellierung und Simulation.....	117

7.4.1	Detaillierte Informationen zum Gebäudemodell in SimulationX	117
7.4.2	Modellierung der Regelung des Prosumers	122
7.5	Ergebnisse der Simulationen.....	125
7.6	Annahmen und Ergebnisse der finanziellen Betrachtung	126
8	Bibliography	131

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Aufbau der Arbeit.....	6
Abbildung 2:	Zeitliche Rahmenbedingungen der Regelleistung [B60, p. 1].....	9
Abbildung 3:	Energieaufwand getrennter und gekoppelter Erzeugung zur Versorgung eines Einfamilienhauses im Vergleich.....	13
Abbildung 4:	Funktionsprinzip einer KWK-Anlage mit Verbrennungsmotor [B50, p. 1].....	15
Abbildung 5:	Funktionsprinzip einer KWK-Anlage mit Stirlingmotor	16
Abbildung 6:	Prinzipieller Aufbau einer Membran-Elektroden-Einheit [B18, p. 1].....	17
Abbildung 7:	Prinzipieller Aufbau einer PEMFC [B55, p. 1]	18
Abbildung 8:	Prinzipieller Aufbau einer nKWK-Anlage mit PEMFC [B48, p. 1].....	19
Abbildung 9:	Prinzipieller Aufbau einer SOFC [B85, p. 1].....	21
Abbildung 10:	Aufbau einer Festoxid-Brennstoffzellen-KWK-Anlage	22
Abbildung 11:	Entwicklung der PEMFC-Systempreise in Abhängigkeit von kumulierten Installationen von 2005 bis 2015 [B97, p. 353]	24
Abbildung 12:	Übersicht der thermischen und elektrischen Leistung von nKWK-Anlagen in Deutschland in 2017	27
Abbildung 13:	Thermische und elektrische Leistung der BlueGEN [B61, p. 5].....	32
Abbildung 14:	Abgas-Wärmeübertrager der BlueGEN.....	33
Abbildung 15:	Aufbau des Brennstoffzellen-nKWK-Prüfstandes	34
Abbildung 16:	Aufbau der Messdatenerfassung, -verarbeitung und -speicherung	36
Abbildung 17:	Thermische Leistung der Brennstoffzelle bei 500 Wel in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur	40
Abbildung 18:	Thermische Leistung der Brennstoffzelle bei 1500 Wel in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur	41
Abbildung 19:	Abgastemperaturen der BlueGEN bei 500 Wel in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur	42
Abbildung 20:	Abgastemperaturen der BlueGEN bei 1,5 kWel in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur	42
Abbildung 21:	Entwicklung des Wirkungsgrades der BlueGEN bei 1500W über fast 20.000 h.....	43
Abbildung 22:	Elektrischer Wirkungsgrad der BlueGEN in Abhängigkeit ihrer Leistung.....	44
Abbildung 23:	Das T-s Diagramm (links) und die dazugehörigen Komponenten (rechts) des Wärmepumpen-Kreisprozesses [B76]	45
Abbildung 24:	Energieflussbild einer Kompressions-Wärmepumpe [B65, p. 1]	46
Abbildung 25:	Lastprognoseverfahren [B72, p. 330].....	55
Abbildung 26:	Aufbau der Regelung des Prosumers aus BlueGEN und Wärmepumpe.....	59
Abbildung 27:	Entwicklung des Gaspreises für Unternehmen in Deutschland [B81, p. 22].....	63
Abbildung 28:	Funktionsweise eines “rolling horizon” für die Einsatzplanung einer Wärmepumpe	64
Abbildung 29:	Regelung der Wärmepumpe des Prosumers	65
Abbildung 30:	Diagramm einer McCulloch-Pitts-Zelle nach Minsky [B1]	67
Abbildung 31:	“Natürliches Vorbild und maschinelle Umsetzung für ein einzelnes Neuron sowie ein neuronales Netz“ [B42, p. 89]	67

Abbildung 32: “Struktur des Seriell-Parallel-Modells (links) und des Parallel-Modells (rechts)” [B42, p. 93]	69
Abbildung 33: Struktur des Neuronalen Netzes mit Ein- und Ausgang	70
Abbildung 34: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 4-Wochen-Trainingsdaten und Leven-Marquardt-Algorithmus	72
Abbildung 35: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 4-Wochen-Trainingsdaten und Leven-Marquardt-Algorithmus	73
Abbildung 36: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 4-Wochen-Trainingsdaten und Bayesian Regularization-Algorithmus.....	73
Abbildung 37: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 4-WochenTrainingsdaten und Bayesian Regularization-Algorithmus.....	74
Abbildung 38: Vergleich von Verbrauch und Prognose mit Leven-Marquardt-Algorithmus und Bayesian Regularization bei optimalen Netzparametern.....	75
Abbildung 39: Aufbau des Kombispeichers.....	77
Abbildung 40: Co-Simulation und Programmaufruf	82
Abbildung 41: Überblick auf das Gebäudemodell in SimulationX.....	83
Abbildung 42: Beispiel für die Steuerung der Brennstoffzelle	85
Abbildung 43: Beispiel 1 für die entwickelte Regelung der Wärmepumpe.....	85
Abbildung 44: Beispiel 2 für die entwickelte Regelung der Wärmepumpe.....	86
Abbildung 45: Verteilung des Strombezugs der Wärmepumpe im Referenzfall und als Prosumer auf Preiskategorien im Jahr 2020	89
Abbildung 46: Lastverschiebung der Wärmepumpe in Abhängigkeit des Speichervolumens in 2020	89
Abbildung 47: Verluste durch eine netzdienliche Betriebsweise in Abhängigkeit der Speichergröße im Jahr 2020.....	90
Abbildung 48: Jährliche Stromkosten für den Prosumer nach dem Spotmarktmodell im Jahr 2020	91
Abbildung 49: Verteilung des Strombezugs der Wärmepumpe im Referenzfall und als Prosumer auf Preiskategorien im Jahr 2030	92
Abbildung 50: Lastverschiebung der Wärmepumpe in Abhängigkeit des Speichervolumens in 2030	93
Abbildung 51: Verluste aufgrund der netzdienlichen Betriebsweise in Abhängigkeit der Speichergröße im Jahr 2030.....	93
Abbildung 52: Jährliche Stromkosten für den Prosumer nach dem Spotmarktmodell im Jahr 2030.....	94
Abbildung 53: Darstellung der einzelnen Kostenannuitäten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2016.....	99
Abbildung 54: Darstellung der einzelnen Kostenannuitäten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2020.....	100
Abbildung 55: Darstellung der einzelnen Kostenannuitäten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2030.....	102
Abbildung 56: Thermische Leistung der BlueGEN bei 700 Wel in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur	106

Abbildung 57: Thermische Leistung der BlueGEN bei 900 Wel in Abhängigkeit zur Rücklauf­temperatur	106
Abbildung 58: Thermische Leistung der BlueGEN bei 1100 Wel in Abhängigkeit zur Rücklauf­temperatur	107
Abbildung 59: Thermische Leistung der BlueGEN bei 1300 Wel in Abhängigkeit zur Rücklauf­temperatur	107
Abbildung 60: Strompreis Day-Ahead-Markt EPEX Spot 2015.....	108
Abbildung 61: Grenzkostenpreise für die Stromerzeugung 2020 [B42, pp. 16–18].....	108
Abbildung 62: Grenzkosten für die Stromerzeugung 2030 [B42, pp. 16–18]	109
Abbildung 63: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 3-Wochen-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus	109
Abbildung 64: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 3-Wochen-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus	110
Abbildung 65: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 2-Wochen-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus	110
Abbildung 66: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 2-Wochen-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus	111
Abbildung 67: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Woche-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus	111
Abbildung 68: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Woche-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus	112
Abbildung 69: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Tag-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus	112
Abbildung 70: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Tag-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus	113
Abbildung 71: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 3-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization	113
Abbildung 72: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 3-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization	114
Abbildung 73: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 2-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization	114
Abbildung 74: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 2-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization	115
Abbildung 75: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization	115
Abbildung 76: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization	116
Abbildung 77: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Tag-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization	116
Abbildung 78: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Tag-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization	117
Abbildung 79: Anwesenheitsprofil des Einfamilienhauses	119
Abbildung 80: Das Simulink-Modell der Regelung des Prosumers.....	123

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Reaktionsgleichungen bei PEMFC [B22, p. 2]	18
Tabelle 2:	Reaktionsgleichungen bei der Dampfreformierung [B22, p. 241]	20
Tabelle 3:	Reaktionsgleichungen bei Festoxid Brennstoffzellen [B22, p. 208]	21
Tabelle 4:	Übersicht über derzeit und zukünftig am Markt erhältliche SOFC-nKWK-Anlagen	23
Tabelle 5:	Übersicht über derzeit und zukünftig am Markt erhältliche PEMFC-nKWK-Anlagen..	23
Tabelle 6:	Vermarktungsmöglichkeiten Leistung und Energie Virtueller Kraftwerke [B53, p. 118]	30
Tabelle 7:	Messgeräte und relative Fehler [B51, p. 61]	37
Tabelle 8:	Maximale relative und absolute Abweichung bei 1500 Wel und 235 Wth der BlueGEN	39
Tabelle 9:	Energetische Kennzahlen der Wärmepumpe [B69, p. 102]	47
Tabelle 10:	Analyse der Strompreisdaten für die Jahre 2015, 2020 und 2030 [B42, pp. 16–18] ...	62
Tabelle 11:	Übersicht der Anlagenzahl, Leistung und Energie der Prosumer.....	96
Tabelle 12:	Zusammenfassung der Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2016	99
Tabelle 13:	Zusammenfassung der Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2020	101
Tabelle 14:	Zusammenfassung der Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2030	102
Tabelle 15:	Übersicht der physikalischen Werte des Gebäudes	118
Tabelle 16:	Übersicht der verschiedenen Typtage nach VDI 4655 [B92, pp. 7–8].....	120
Tabelle 17:	Maximale Warmhalteverluste nach EU 812/2013 für Warmwasserspeicher [B13, p. 3]..	121
Tabelle 18:	Ergebnisse der Simulationen für das Jahr 2020 im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb	125
Tabelle 19:	Ergebnisse der Simulationen für das Jahr 2030 zum wärmegeführten Betrieb.....	125
Tabelle 20:	Finanzfaktoren für die Berechnung nach VDI 2067	126
Tabelle 21:	Investitionskosten für die Komponenten des Prosumers	127
Tabelle 22:	Anlagenförderung in betrachteten Jahren	128
Tabelle 23:	Einnahmen und Kosten aus dem Betrieb der Anlage	128
Tabelle 24:	Abschreibungs- und Förderzeiträume [B93, pp. 21–23]	129
Tabelle 25:	Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2016	129
Tabelle 26:	Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2020	130
Tabelle 27:	Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2030	130

Abkürzungsverzeichnis

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BF_i	Bewertungsfunktion im Intervall i
C	Benötigte Wärmeenergie für die nächsten 24 h
COP	Coefficient of performance
c_p Abgas	Spezifische Wärmekapazität des Abgases
c_p Wasser	Spezifische Wärmekapazität des Wassers
$\Delta(\Delta T)_{abs}$	Absolute Abweichung der Temperaturdifferenz
$\Delta(\Delta T)_{rel}$	Relativer Fehler der Temperaturdifferenz
$\Delta\eta_{el,rel}$	Relative Abweichung des Wirkungsgrades
$\Delta H_{i,Erdgas,rel}$	Relative Abweichung des Heizwerts unter Normbedingungen
$\Delta P_{el,rel}$	Relative Abweichung der elektrischen Leistung
$\Delta p_{Erdgas,rel}$	Relative Abweichung Erdgasdrucks
$\Delta P_{Erdgas,rel}$	Relative Abweichung der Gasleistung
$\Delta P_{th,rel}$	Relative Abweichung der thermischen Leistung
ΔT_{abs}	Absolute Messabweichung der Temperatur
$\Delta T_{Abgas/Wasser}$	Temperaturdifferenz zwischen Abgas und Kühlwasser
$\Delta T_{Erdgas,abs}$	Absolute Abweichung der Erdgastemperatur
$\Delta T_{RL,abs}$	Absolute Messabweichung der Rücklauftemperatur
$\Delta T_{VL,abs}$	Absolute Messabweichung der Vorlauftemperatur
$\Delta \dot{V}_{Erdgas,rel}$	Relative Abweichung des Erdgas-Volumenstroms
$\Delta \dot{V}_{n,Erdgas,rel}$	Relative Abweichung des Normvolumenstroms des Erdgases
$\Delta \dot{V}_{rel}$	Relative Abweichung des Volumenstroms
DR	Demand-Response
DSM	Demand-Side-Management
$\varepsilon_{A,W}$	Anlagen-Leistungszahl
$\varepsilon_{C,W}$	Carnot-Leistungszahl
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E_{el}	Elektrische Energiemenge
e_{Gas}	kWh_{th} Gas pro kWh_{el} Strom
$E_{Speicher}$	Nutzbarer Energieinhalt des Speichers
$E_{Speicher i}$	Speicherinhalt im Intervall i
$E_{Speicher max}$	Maximaler Speicherinhalt
$E_{Speicher min}$	Minimaler Speicherinhalt
$E_{WP i}$	Produzierte Wärmeenergie im Intervall i
$E_{Wv i}$	Wärmeverbrauch im Intervall i
gk_{Gas}	Grenzkosten für Gas pro kWh_{el}
$H_{i,n,Erdgas}$	Heizwert des Erdgases unter Normbedingungen
h_v	Verdampfungsenthalpie
η_{BG}	kWh_{el} Strom pro kWh_{th} Gas der BlueGEN
η_c	Carnot-Wirkungsgrad

η_{el}	Elektrischer Wirkungsgrad
JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
k_{Gas}	Preis pro kWh _{th} Gas
$k_{Strom\ i}$	Stromkosten im Intervall i
K_{Strom}	Stromkosten für die nächsten 24 h
$K_{Strom\ Spotmarkt}$	Durchschnittlicher Day-Ahead-Preis
$K_{Strom\ Spotmarkt\ i}$	Day-Ahead-Preis im Intervall i
$K_{Strom\ Verbraucher}$	Durchschnittlicher Haushaltsstrompreis
$K_{Strom\ Verbraucher\ i}$	Haushaltsstrompreis im Intervall i
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LR	Lernrate
MAE	Mean average error
MEE	Membran-Elektroden-Einheit
MID	Magnetisch-induktiver Durchflussmesser
MPC	Model predictive control
\dot{m}_{Abgas}	Abgas-Massenstrom
$\dot{m}_{Kondensat}$	Kondensat-Massenstrom
\dot{m}_{Wasser}	Wasser-Massenstrom
NARX	Nonlinear autoregressive with exogenous input
NI	National Instruments
nKWK	Nano-Kraft-Wärme-Kopplung
NOE	Nonlinear output error
P_{el}	Elektrische Leistung
PEMFC	Polymer exchange membran fuel cell
p_{Erdgas}	Erdgasdruck
P_{Erdgas}	Zugeführte Leistung durch Erdgas
$P_{Kompressor}$	Leistung des Kompressors
p_n	Normdruck
Prosumer	Producer and consumer
$P_{Strom\ i}$	Strompreis im Intervall i
P_{th}	Thermische Leistung
PV	Photovoltaik
q_{ab}	Abgeführte Wärme
q_{zu}	Zugeführte Wärme
Q_{HW}	Heizwärmebedarf
$\dot{Q}_{Nutzwärme}$	Nutzbare thermische Leistung
$Q_{Nutzwärme}$	Nutzbare thermische Energie
Q_W	Wärmebedarf
Q_{WW}	Warmwasserbedarf
RSME	Root mean squared error
σ	Stromkennzahl
SOFC	Solid oxide fuel cell

$t_{\text{ambient } i}$	Außentemperatur im Intervall i
T_A	Mittlere Tagesaußentemperatur
$T_{\text{Abgas Aus}}$	Abgastemperatur nach dem Wärmeübertrager
$T_{\text{Abgas Ein}}$	Abgastemperatur vor dem Wärmeübertrager
TDL	Time delayed layer
T_{Erdgas}	Erdgastemperatur
$T_{\text{heiß}}$	Temperatur der Wärmequelle
t_j	Temperatur der Speicherschicht j
T_{kalt}	Temperatur der Wärmesenke
$T_{\text{Kondensation}}$	Kondensationstemperatur
t_{max}	Maximal gemessene Temperatur in °C
t_{Messung}	Messzeitraum
T_n	Normtemperatur
$t_{\text{Rücklauf}}$	Temperatur des Rücklaufs in den Speicher
$T_{\text{Verdampfung}}$	Verdampfungstemperatur
$T_{\text{Wasser 1-6}}$	Temperaturmessstelle 1-6
$T_{\text{Wasser Aus}}$	Temperatur des Vorlaufs nach dem Wärmeübertrager
$T_{\text{Wasser Ein}}$	Temperatur des Rücklaufs vor dem Wärmeübertrager
U_{rev}^0	Reversibles Zellpotenzial
VBH	Vollbetriebsstunden
\dot{V}_{HK}	Volumenstrom Heizkreis
\dot{V}_{KK}	Volumenstrom Kühlkreis
\dot{V}_{Erdgas}	Erdgasvolumenstrom
$\dot{V}_{n,\text{Erdgas}}$	Erdgasvolumenstrom bei Normbedingungen
$W_{\text{Kompressor}}$	Arbeit des Kompressors
x_i	Lösungsvektor des Optimierungsproblems
X_{Strom}	Verhältnis Spotmarktpreis zu Verbraucherpreis

Indizes

A	Außentemperatur
abs	Absolut
BG	BlueGEN
C	Carnot
el	Elektrisch
HK	Heizkreis
i	Inferior = unterer
i	Intervall i
j	Speicherschicht j
KK	Kühlkreis
max	Maximal
min	Minimal
n	Normbedingungen
p	Peak
p	Konstanter Druck
th	Thermisch
rev	Reversibel
WP	Wärmepumpe
WV	Wärmeverbrauch
v	Verdampfung

1 Einleitung

1.1 Motivation

Schon seit Jahrzehnten werden Brennstoffzellen in der Raumfahrt und beim Militär erfolgreich eingesetzt. Im Gegensatz zu konventionellen Anlagen wandeln sie die Energie, die in Brennstoffen enthalten ist, durch eine chemische Reaktion direkt in elektrische Energie um. Dies bezeichnet man als kalte Verbrennung. Konventionelle Anlagen hingegen wandeln chemische Energie zunächst durch Verbrennung in thermische. Anschließend wird die thermische in mechanische und letztlich in elektrische Energie umgewandelt. Dieser bei konventionellen Anlagen erforderliche Umweg über die Wandlung in thermische und mechanische Energie erfordert bewegliche Teile und verursacht damit nicht nur potentielle Fehler-, Verschleiß- und Geräuschquellen, sondern auch erhebliche Effizienzverluste. Brennstoffzellen hingegen können potentiell eine höhere Zuverlässigkeit sowie einen geräuschärmeren und effizienteren Betrieb als konventionelle Energieerzeuger erreichen. Da ihre Herstellung bislang sehr kostenintensiv ist und keine ausreichenden Standzeiten erreicht werden können, ist die Anwendung von Brennstoffzellen heute aber vor allem auf spezielle Nutzungen – für die sichere Stromversorgung der Space Shuttles oder als geräuscharme Antriebe für U-Boote – beschränkt. Nach Jahrzehnten der Forschung und Entwicklung haben die ersten Brennstoffzellen-Modelle seit kurzem allerdings die allgemeine Marktreife erreicht [B17, p. 3]. Diese Brennstoffzellen werden dezentral in Nano-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (nKWK) eingesetzt und zur effizienten Versorgung kleiner Objekte, wie Ein- und Zweifamilienhäusern oder kleinen Betrieben, genutzt.

Die sich aktuell auf dem Markt befindenden Anlagenmodelle sind wegen ihrer hohen Produktionskosten noch sehr teuer, die Hersteller erwarten jedoch durch Skaleneffekte ein Sinken der Produktionskosten auf ein wettbewerbsfähiges Niveau gegenüber anderen nKWK-Anlagen [B33, p. 64]. Die aktuelle Generation der Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen liegt im Leistungsbereich um 1 kW_{el} . Die entsprechende thermische Leistung beträgt je nach elektrischem Wirkungsgrad zwischen $0,65$ und 2 kW (siehe Tabelle 4 und Tabelle 5), so dass zur ausreichenden Beheizung auch hochgedämmter Einfamilienhäuser noch ein zusätzlicher Wärmeerzeuger benötigt wird. Die geringen thermischen Leistungen und hohen elektrischen Wirkungsgrade stehen im Gegensatz zu den bisherigen nKWK-Anlagen. Diese sind mittlerweile thermisch für moderne, nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) errichtete Einfamilienhäuser überdimensioniert und erreichen so keine ausreichenden Jahreslaufleistungen, um wirtschaftlich zu werden [B74, p. 41] [B51, p. 182]. In modernen Einfamilienhäusern hingegen können mit der geringen Wärmeleistung der Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen hohe Laufleistungen und damit ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden. Falls es also eine Zukunft für die effizienten nKWK-Anlagen in hochgedämmten Einfamilienhäusern gibt, werden diese brennstoffzellenbasiert sein.

Nicht nur in der Brennstoffzellenforschung wurden in den letzten Jahrzehnten große Fortschritte erzielt. Auch in der Energieversorgung Deutschlands hat es aufgrund des Voranschreitens der

Energiewende große Veränderungen gegeben. Die Energiewandlungsprinzipien der erneuerbaren Energien basieren auf der erdnahen Energiedichte der Sonne und des Windes, die viel geringer ist als die Energiedichte, die bei Kernspaltung oder Kohleverbrennung generiert wird. Deshalb wird eine sonnen- und windbasierte Energieversorgung immer auf eine Vielzahl dezentraler Anlagen angewiesen sein, die die Umweltenergie großflächig nutzen. Deutschland wurde in den 90iger Jahren des vorigen Jahrhunderts von einer dreistelligen Zahl von Kraftwerken mit Strom versorgt. Aktuell existieren bei ca. 30 %iger regenerativer Stromversorgung allein 1,5 Millionen Solaranlagen [B3, p. 10]. Nicht nur die Stromerzeugung wird immer dezentraler werden, auch die Verbraucherseite wird sich verändern. Durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Rahmen hocheffizienter Wärmepumpen sowie der Elektrifizierung der Mobilität kommen zusätzliche dezentrale Verbraucher hinzu. Letztlich wird noch ein dritter Treiber der Dezentralität genannt [B3, p. 10]: die digitale Revolution, die die Vernetzung und Steuerung dezentraler Anlagen kostengünstig ermöglicht.

Diese Veränderungen durch die Energiewende werden sich auch auf die bestehenden, zur konventionellen Energieerzeugung ausgerichteten Stromnetze auswirken. Zunächst benötigen die zusätzlichen Stromverbraucher, die zukünftig in das Netz integriert werden, weitere Kapazitäten. Darüber hinaus werden Verbraucher und Produzenten in Zukunft immer weiter voneinander entfernt liegen, wenn keine großen Kraftwerke mehr in der Nähe zu Ballungszentren errichtet werden sondern in abgelegenen Regionen, in denen ein erhöhtes Aufkommen von regenerativen Energien zu verzeichnen ist. Die Leitung dieses regenerativen Stroms wird zusätzliche Netzkapazitäten erfordern, um zum Beispiel den Windstrom aus Offshore-Anlagen in der Nordsee im Süden Deutschlands zur Verfügung zu stellen. Diese zusätzlich benötigten Netzkapazitäten sollen in Deutschland in den nächsten Jahren mit Hilfe des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes und dem Energiewirtschaftsgesetz von 2011 ausgebaut werden.

Schon heute weisen die Netze nicht immer ausreichende Kapazitäten auf, weshalb es in den letzten Jahren schon vermehrt zu Netzengpässen gekommen ist. Dieser Zustand wird jedoch auch vom aktuell genutzten Modell des nationalen Stromhandels begünstigt, der sogenannten „Kupferplatte“. In diesem Modell wird davon ausgegangen, dass alle Stromerzeuger und -Verbraucher über eine große, sehr gut stromleitende Kupferplatte miteinander verbunden sind und es deshalb beim Handel von Strommengen zwischen Erzeuger und Verbraucher keine Restriktionen durch das Netz gibt.

Es stellt sich deshalb die Frage, ob der notwendige Netzausbau für das aktuelle Strommarktmodell durch geeignete Maßnahmen reduziert werden kann. Zur Reduzierung des Netzausbaus schlägt die Agora Energiewende zum Beispiel vor, zunächst die Entgelte, Abgaben und Umlagen an die Distanz zwischen Erzeuger und Verbraucher anzupassen [B3, p. 3]. Andere Ansätze zur Vermeidung eines massiven Netzausbaus, die diskutiert werden, sind miteinander vernetzte regionale Smart-Grids mit entsprechenden Strommärkten. Schaut man weiter in die Zukunft, in der Strom möglicherweise in Peer-to-Peer-Netzwerken über eine Blockchain direkt vertrieben und abgerechnet wird, könnte der Netzausbau auch durch von der Leitungsdistanz abhängige Netzentgelte zumindest teilweise reduziert werden, da so auf verbrauchernahe Stromquellen zurückgegriffen werden würde.

Der steigende Anteil an fluktuierender regenerativer Energie im Strommarkt wird neben dem notwendigen Netzausbau zum regionalen Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung auch einen

Ausgleich von fehlendem oder überschüssigem regenerativen Strom erfordern. Dies lässt sich auf der einen Seite durch flexible Erzeuger, auf der anderen Seite durch flexible Verbraucher realisieren. Beide würden auch besonders wichtig werden, falls der zukünftige Strommarkt verstärkt regional und mit angepassten Netzentgelten aufgestellt wäre und regionale Unterschiede in der regenerativen Erzeugung sich nicht einfach gegenseitig aufheben ließen. Dann wären größere Preisausschläge als an der aktuellen nationalen Strombörse ohne spezifische Netzentgelte möglich.

Die in diesem Szenario skizzierte Preisbildung würde zudem den Bau von benötigten flexiblen Verbraucher- und Erzeugeranlagen stärker incentivieren, da sie extreme Preisspitzen oder -täler zur Refinanzierung nutzen könnten. Aber auch beim gegenwärtigen nationalen Strommarkt gibt es durch Preisschwankungen Möglichkeiten, flexible Erzeuger und Verbraucher zu finanzieren. Es ist denkbar, die nötige Flexibilität durch verschiedene Technologien wie Batterien, Druckluftspeicher oder Spitzenlastkraftwerke zu realisieren. Dänemark, zum Beispiel, hat zum Ausgleich seines hohen Windstromanteils auf Quartiersebene Blockheizkraftwerke mit Speichern zur Versorgung von Fernwärmenetzen installiert. Diese gleichen die fehlende Stromerzeugung in windarmen Zeiten aus und können in windreichen Zeiten den überschüssigen Strom in die Wärmespeicher der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen mittels elektrischer Wärmepumpen einspeichern [B2, p. 34]. Dies ist nicht nur auf Quartiers-, sondern auch auf Gebäudeebene möglich.

Stromerzeugende Verbraucher, sogenannte **Pro(ducer+Con)sumer**, können dies auf Gebäudeebene leisten, wenn der Wärmeversorger elektrisch angetrieben wird. Diese kleinen Prosumer bestehen häufig aus der Kombination von PV-Anlage und Wärmepumpe und optimieren mit der Wärmepumpe meist die Quote des selbstgenutzten Stroms aus der eigenen PV-Anlage. Aufgrund der steuer- und abgabenfreien Nutzung von selbsterzeugtem Strom ist dies wirtschaftlich derzeit sehr vorteilhaft [B89, p. 1]. Da immer mehr derartiger dezentralen Anlagen entstehen, die sich nicht an den Kosten des Energiesystems beteiligen, könnte sich dies in Zukunft ändern. Der Gesetzgeber könnte zum Beispiel hier Anpassungen vornehmen, um die Abgaben nicht noch weiter steigen zu lassen. PV- und KWK-Anlagen größer als $10 \text{ kW}_{(p/el)}$ müssen jetzt bereits Anteile an der EEG-Umlage auf selbstgenutzten Strom zahlen. Dass die bestehende Bagatellgrenze möglicherweise zukünftig nicht mehr erhalten bleibt, hat die Abschaffung der Vergütung der vermiedenen Netzentgelte für KWK-Anlagen kleiner als 10 kW_{el} gezeigt [B36, p. 2507].

Diese vorstehend geschilderten tatsächlichen Veränderungen durch den Ausbau der erneuerbaren Energie wurden auch vom Gesetzgeber erkannt: Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat im Weißbuch Strommarkt 2.0 – „Strommarkt für die Energiewende“ – dargelegt, wie sich der Strommarkt, die Rolle der Akteure und dann die entsprechenden Gesetze verändern werden. Betrachtet man die Aussagen des Weißbuchs nun vor dem Hintergrund der anfangs beschriebenen brennstoffzellenbasierten nKWK-Anlagen, dann ergeben sich klare Anforderungen an ihren Betrieb im Strommarkt 2.0.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie betrachtet Kraft-Wärme-Kopplung allgemein als eine hocheffiziente und flexible Technologie, die Primärenergie einsparen und einen Ausgleich zu den fluktuierenden regenerativen Einspeisern bieten kann [B11, p. 77]. Dazu soll die Stromerzeugung dieser Anlagen auf Preissignale reagieren, weil die Marktpreise des Stroms in Zukunft die unverzerrte

Netzsituation wiedergeben sollen. Im Weißbuch rückt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie von dem Ziel, 25 % der gesamten Stromversorgung durch KWK-Anlagen zu realisieren, ab und bezieht die 25 % nur noch auf die thermische Stromerzeugung. Grund dafür ist der Widerspruch zwischen einer bis 2050 geplanten Versorgung zu 80 % mit erneuerbaren Energien einerseits und einem KWK-Anteil an der gesamten Stromerzeugung von 25 % andererseits. Mit der flexiblen bedarfsorientierten Einspeisung von Strom werden sich die Anlagen von einem passiven, effizienzgetriebenen zu einem aktiven, am Strommarkt ausgerichteten Betrieb wandeln müssen, um ihre Existenz- und damit auch Förderberechtigung zu erhalten. Derzeit werden Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen meist, wie fast alle nKWK-Anlagen, in Einfamilienhäusern wärmegeführt betrieben [B51, p. 4]. Damit die Anforderungen an den Strommarkt 2.0 erfüllt werden, müssen die nKWK-Anlagen auf einen netzgeführten Betrieb umgestellt werden, damit sie auf Preissignale reagieren können. Wie bereits vorstehend erläutert, benötigen die Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen außerdem einen zusätzlichen Wärmeerzeuger, weil die Wärmeleistung auch für ein modernes Haus nicht ausreicht. Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie angestrebte effiziente Kopplung des Strom- und Wärmesektors legt die Nutzung einer elektrischen Wärmepumpe nahe [B11, p. 70]. Darüber hinaus könnten, wie im Weißbuch gefordert, durch die vorgesehene Aggregation kleiner flexibler Verbraucher, wie diese Wärmepumpe, große virtuelle Verbraucher für das Lastmanagement zur Integration erneuerbarer Energien zur Verfügung gestellt werden [B11, p. 72]. Unabhängig vom Strommarkt 2.0 wurden in einer Forschungsarbeit die möglichen zusätzlichen Wärmeerzeuger für Brennstoffzellen untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass eine Wärmepumpe hinsichtlich Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit die optimale Lösung darstellt [B99, p. 8]. Durch die Kombination einer Brennstoffzellen-nKWK-Anlage mit einer Wärmepumpe würde der Anlagenbetreiber so gleichermaßen zu einem Energieproduzenten wie zu einem Konsumenten werden, einem **Prosumer**.

Neben den Anforderungen an einen Prosumer werden sich auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für ihn zukünftig verändern. Im Weißbuch wird ein neues Zielmodell für Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile beschrieben [B11, p. 69]. Dieses Modell soll unter anderem konsistente Antworten für die Frage der Kostenbegrenzung in der Energieversorgung und Versorgungssicherheit liefern. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie favorisiert dabei den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen durch einen von Subventionen unverzerrten Großhandelspreis für die Kostenbegrenzung. Gleichzeitig soll für die Versorgungssicherheit auch der systemdienliche Betrieb der Eigenerzeugungsanlagen sorgen. Langfristig ist deshalb mit dem Abbau der meisten Subventionen für KWK-Anlagen – unabhängig von ihrer Effizienz – zu rechnen. Bei den vermiedenen Netzentgelten sowie Abgaben auf Eigenverbrauch wurde schon begonnen und weitere werden folgen. Vor diesem Hintergrund ist es fraglich, ob sich brennstoffzellenbasierte nKWK-Anlagen in diesem Wettbewerb langfristig und ohne Subventionen durchsetzen können.

1.2 Forschungsfragen

Die geschilderten zukünftigen Rahmenbedingungen führen zu der Frage, welchen Beitrag zur Netzstabilität der Prosumer im Strommarkt 2.0 durch flexiblen Verbrauch und Erzeugung leisten kann und ob diese Anlagenkombinationen zukünftig wirtschaftlich betrieben werden können. Diese Fragen

lassen sich jedoch nur beantworten, wenn im Vorfeld damit verbundene untergeordnete Fragestellungen erörtert werden. Grundlegend stellt sich zunächst die Frage, was die am Markt verfügbare Hochtemperatur-Brennstoffzelle leisten kann. Dabei stehen insbesondere die thermische Leistung und die Degradation der Brennstoffzelle im Fokus. Nachdem die Leistungsfähigkeit der Brennstoffzelle nachgewiesen wurde, führt die Entwicklung einer Regelung für die Anlagen des Prosumers zur zentralen Frage dieser Arbeit: Mit welcher – in seiner Anwendung skalierbaren – Regelung können diese netzoptimiert betrieben werden?

Mit dieser Regelung kann der Prosumer schließlich simuliert und die initiale Frage nach seinem möglichen Beitrag zur Netzstabilität im Strommarkt 2.0 durch flexiblen Verbrauch und Erzeugung beantwortet werden. Zusammenfassend können die Forschungsfragen daher wie folgt formuliert werden:

- Wie groß sind die thermische und elektrische Leistung der Brennstoffzelle auf dem Prüfstand?
- Wie entwickelt sich der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle mit der Betriebsdauer?
- Mit welcher – in seiner Anwendung skalierbaren – Regelung können die Anlagen des Prosumers netzoptimiert betrieben werden?
- Welchen Beitrag kann der Prosumer zur Netzstabilität leisten?
- Können solche Prosumer zukünftig wirtschaftlich betrieben werden?

1.3 Vorgehen

Die Ziele dieser Arbeit beinhalten die Untersuchung der Wechselwirkungen im Betrieb zwischen Brennstoffzelle-nKWK-Anlage und Wärmepumpe, die sich nur durch die Kombination der Ergebnisse experimenteller Untersuchungen und theoretischer Simulationsmodelle erreichen lassen. Die experimentellen Untersuchungen waren unerlässlich, weil kaum unabhängige Daten von brennstoffzellenbasierten nKWK-Anlagen zur Verfügung standen, insbesondere nicht detaillierte Untersuchungen und Ergebnisse zur thermischen Leistung dieser Anlage, die von der Rücklaufemperatur vom Speicher abhängig ist. Deshalb wurde zunächst ein nKWK-Prüfstand für Brennstoffzellen errichtet und eine für den Prosumer geeignete brennstoffzellenbetriebene nKWK-Anlage untersucht. In Kapitel 2.4. werden der Prüfstandsaufbau sowie die gemessenen Ergebnisse für die elektrische und thermische Leistung der Anlage beschrieben (siehe Abbildung 1 linker Teil). So konnten die gemessenen Daten später nach der Modellerstellung über einen entsprechend programmierten Typ in die dynamische energetische Gebäudesimulation implementiert werden (siehe Abbildung 1 rechter Teil). Damit wurde eine weitgehend realitätsnahe Simulation der Brennstoffzellen-nKWK-Anlage gewährleistet, die Aufschluss über mögliche energetische Wechselwirkungen zwischen den Komponenten des Prosumers geben kann. Nach Vermessung der Anlage wurde die Regelung der Anlagen des Prosumers in Kapitel 3 entwickelt. Die Regelung wurde teilweise in MATLAB und teilweise in Simulink sowie einer neuartigen Kopplung beider entwickelt und später mittels einer Co-Simulation an die energetische Simulation in SimulationX angeschlossen (siehe Abbildung 40), wobei die Regelung des Prosumers in zwei Bereiche unterteilt wurde.

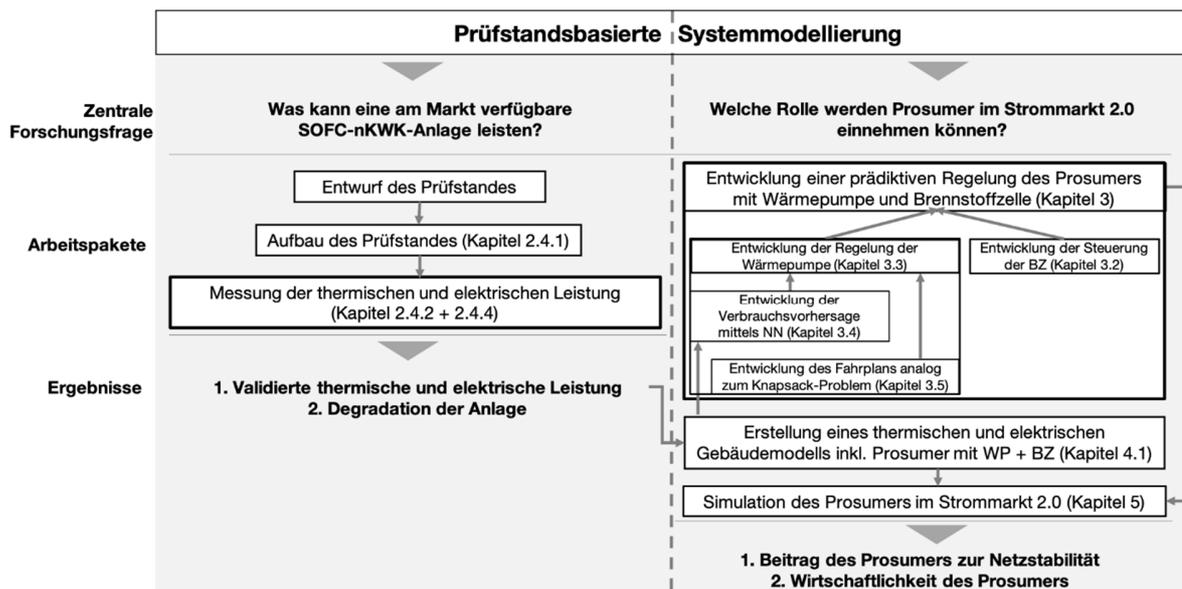


Abbildung 1: Aufbau der Arbeit

In Kapitel 3.2 wird zunächst beschrieben, wie die Leistung der Brennstoffzelle in Abhängigkeit vom Börsenstrompreis moduliert. Die komplexe Regelung der Wärmepumpe wird allgemein in Kapitel 3.3 erläutert. Die Wärmepumpe muss als flexible Last in Abhängigkeit vom Inhalt des Wärmespeichers, des zukünftigen Wärmebedarfs und des Strompreises gesteuert werden (siehe Abbildung 29). Damit die Wärmeerzeugung immer zu den günstigsten Zeitpunkten erfolgt, wird eine möglichst präzise Vorhersage des Wärmeverbrauchs benötigt. In dieser Arbeit wird dabei auf die Methode der künstlichen Neuronen Netze zurückgegriffen. Diese Vorhersagemethode als Black-Box-Modell erfüllt den Anspruch, nicht nur für das simulierte Haus speziell zu funktionieren, sondern auch für andere Häuser des gleichen Typs nutzbar zu sein. Die Prädiktion des Wärmeverbrauchs und der Aufbau des Modells mit Neuronen Netzen wird in Kapitel 3.4 beschrieben. Neben der Prädiktion des Wärmebedarfs ist das Finden der optimalen Erzeugungsintervalle die größte Herausforderung für die Regelung der Wärmepumpe. Damit diese auch der Anforderung der Skalierbarkeit entspricht, wurde ein modellfreier Ansatz in Analogie zum Knapsack-Problem gewählt, der in Kapitel 3.5 erläutert wird.

Nach Entwicklung der Regelung wurde diese dann im nächsten Schritt mit einem Gebäude nach EnEV 2014 in einer Co-Simulation modelliert (siehe Kapitel 4). Das Modell wurde schließlich für das Jahr 2015 mit historischen Strompreisdaten, für die Jahre 2020 und 2030 mit zukünftigen Strommarktdaten aus vorangegangenen Forschungsarbeiten simuliert. Die Simulationsergebnisse für die genannten Jahre werden in Kapitel 5.1 dargestellt. Um die gewonnenen Ergebnisse sodann in einen energiewirtschaftlichen Kontext zu setzen, wird mit einer Schätzung der möglichen zukünftigen Anlagenzahl das Potential des Prosumers, einen Beitrag zur Netzstabilität im Strommarkt 2.0 leisten zu können, in Kapitel 5.2 dargelegt. Schließlich wird die Wirtschaftlichkeit des Prosumers für ein Einfamilienhaus in den simulierten Jahren unter verschiedenen Förderannahmen zur energiewirtschaftlichen Einordnung in Kapitel 5.3 berechnet. Dafür wurde das Annuitätenverfahren der VDI Richtlinie 2067 „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen“ genutzt.

2 Grundlagen und Stand der Technik

In diesem Kapitel werden die angekündigten Veränderungen am Strommarkt 2.0, der Stand der Technik und die theoretischen Vorarbeiten für diese Arbeit als Basis für das weitere Vorgehen erläutert. Die Ausführungen dieses Kapitels sollen das Verständnis für die in der Einleitung definierten Ziele der Arbeit und das methodische Vorgehen erleichtern. Zunächst werden daher Veränderungen des Strommarktes und damit auch der energiepolitischen Rahmenbedingungen, innerhalb derer sich Prosumer bewegen, beschrieben. Anschließend wird der aktuelle Stand der Technik der nKWK-Anlagen erläutert, wobei der Fokus auf der Beschreibung der Technik der brennstoffzellenbasierten Anlagen liegt. Nicht nur die aktuelle Hardware, sondern auch deren Betriebsweise ist relevant, denn diese soll weiterentwickelt werden. Die verschiedenen Betriebsweisen werden dementsprechend in einem Unterkapitel getrennt erklärt. Die in der Literatur zu findenden Werte über Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen werden anschließend durch die Ergebnisse der experimentellen Forschung im Rahmen dieser Arbeit untermauert. Nur kurz eingegangen wird dann auf die Funktionsweise und den Stand der Technik elektrischer Wärmepumpen. Diese stehen zwar in Kombination mit einer nKWK-Anlage im Mittelpunkt der Arbeit, stellen allerdings selbst keinen Forschungsgegenstand dieser Arbeit dar. Ausführlicher erörtert wird im nächsten Abschnitt jedoch der aktuelle Stand der Forschung hinsichtlich der Nutzung von Wärmepumpen zur Verbrauchsflexibilisierung. Der aktuelle Stand der Technik hinsichtlich der Kombination von nKWK-Anlage und Wärmepumpe wird aufgrund fehlender Anwendungsbeispiele und Forschungsergebnisse nur kurz zusammengefasst. Zuletzt wird in diesem Kapitel noch eine Übersicht zum aktuellen Stand der Forschung für die Prognose des Wärmebedarfs gegeben.

2.1 Strommarkt

Die Mechanismen des Strommarktes synchronisieren die Einspeisung und den Verbrauch von Strom in Deutschland und sorgen damit für die Stabilität der Energieversorgung. Wegen der Energiewende verändert sich die Struktur der Stromeinspeiser in Deutschland derzeit stark: von großen zentralen steuerbaren Einheiten hin zu kleinen dezentralen nichtsteuerbaren Einheiten. An die veränderte Erzeugerstruktur muss sich der Strommarkt anpassen. Deshalb hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine breite Konsultation zum Strommarkt der Zukunft durchgeführt, welcher eine sichere Energieversorgung zu minimalen Kosten sowie Innovation und Nachhaltigkeit ermöglichen soll [B11, p. 4]. An dieser Stelle werden zunächst die für diese Arbeit wichtigen Strommarktmechanismen vorgestellt, dann wird auf die Veränderungen im Strommarkt 2.0 eingegangen, die teilweise Ende Juli 2016 als Gesetz in Kraft getreten sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber üben eine zentrale Funktion zur Überwachung der Stabilität der Energieversorgung aus. Sie unterhalten nicht nur die Hochspannungsnetze in Deutschland und sorgen damit für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, sondern überwachen diesen Prozess auch. Dafür sind ihre Netze in Untereinheiten, die sogenannten Bilanzkreise, aufgeteilt, die von einem Bilanzkreisverantwortlichen betrieben werden. Das Management dieses Bilanzkreises unterhält ein virtuelles Konto beim Übertragungsnetzbetreiber, das $\frac{1}{4}$ h scharf ausgeglichen werden muss. Dazu erstellt der Bilanzkreisverantwortliche täglich eine Verbrauchsprognose für den Folgetag und kauft

die entsprechende Energie am Markt. Dafür stehen der langfristige Terminmarkt, der Spotmarkt mit dem Day-Ahead-Handel für den nächsten Tag und der kurzfristige Intraday-Handel zur Verfügung. Zusätzlich kann der Bilanzkreisverantwortliche bei sehr kurzfristigen Prognoseabweichungen positive oder negative Regelleistung abrufen. Dadurch kann er die Abweichungen kurzfristig ausgleichen und, falls diese längerfristig bestehen, über den Intraday-Handel die Abweichungen durch Verkauf von überflüssigem oder Zukauf von benötigtem Strom ausgleichen. Der Abruf wird dem Bilanzkreisverantwortlichen zusätzlich in Rechnung gestellt. Die Vorhaltung dieser Regelenergie wird über den Übertragungsnetzbetreiber auf alle Bilanzkreise im Übertragungsnetz gleichmäßig aufgeteilt.

Für die Vermarktung von flexibel erzeugtem Strom aus KWK-Anlagen und dem flexiblen Verbrauch von Strom in Wärmepumpen gibt es in diesem Markt verschiedene Möglichkeiten. Die Leistung der nKWK-Anlagen und Wärmepumpen reicht jedoch meist nicht aus, um direkt an den Strommärkten teilnehmen zu können. Deshalb werden inzwischen die einzelnen Anlagen über einen Aggregator gebündelt und per Fernüberwachung zusammengeschaltet, man bezeichnet dies als Pooling. Dieses Pooling ist seit dem 01.01.2014 zugelassen [B56, p. 1]. Der Aggregator übernimmt dabei auch die nötige Präqualifikation der Anlagen für ihren Einsatz. Nachfolgend werden die einzelnen Möglichkeiten erklärt.

Regelleistung

KWK-Anlagen können normalerweise zwei grundsätzliche Typen von Regelleistung zur Verfügung stellen: positive und negative. Positive Regelleistung bedeutet, zusätzliche Leistung bereitzuhalten und bei eventuellem Abruf zu liefern. Negative Regelleistung bedeutet bei Abruf, die Reduktion der eingespeisten Leistung oder im Falle der Wärmepumpe, diese anzuschalten.

Die Vergütung der Regelleistung wird über einen Leistungspreis und einen Arbeitspreis realisiert: Die zunächst vorgehaltene Regelleistung wird über den Leistungspreis vergütet und die zusätzlich abgerufene Leistung über den Arbeitspreis.

Bei der Regelleistung unterscheidet man zwischen

- Primärregelleistung
- Sekundärregelleistung
- Minutenreserve

Alle benannten Regelleistungen unterscheiden sich in ihren Abrufzeiten. Die Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen und soll die Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch zunächst limitieren. Nach spätestens 5 Minuten soll die Primärregelleistung von der Sekundärregelleistung abgelöst werden, so dass sie wieder gänzlich zur Verfügung steht. Die Sekundärregelleistung wiederum soll die Abweichungen möglichst komplett ausgleichen und wird nach spätestens 15 Minuten von der Minutenreserve abgelöst. Sie überbrückt die Zeit, bis die Abweichungen verschwunden sind oder spätestens nach 60 Minuten zusätzliche Leistung vom Bilanzkreisverantwortlichen zum Beispiel am Intraday-Handel beschafft wurde. Die

beschriebenen Anforderungen an die unterschiedlichen Regelleistungen werden in Abbildung 2 veranschaulicht dargestellt.

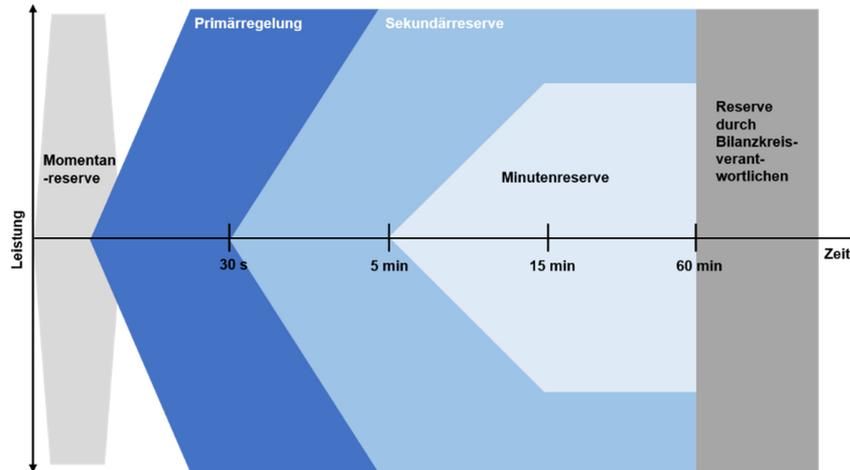


Abbildung 2: Zeitliche Rahmenbedingungen der Regelleistung [B60, p. 1]

Wie der Grafik zu entnehmen ist, können Erzeuger- oder Verbraucheranlagen je nach Modulationsgeschwindigkeiten die vorgestellten verschiedenen Regelleistungen anbieten. Zur Lieferung der Leistung müssen sich die Anbieter auf der Website www.regelleistung.net bewerben. Einzelne Anlagen, die die erforderliche Leistungsgröße nicht erbringen, müssen vorher von Aggregatoren zu einem Anlagenverbund gepoolt werden, der die erforderliche Größe erreicht. Zusätzlich übernehmen diese Aggregatoren auch die Präqualifikation der gepoolten Anlagen, die zur Teilnahme an den Ausschreibungen erforderlich ist.

Spotmarkt

Neben der Bereitstellung von Regelleistung kann die vorhandene Leistung auch durch langfristige Liefervereinbarungen über Terminkontrakte oder kurzfristig am Spotmarkt verkauft werden. Der kurzfristige Spotmarkt teilt sich dabei in den Intraday- und den Day-Ahead-Handel.

Beim Day-Ahead-Handel werden täglich die Preise für die nächsten 24 Stunden bestimmt. Dabei werden stündliche Blöcke von Leistung gehandelt, deren Preise mittels anonymer Auktionen ermittelt werden und sich nach dem Grenzkostenpreis für die jeweilige Auktion richten [B71, p. 2]. Dabei definiert sich der Grenzkostenpreis als der teuerste Angebotspreis, der für die ausgeschriebene Strommenge einen Zuschlag bekommt. Dieser Preis wird dann allen bezuschlagten Angeboten gezahlt.

Beim Intraday-Handel können Prognosefehler, die zu unzutreffendem Stromkauf geführt haben, ausgeglichen werden. Dafür werden $\frac{1}{4}$ h-Produkte an der Börse bis zu 30 Minuten vor Abruf gehandelt. Die Preisbildung gestaltet sich frei im Rahmen des „pay-as-bid“-Verfahrens [B71, p. 3].

Durch den Verkauf ihrer Energie am Spotmarkt können KWK-Anlagen bedarfsorientiert und subventionsfrei ihren Strom verkaufen und so zum Ausgleich von Stromengpässen beitragen.

Umgekehrt können flexible Stromverbraucher, wie zum Beispiel Wärmepumpen, bei Stromüberfluss und günstigen Börsenpreisen am Spotmarkt kostenoptimiert Strom einkaufen und damit beim Ausgleich von Stromüberangeboten helfen, die durch unzutreffende Prognosen für die regenerative Einspeisung oder schlicht durch zu hohe regenerative Einspeisung verursacht sein können.

Terminmarkt

Im Gegensatz zum Spotmarkt werden am Terminmarkt längerfristige standardisierte Stromlieferungen gehandelt, die sich an den Produkten des Spotmarkts orientieren und vorrangig zur Preisabsicherung eingesetzt werden [B71, p. 3]. Im Vergleich zum Intraday- und Day-Ahead-Markt ist der Terminmarkt der größere, bedeutendere Markt.

Langfristige Terminkontrakte für Stromlieferungen sind für KWK-Anlagen jedoch finanziell meist uninteressant, da sie mit Großkraftwerken konkurrieren, deren Produktionskosten viel niedriger liegen.

Over-the-counter

Die Produkte des Intraday- und Day-Ahead-Handels sowie des Terminmarktes werden nicht nur an der Europäischen Strombörse gehandelt, sondern auch außerbörslich. Diesen Vorgang bezeichnet man als „over-the-counter“-Handel, denn Erzeuger und Käufer treffen hier direkt aufeinander. Der außerbörsliche Direkthandel ist – auf das Handelsvolumen bezogen – viel größer als der an der Börse [B31, p. 3]. Die gehandelten Produkte können sogar noch bis 15 Minuten vor Abruf gehandelt werden.

Strommarkt 2.0

Nach Darstellung des aktuellen Status des Strommarkts sollen nun im folgenden Abschnitt die bevorstehenden Veränderungen, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Weißbuch für den Strommarkt 2.0 „Strommarkt für die Energiewende“ veröffentlicht wurden, vorgestellt werden:

Mit der Energiewende verändert sich die Energieerzeugerstruktur zunehmend, daher muss auch der Strommarkt diesen veränderten Rahmenbedingungen angepasst werden. Das Ziel ist ein Design des Strommarktes, welches auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien eine sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Versorgung mit Strom gewährleisten kann [B11, p. 4]. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie lehnt für dieses Ziel einen Kapazitätsmarkt ab und favorisiert einen liberalisierten, europäischen Strommarkt [B11, p. 4]. Dabei sollen sich die benötigten Kapazitäten durch die bereitgestellten Marktmechanismen refinanzieren; dies funktioniert allerdings nur unter der Voraussetzung eines sich frei bildenden Strompreises [B11, p. 4]. Nach Ansicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erschweren Kapazitätsmärkte durch Regulierungsfehler die Transformation des Energiesystems und ermöglichen weder Innovation noch

Nachhaltigkeit. Letztlich sollen sich im Wettbewerb die kostengünstigsten Lösungen für die Integration der erneuerbaren Energien durchsetzen, auch um damit Anreize für neue Geschäftsfelder zu schaffen [B11, p. 4].

Dafür sollen die Marktstrukturen nicht grundlegend verändert, sondern angepasst werden. Die Möglichkeiten, an der Börse oder over-the-counter mit kurz- oder langfristigen Verpflichtungen zu handeln oder Regelleistung zur Verfügung zu stellen, bleiben dabei bestehen. Voraussichtlich werden sich die Marktpreise jedoch wegen des Abbaus der Überkapazitäten aus konventionellen Anlagen und dem Ausbau erneuerbarer Energien verändern [B11, p. 37]. Durch diese Entwicklung wird der Strompreis volatiler werden, die zu erwartenden Preisspitzen ermöglichen auch die Refinanzierung nur selten benötigter Kapazitäten [B11, p. 39]. Insgesamt soll der Markt durch seine Strukturen ausreichend Refinanzierungsmöglichkeiten für konventionelle Kraftwerke, Speicher und flexible Verbraucher bieten [B11, p. 41].

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie will den Strommarkt mit den folgenden drei Bausteinen verändern

- Stärkere Marktmechanismen
- Flexible und effiziente Stromversorgung
- Zusätzliche Absicherung

Die Verstärkung der Marktmechanismen soll vor allem unverfälschte Preissignale am Spotmarkt garantieren. Derzeit wird zum Beispiel das Preissignal am Spotmarkt in Zeiten sehr hoher Preise von den Verantwortlichen für das Bilanzkreismanagement verzerrt. So nutzen die Bilanzkreisverantwortlichen zum Ausgleich von Prognosefehlern aufgrund des günstigen aktuellen Berechnungsmodells für die Kosten lieber Regelleistung statt hochpreisiger Energie am Spotmarkt. Deshalb soll der Preis für Regelleistung für den Bilanzkreisverantwortlichen neu berechnet werden, so dass er bei Prognoseabweichungen am Spotmarkt einkauft und nicht Regelleistung in Anspruch nimmt [B11, p. 63]. Aktuell muss nur die Inanspruchnahme von Regelleistung nutzungsabhängig bezahlt werden, die Bereithaltung der Leistung hingegen wird pauschal von allen Bilanzkreisen in einer Regelzone bezahlt. In Zukunft soll deshalb nicht nur die Inanspruchnahme, sondern auch die Bereithaltung nutzungsabhängig vergütet werden. So wird der Abruf von Regelleistung teurer. Der Bilanzkreisverantwortliche soll dann bei kurzfristigen Prognosefehlern am Spotmarkt einkaufen oder überschüssigen Strom verkaufen [B11, p. 62].

Für eine flexible und effiziente Stromversorgung soll der Regelmarkt unter anderem für neue Anbieter geöffnet werden. Dazu müssen die Vorlaufzeiten für die Produkte sowie die Produktlaufzeiten kürzer werden, damit Anbieter wie Speicher, flexible Verbraucher und erneuerbare Energien verstärkt teilnehmen können [B11, p. 67].

Für eine flexible und effiziente Stromversorgung sollen die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte zudem an die Energiewende angepasst werden. Diese überlagern derzeit die Wirkungen des Börsenstrompreises, so dass die von ihnen ausgehenden Preissignale kaum beim Endkunden ankommen und deshalb auch kaum eine preisgesteuerte Verbrauchsanpassung

stattfindet. Da der Großhandelspreis signalisiert, ob Strom im Gesamtsystem zu einem bestimmten Zeitpunkt knapp oder reichlich vorhanden ist, sollen die Marktakteure im Strommarkt 2.0 schnell und flexibel auf Preissignale reagieren können. Sie sind das zentrale Steuerungssignal für das Gesamtsystem: „Nur in einem fairen und durch Preisbestandteile und Netzentgelte möglichst unverzerrten Wettbewerb zwischen allen Flexibilitätsoptionen setzen sich die kosteneffizienten Flexibilitätsoptionen durch“ [B11, p. 69]. Außerdem reflektiert ein unverzerrter Preis besser die volkswirtschaftlichen Kosten von Strom und kann besser mit anderen Energieträgern verglichen werden, so dass Marktakteure transparenter entscheiden können. So wird auch eine effiziente Sektorkopplung von Strom, Wärme und Verkehr erreicht [B11, p. 70].

Als eine weitere Maßnahme wird die Klärung der Rechte und Pflichten von Aggregatoren angeführt, die auch mittlere und kleinere Verbraucher für eine flexible und effiziente Stromversorgung bündeln. Den Aggregatoren kommt bei der Flexibilisierung der Nachfrage eine dreifache Funktion zu: „Sie identifizieren und bewerten flexible Verbraucher, stellen die notwendige technische Anbindung dieser Verbraucher sicher und bringen die Flexibilität in den Markt. Dabei können sie zunehmend auch neue, flexible Verbraucher aus dem Wärme- und Verkehrssektor einbinden“ [B11, p. 72]. Mit der Klärung der Rechte und Pflichten der Aggregatoren soll aber auch der Zugang zu den Regelmärkten einfacher werden, damit sie beispielsweise nicht nur Minuten-, sondern auch Sekundärregelleistung liefern können.

Den letzten Baustein zur benötigten Veränderung des Energiemarktes sieht das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in der zusätzlichen Absicherung der Versorgungssicherheit: Ein jährliches Monitoring zur Versorgungssicherheit soll in Deutschland eingeführt werden, um notfalls eingreifen zu können [B11, p. 79]. Hinzu kommt eine Kapazitätsreserve, die bei der mangelnden Deckung von Angebot und Nachfrage zum Einsatz kommen kann [B11, p. 80].

Neben den Ausführungen zu den oben genannten drei Bausteinen äußert sich das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie explizit zur Rolle der KWK im Strommarkt 2.0. Die KWK werde dort eine wichtige Rolle für eine flexible und effiziente Stromversorgung spielen, die künftige Förderung müsse jedoch kompatibel mit den Zielen der Energiewende sein [B11, p. 77]. Dies schließt grundsätzlich eine Förderung nicht aus, verhindert aber eine Förderung, die das Preissignal verzerren kann, wie das aktuelle KWK-Gesetz mit der Subventionierung von erzeugtem KWK-Strom. Die Stromerzeugung aus KWK solle zudem stärker auf Preissignale reagieren und somit flexibler werden. Um diese Flexibilität zu vergrößern, führt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie an, die Anlagen sollten mit größeren Wärmespeichern ausgestattet werden [B11, p. 77].

Im Weißbuch wird auch auf die Rolle der Wärmepumpen im Rahmen der Sektorkopplung im Strommarkt 2.0 eingegangen, die „das zukünftige Stromversorgungssystem prägen. Sektorkopplung – auch Power-to-X genannt – ist die Nutzung von erneuerbarem Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat), im Verkehrssektor (Power-to-Mobility) und in industriellen Prozessen (Power-to-Industry). Die Nachfrage nach erneuerbarem Strom jenseits des Stromsektors schafft neue effiziente Anwendungen, die Strom in Wärme und Mobilität umwandeln. Damit werden nachfrage- und marktgetrieben die Investitionen in erneuerbare Energien und eine kostengünstige Erreichung der Ziele zur Senkung der CO₂-Emissionen im Wärme- und Verkehrssektor in Deutschland unterstützt“

[B11, p. 89]. Die „Sektorkopplung birgt ein enormes Flexibilitätspotenzial für den Strommarkt. Im Wärme-, Verkehrs- und Industriebereich wird derzeit etwa drei Mal mehr Endenergie verbraucht als im Stromsektor (Fraunhofer IWES et al. 2015b). Die neuen Anwendungen treten an den Strommärkten als neue, flexible Verbraucher auf“ [B11, p. 90]. Wichtig ist, dass diese neuen Verbraucher sich im Strommarkt 2.0 an den Marktpreisen orientieren, um so das System des Strommarktes 2.0 zu stützen.

Insgesamt wird das unverzerrte Preissignal vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie als der zentrale Marktmechanismus für den Strommarkt 2.0 angesehen. Zur Sicherstellung dieses Mechanismus und zur Partizipation an diesem Markt lassen sich für Prosumer wichtige Rahmenbedingungen ableiten, die im Folgenden kurz zusammengefasst werden:

- Wettbewerb der kostengünstigsten Lösungen für die Integration der erneuerbaren Energien
- Langfristig keine Subventionen für Erzeugungsanlagen
- Systemdienlicher Betrieb der Eigenerzeugungsanlagen
- Stromerzeugung mit effizienter KWK-Technologie soll auf Preissignale reagieren
- Der Spotmarkt zur Marktpreisbildung wird gegenüber dem Regelmarkt gestärkt
- Aggregation mittlerer und kleinerer Verbraucher zur Flexibilisierung des Verbrauchs
- Nutzung der Wärmepumpe zur Sektorkopplung

2.2 nKWK

Nach Beschreibung der energiewirtschaftlichen Bedeutung der Prosumer als flexible und effiziente Teilnehmer am Strommarkt werden in den nächsten Abschnitten die Komponenten des Prosumers – Brennstoffzellenbasierte KWK-Anlage und Wärmepumpe – erläutert.

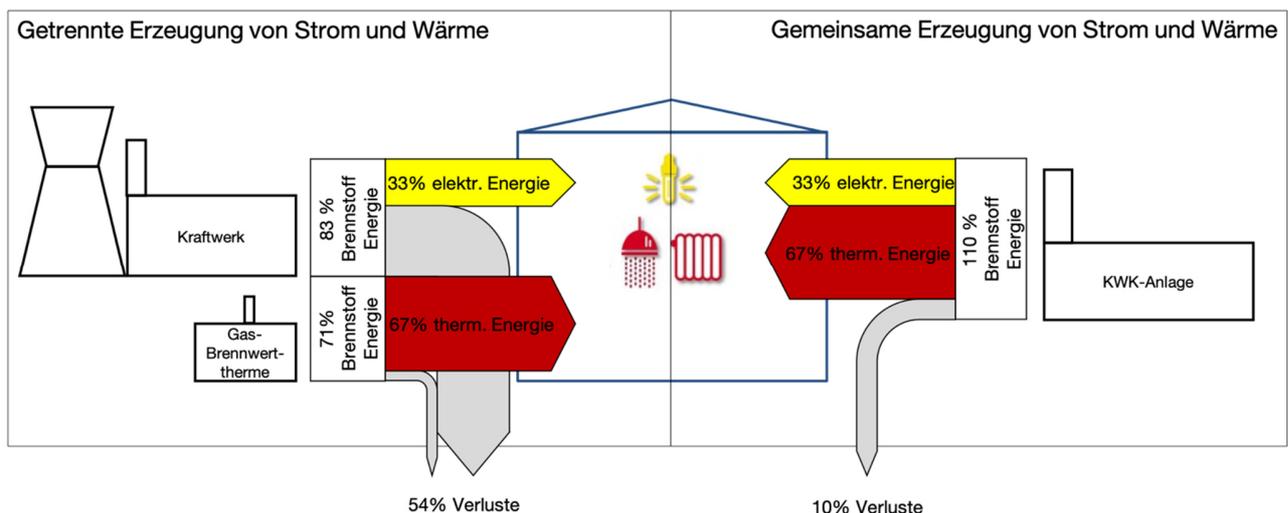


Abbildung 3: Energieaufwand getrennter und gekoppelter Erzeugung zur Versorgung eines Einfamilienhauses im Vergleich

Die Effizienz der Brennstoffzellenanlage resultiert aus der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme durch einen Kopplungsprozess. Dieser Prozess wird Kraft-Wärme-Kopplung genannt. Dabei wird die Abwärme der Stromgeneration genutzt, um Prozess- oder Heizwärme zur Verfügung zu stellen. Die zusätzliche Nutzung der Abwärme erhöht den Gesamtwirkungsgrad des Prozesses, zugleich wird der Energieaufwand zur Versorgung von Objekten mit gleichzeitigem Strom- und Wärmebedarf reduziert. In Abbildung 3 wird die beispielhafte Versorgung eines Einfamilienhauses in Nordeuropa gezeigt. Hier spart man gegenüber zentraler Versorgung mit Strom und dezentraler Wärmeversorgung ca. 30 % Energie.

Dieses effiziente Prinzip wird unterschiedlich genutzt. Es kommt sowohl in großen zentralen Heizkraftwerken mit einem Wasser-Dampfkreislauf zur Versorgung einer Stadt mit Strom und Fernwärme, als auch zur Versorgung eines Einfamilienhaushalts mit einem kleinen Stirlingmotor zur Anwendung. Für die Unterscheidung der verschiedenen Leistungsklassen gibt es keine festgeschriebene Regel, es haben sich allerdings folgende Klassen etabliert [B73, p. 7]:

- Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen >50 kW_{el}
- Mini-Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen <50 kW_{el}
- Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen <20 kW_{el}
- Nano-Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen <2,5 kW_{el}

Diese Arbeit legt den Schwerpunkt auf die in den letzten Jahren stark weiterentwickelte kleinste Leistungsklassen, nämlich der Nano-Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (nKWK), die vor allem für die effiziente Versorgung von Ein- bis ca. Dreifamilienhäusern geeignet ist. In dieser Leistungsklasse gibt es fünf Wandlungsprinzipien, mit denen in Brennstoffen gebundene chemische Energie in thermische und elektrische umgewandelt wird [B51, p. 31]:

- Verbrennungsmotor
- Stirlingmotor
- Brennstoffzelle
- Dampfexpansionsmaschine
- Mikrogasturbine

In dieser Arbeit werden nachfolgend nur die drei verbreitetsten Prinzipien hinsichtlich ihrer Technik und der damit zusammenhängenden Vor- und Nachteile erläutert. Begonnen wird mit auf Verbrennungsmotoren basierenden nKWK-Anlagen, gefolgt von solchen auf Stirlingmotoren und schließlich werden die nKWK-Anlagen vorgestellt, die auf Brennstoffzellen basieren. Die möglichen Betriebsweisen der Anlagen werden in einem gesonderten Abschnitt, Kapitel 2.3, erklärt.

2.2.1 Verbrennungsmotor

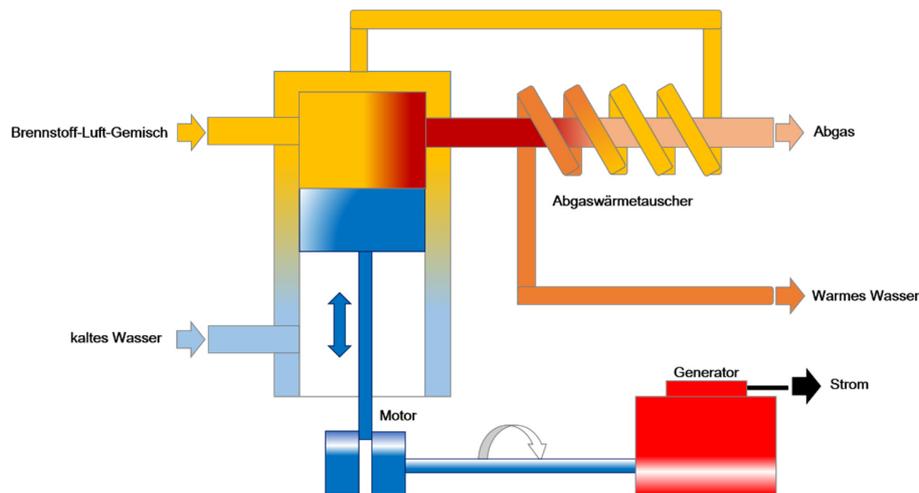


Abbildung 4: Funktionsprinzip einer KWK-Anlage mit Verbrennungsmotor [B50, p. 1]

Der klassische Viertaktmotor wird meist mit Erd- oder Biogas angetrieben. Das Prinzip ist bewährt, ausgereift und benötigt eine regelmäßige Wartung (Ölwechsel) [B51, p. 9]. Die bereitgestellte Heizleistung wird aus der Motorkühlung und einem Abgaswärmetauscher gewonnen. Die mechanische Energie wird über einen Generator in elektrische Energie gewandelt. Nachdem Kirsch HomeEnergy im Sommer 2016 die Produktion eingestellt hatte [B43, p. 1] und intelli production GmbH [B80, p. 1] in Insolvenz ging, gab es in 2018 nur noch zwei Anlagen von Vaillant und RMB/ENERGIE am Markt. Beide haben einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 27 %. Der Gesamtnutzungsgrad beträgt über 92 % bei dem Vaillant-Produkt [B91, p. 1] und durch eine Brennwert-Abwärmerückgewinnung 100 % bei der RMB/ENERGIE-Anlage [B96, 1]. Beide Anlagen sind Start-Stopp fähig, die Anlage von RMB/ENERGIE kann sogar moduliert werden.

2.2.2 Stirlingmotor

Der Stirlingmotor ist in dieser Leistungsklasse der am meisten verbreitete Motor [B73, p. 8]. Es gibt zahlreiche Anbieter. Alle Modelle weisen eine elektrische Leistung um 1 kW_{el} und eine thermische Leistung von 5-7 kW auf (siehe Abbildung 12). Der Stirlingmotor ist eine Wärmekraftmaschine, wie in Abbildung 5 dargestellt, die Wärmeenergie in mechanische und anschließend mittels Generator in elektrische Energie wandelt. Die Wärmeenergie wird im Gegensatz zum Verbrennungsmotor kontinuierlich von außen geliefert. Als Wärmequellen können verschiedene Arten dienen, z.B. Solarwärme oder Verbrennungswärme von Holzpellets. Herkömmlicherweise werden nKWK-Anlagen jedoch mit Bio- oder Erdgas betrieben. Das Prinzip erklärt Lipp ausführlich in seiner Arbeit [B51, pp. 20–23]. Die äußere Verbrennung erlaubt ähnliche Wartungsintervalle wie bei Gas-Brennwertkesseln und damit viel größere als bei Verbrennungsmotoren. Auch ist durch die kontinuierliche Verbrennung der Stirlingmotor geräuschärmer als ein Verbrennungsmotor. Letztlich erlaubt die Bauart noch eine einfache Integration eines Spitzenlastkessels. Dieser kann baulich und hydraulisch eingebunden werden, so dass kein zusätzlicher Installationsaufwand entsteht.

Der größte Nachteil des Stirlingmotors ist sein elektrischer Wirkungsgrad, der dem Carnot Wirkungsgrad (Gleichung (2.1)) entspricht.

$$\eta_c = 1 - \frac{T_{kalt}}{T_{heiß}} \quad (2.1)$$

mit η_c : Carnot-Wirkungsgrad
 T_{kalt} : Absolute Temperatur der Wärmesenke
 $T_{heiß}$: Absolute Temperatur der Wärmequelle

Dieser wird von der realisierbaren Temperaturdifferenz limitiert. Sie ist bei derart kleinen Anlagen gering, da die Wärmeübertragung durch die Größe des Wärmetauschers und Materialkosten beschränkt ist. Dies führt außerdem zu geringen Lastwechselgeschwindigkeiten. Der elektrische Wirkungsgrad bewegt sich deshalb zwischen 10 und 15 %, der Gesamtwirkungsgrad kann bis zu 95 % betragen [B21, p. 13]. Daraus folgt eine sehr geringe Stromkennzahl $\sigma > 0,2$, die das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung bei KWK-Anlagen angibt (siehe Gleichung (2.2)).

$$\sigma = \frac{P_{el}}{P_{th}} \quad (2.2)$$

mit P_{el} : Elektrische Leistung
 P_{th} : Thermische Leistung
 σ : Stromkennzahl

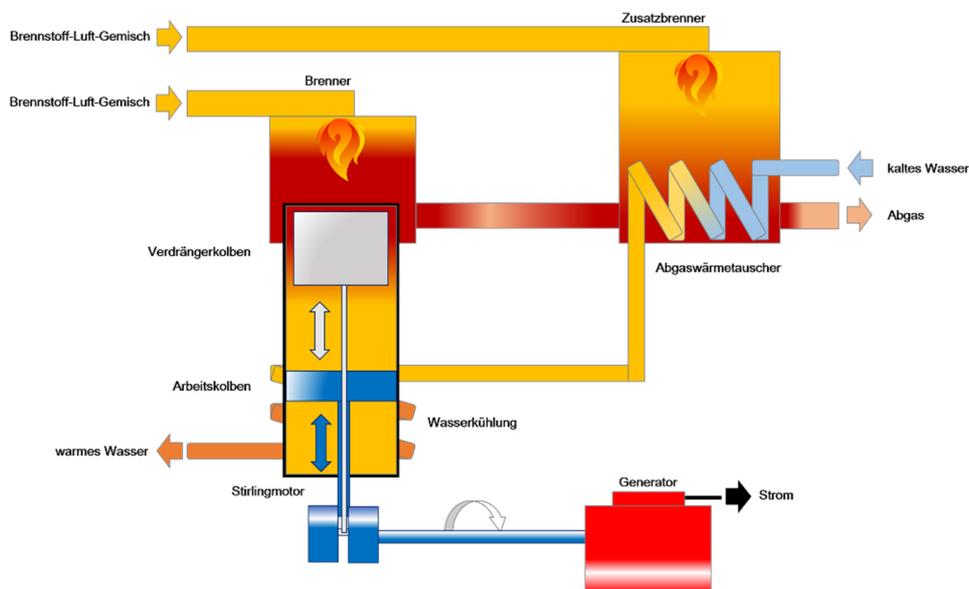


Abbildung 5: Funktionsprinzip einer KWK-Anlage mit Stirlingmotor

Damit ist der Einsatz des Stirlingmotors auf Gebäude mit hohem Wärmeverbrauch beschränkt, weil sonst keine ausreichenden Laufzeiten sichergestellt werden können. Lediglich ausreichende Laufzeiten haben zur Folge, dass die Anlage genügend Strom generieren kann, um sich so über eingespeisten Strom zu refinanzieren. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sollte die Anlage mindestens 5000 Vollbetriebsstunden (VBH) pro Jahr erreichen [B51, p. 182]. Bei einer thermischen Leistung von 5 kW und 5000 VBH entspricht dies einem Wärmebedarf von ca. 25.000 kWh. Dieser Wert übersteigt den Bedarf eines hochgedämmten Einfamilienhauses bei weitem (siehe Kapitel 5.1). Damit ist eine KWK-Anlage mit einem Stirlingmotor für diese Häuser überdimensioniert und unwirtschaftlich.

2.2.3 Brennstoffzelle

Brennstoffzellen arbeiten mit dem Prinzip der „kalten“ Verbrennung. Bei dieser wird durch eine Redoxreaktion chemische Energie direkt in elektrische gewandelt. Meist wandeln die Brennstoffzellen, die wir hier betrachten, Wasserstoff mit Sauerstoff zu Wasser. Das Herzstück jeder Brennstoffzelle nennt man Membran-Elektroden-Einheit (MEE). Sie ist in vereinfachter Weise in Abbildung 6 dargestellt.

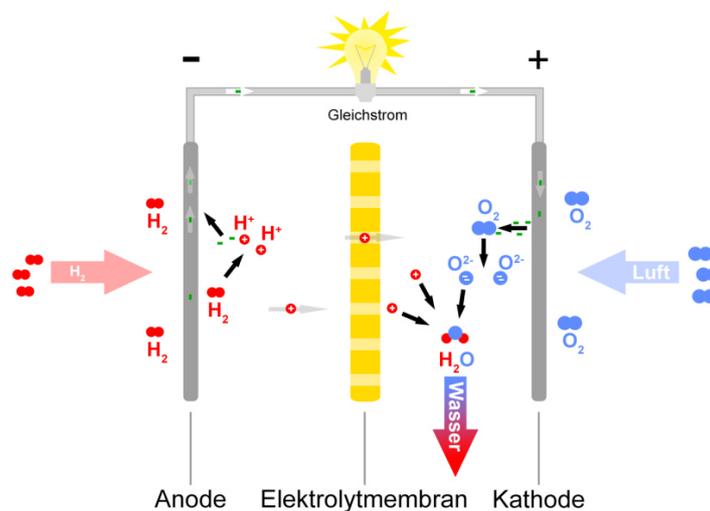


Abbildung 6: Prinzipieller Aufbau einer Membran-Elektroden-Einheit [B18, p. 1]

Sie besteht aus einer semipermeablen Membran oder Elektrolyt in der Mitte, die die beiden Elektroden (Anode und Kathode) so trennt, dass keine direkte Elektronenleitung möglich ist. Es ist jedoch eine Ionenleitung durch das semipermeable Elektrolyt möglich, die eine Ladungsverschiebung erlaubt und so eine Spannung zwischen den Elektroden erzeugt. Die Spannung wird genutzt, um Elektronen über einen Verbraucher zu leiten, so dass elektrische Energie genutzt werden kann. Dies Prinzip ist bei jeder Brennstoffzelle gleich, jedoch gibt es unterschiedliche Elektrolyte mit unterschiedlicher Ionenleitfähigkeit. Anhand der Elektrolyte unterscheidet man die Typen der Brennstoffzelle.

Bei nKWK-Anlagen werden zwei Typen von Brennstoffzellen verwendet: Die Polymer Exchange Membran Brennstoffzelle (PEMFC) und die Festoxid-Brennstoffzelle, die auch in Deutschland mit

ihrem englischen Namen Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) geläufig ist. Die PEMFC wird aufgrund ihres thermischen Verhaltens den Niedertemperatur-Brennstoffzellen, die SOFC den Hochtemperatur-Brennstoffzellen zugeordnet. Der unterschiedliche Aufbau und die verschiedenen genutzten Materialien führen zu unterschiedlichen Eigenschaften der Brennstoffzelle, die auch in der Anwendung berücksichtigt werden müssen. Die beiden in der nKWK eingesetzten Brennstoffzellen werden nachfolgend erläutert.

Polymer Exchange Membran Brennstoffzelle

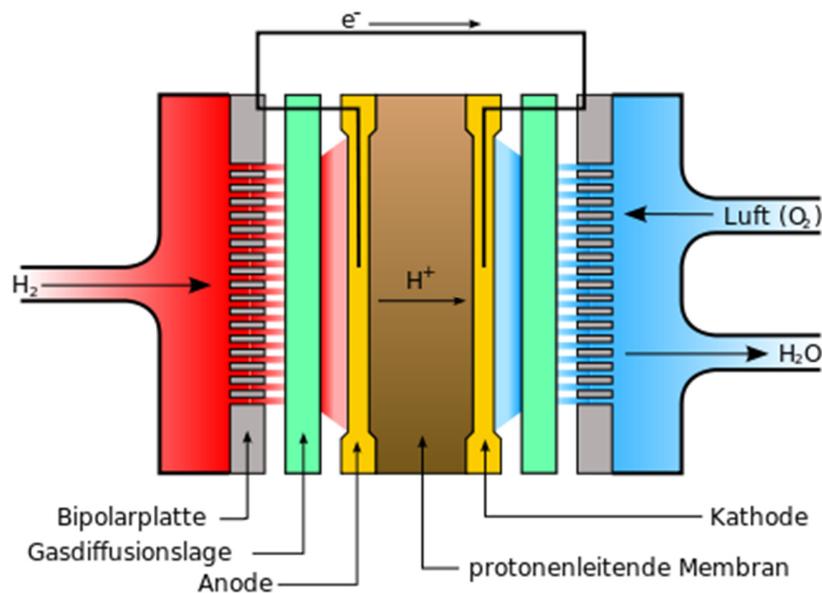


Abbildung 7: Prinzipieller Aufbau einer PEMFC [B55, p. 1]

Die PEMFC wurde in den 1960er Jahren von General Electric für die bemannte Raumfahrt entwickelt. Sie besitzt eine Polymer-Membran aus Nafion, die bei gewisser Feuchtigkeit Ionenleitend wird. Bei der PEMFC wird Wasserstoff an der Anode mit Hilfe edelmetallhaltiger Katalysatoren oxidiert [B22, p. 67]. Die frei werdenden Elektronen können nicht durch die semipermeable Membran zur Reduktion gelangen, sondern werden über einen Verbraucher zur Kathode geleitet. Dadurch kann elektrische Energie genutzt werden. Die Wasserstoff-Ionen hingegen werden durch die Membran geleitet und an der Kathode mit den Elektronen und Sauerstoff zu Wasser reduziert. Die Gleichung dieser Redoxreaktion ist in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Reaktionsgleichungen bei PEMFC [B22, p. 2]

	Reaktionsgleichung
Anode	$2\text{H}_2 \rightarrow 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$
Kathode	$\text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$
Gesamtreaktion	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$

Die theoretisch mögliche Spannung der elektrochemischen Reaktion unter Standardbedingungen ergibt sich für eine Einzelzelle als sogenanntes reversibles Zellpotenzial zu $U_{\text{rev}}^0 = 1,23 \text{ V}$. Aufgrund elektrochemischer, ohmscher und Diffusionsverluste ist die Zellspannung im realen Betrieb jedoch deutlich niedriger. Um nun die Spannung der Brennstoffzelle zu erhöhen, werden viele Einzelzellen in Reihe zu einem Stack zusammengeschlossen. Die Elektroden können allerdings nicht einfach aufeinandergelegt werden, da sonst keine Versorgung der Elektroden mit den jeweils benötigten Reaktanden sichergestellt werden kann. Deshalb werden die Elektroden durch Platten getrennt, die Versorgungskanäle enthalten, die eine ausreichende Versorgung der Elektroden mit Reaktanden und die Abfuhr des Produktes sicherstellen. Die Kanäle sind in Abbildung 7 zusehen, sie werden Bipolarplatten genannt. Damit die einzelnen Zellen miteinander elektrisch verbunden sind und sich so die Spannung addieren kann, muss das Plattenmaterial sehr gut elektrisch leitend sein [B22, p. 6].

Beim Betrieb von PEMFC ist das Wassermanagement problembehaftet. Zunächst muss die Membran einen Feuchtigkeitsgrad aufweisen, der sie für Ionen permeabel werden lässt. Ist die Feuchtigkeit jedoch zu hoch, blockiert Wasser die Poren der Gasdiffusionsschicht oder der Elektroden. Die Anode benötigt allerdings für ihre Reaktion Wasser, das auf der Kathodenseite entsteht. Im optimalen Fall diffundiert ausreichend Wasser von der Kathode durch die Membran zur Anode. Meist tritt dieser optimale Fall nicht ein, weshalb vor allem bei größeren Anlagen das Wassermanagement aktiv gesteuert werden muss [B22, pp. 75–76]. Am einfachsten erfolgt dies über Einsprühen von Wasser in den Wasserstoffstrom. Das hierfür benötigte Wasser wird teilweise aus dem von der Kathode kommenden Abgas gewonnen [B22, p. 88]. Da Brennstoffzellen, wie alle anderen Energiewandler auch, keinen 100 %igen elektrischen Wirkungsgrad aufweisen, wird neben elektrischer Energie auch thermische Energie freigesetzt. Bei höheren Leistungsklassen reicht die Kühlung durch die stöchiometrische Luft nicht mehr aus, es droht das Austrocknen der Membran. Deshalb werden die Zellstacks ab ca. 1 kW aktiv mit Wasser gekühlt [B22, p. 93].

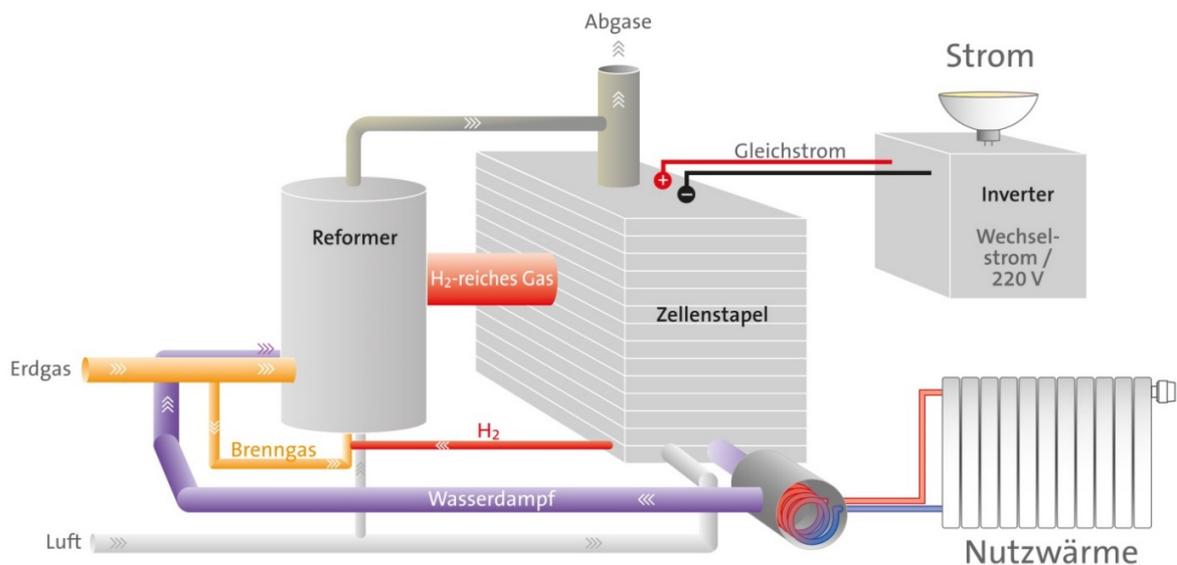


Abbildung 8: Prinzipieller Aufbau einer nKWK-Anlage mit PEMFC [B48, p. 1]

Das Erfordernis Wassermanagement der PEMFC ist eine aufwendige und damit nachteilige Eigenschaft. Jedoch lässt sich die Wärme aus Abluft und Kühlung des Stacks nutzen, so dass zusammen mit der elektrischen Energie eine Kraft-Wärme-Kopplung entsteht. In Abbildung 8 wird der Aufbau einer PEMFC-nKWK Anlage gezeigt. Im Kern befindet sich der Zellstapel, der den Gleichstrom an den Inverter liefert, der dann wiederum den Gleichstrom in den im Netz genutzten Wechselstrom wandeln kann. Die Nutzwärmegewinnung durch die Zellkühlung wird hier nicht gezeigt. Die Nutzung des Wasserdampfs der Kathode wird durch die fliederfarbene Leitung symbolisiert. Zunächst wird aus Wasserdampf Nutzwärme gewonnen. Anschließend wird er zur Reformierung des Erdgases genutzt, da dieses in Wasserstoff gewandelt werden muss. Dabei ist es für die PEMFC entscheidend, dass kein Schwefel aus dem Erdgas an die Anode gelangt, da dieser die katalytisch aktive Oberfläche irreversibel zerstört [B22, p. 239]. Außerdem ist die Kohlenmonoxid-Konzentration im Brennstoff kritisch. Sie darf bei den geringen Betriebstemperaturen je nach Katalysator nicht 10 ppm überschreiten, da sonst die aktiven Zentren auf den Oberflächen blockiert werden. Zusätzlich kann Kohlenmonoxid ohne Gegenmaßnahme die Alterung der Membran beschleunigen. Um die Kohlenmonoxid-Problematik zu umgehen, wurden Hochtemperatur-PEMFC entwickelt, die Betriebstemperaturen bis 200°C erreichen und so eine höhere Kohlenmonoxid-Toleranz bis zu einer Konzentration von 5 % aufweisen [B26, pp. 324–25]. Die in der Abbildung 8 gezeigte Dampfreformierung stellt den üblichen Reformatiionsprozess dar. Die Reaktionsgleichungen, die im Reformier ablaufen, sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Reaktionsgleichungen bei der Dampfreformierung [B22, p. 241]

	Reaktionsgleichung	Reaktionsenthalpie
Dampfreformierung	$CH_{4(g)} + H_2O_{(g)} \leftrightarrow CO_{(g)} + 3H_{2(g)}$	$\Delta H = +206 \text{ kJ/mol}$
Wassergas-Shift-Reaktion	$CO_{(g)} + H_2O_{(g)} \leftrightarrow CO_{2(g)} + H_{2(g)}$	$\Delta H = -41 \text{ kJ/mol}$

Die Dampfreformierung ist ein stark endothermer Prozess, der nicht allein mit dem Wasserdampf aus dem Abgas betrieben werden kann. Deshalb wird das Restgas von der Anode mit Erdgas vermischt und dann zur Befuerung des externen Reformers genutzt, um die nötige Wärmeenergie zur Verfügung zu stellen. Damit verringert sich die Effizienz der nKWK-Anlage. Die Dampfreformierung setzt ca. 80 % des Gases in Wasserstoff um, es bleiben jedoch noch bis zu 15 % giftiges Kohlenmonoxid im Brenngas. Dieses wird über eine nachgelagerte Wassergas-Shift-Reaktion in Kohlendioxid und Wasserstoff umgewandelt.

Die Erdgasaufbereitung für PEMFC ist wegen der Vielzahl der Prozessschritte und ihrer Überwachung sehr viel aufwendiger und teurer als bei SOFCs. Außerdem reicht die Abwärme der Brennstoffzelle nicht aus, um den Reformatiionsprozess zu betreiben, so dass zusätzlicher Brennstoff benötigt wird, was die Effizienz des Gesamtsystems mindert [B22, p. 325].

Neben dem Einsatz in der KWK werden die PEMFC wegen ihrer guten dynamischen Eigenschaften vor allem in mobilen Anwendungen genutzt.

Festoxid-Brennstoffzelle

Festoxid-Brennstoffzellen basieren auf dem gleichen Prinzip wie PEMFCs. Die Trennung von Anode und Kathode erfolgt hier jedoch nicht durch eine Membran, sondern mittels Elektrolyt aus festkeramischem Material. Dieses Material leitet erst bei sehr hohen Temperaturen von 500 bis 1000°C Ionen, so dass sich die Betriebstemperatur erheblich erhöht und der Name Hochtemperatur-Brennstoffzelle gebräuchlich wurde. Bei dieser hohen Temperatur wird der Elektrolyt für Sauerstoff-Ionen permeable, weshalb das Ion von der Kathode zur Anode geleitet wird (siehe Abbildung 9).

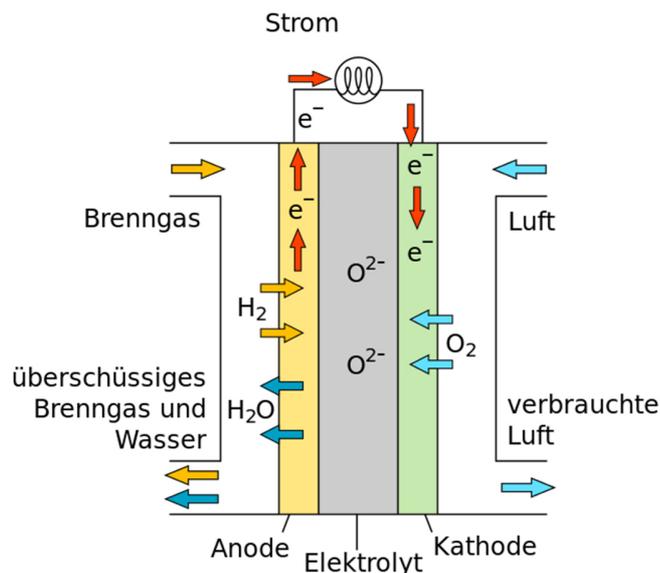


Abbildung 9: Prinzipieller Aufbau einer SOFC [B85, p. 1]

Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen ist es für die SOFC nicht nur möglich, Wasserstoff zu oxidieren (siehe Tabelle 3 Reaktionsgleichung 1), sondern auch Kohlenmonoxid (siehe Tabelle 3 Reaktionsgleichung 2), so dass die Kohlenmonoxid-Problematik hier nicht entsteht. Die hohen Betriebstemperaturen der Brennstoffzelle und die Kohlenmonoxid-Verträglichkeit ermöglichen deshalb auch eine interne Reformierung von Erdgas [B22, p. 246], was entscheidende Vorteile gegenüber der PEMFC aufweist.

Tabelle 3: Reaktionsgleichungen bei Festoxid Brennstoffzellen [B22, p. 208]

	Reaktionsgleichung 1	Reaktionsgleichung 2
Anode	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$	$CO + O^{2-} \rightarrow CO_2 + 2e^-$
Kathode	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$
Gesamtreaktion	$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$	$2CO + O_2 \rightarrow 2CO_2$

Allerdings muss das Erdgas zunächst aufgearbeitet werden, da es Schwefel und höherwertige Kohlenwasserstoffe, wie Butan oder Ethan, enthält. Deshalb wird zunächst wie bei PEMFC das

Erdgas entschwefelt. Die höherwertigen Kohlenwasserstoffe zerfallen leicht bei Temperaturen oberhalb 650°C durch Pyrolyse zu Kohlenstoff, weshalb sich Ablagerungen bilden können, welche die aktive Oberfläche auf den Elektroden reduzieren. Deshalb wird das Gas nach der Entschwefelung außerhalb des Stacks mit Wasserdampf vorreformiert (siehe Abbildung 10). Der Dampf für die Vorreformierung wird durch die Wärme der heißen Abluft der Kathode und der Wärme aus der Nachverbrennung der Brennstoffreste der Anode erzeugt. Deshalb benötigt die SOFC keinen zusätzlichen Brennstoff zur Brennstoffaufbereitung und reduziert so gegenüber der PEMFC den Brennstoffbedarf sowie die Komplexität, da auf weitere Prozessschritte verzichtet werden kann [B22, pp. 245–46]. Die im Abgasstrom nach der Vorreformierung noch enthaltene Restwärme wird durch einen Abgaswärmetauscher als Nutzwärme zur Verfügung gestellt (siehe Abbildung 10). Das dabei anfallende Kondenswasser wird wiederum genutzt, um Dampf für den Reformer zu erzeugen.

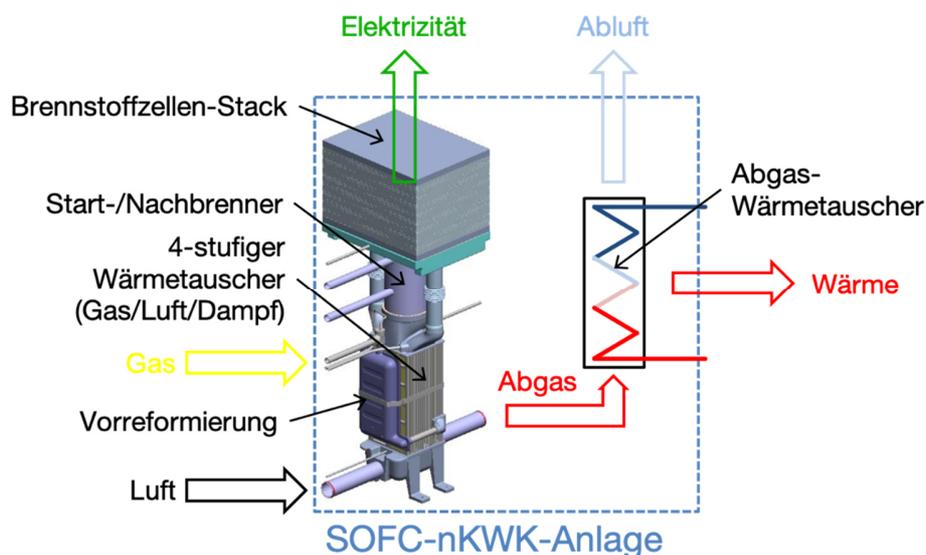


Abbildung 10: Aufbau einer Festoxid-Brennstoffzellen-nKWK-Anlage

Wegen der hohen Betriebstemperaturen und der damit einhergehenden Reaktionskinetik werden weniger edelmetallhaltige und damit kostengünstigere Katalysatoren für die Brennstoffzelle benötigt [B22, p. 314]. Allerdings bringen die hohen Temperaturen nicht nur Vorteile. Sie führen vor allem zu mechanischen Spannungen durch Temperaturgefälle im Stack aufgrund der unterschiedlichen thermischen Ausdehnungskoeffizienten der einzelnen Komponenten, vor allem beim An- und Abfahrprozess. Zusätzlich können die Materialien durch die thermische Beanspruchung ihre mechanischen Eigenschaften verlieren [B22, p. 217]. Beides kann zu Undichtigkeiten und Leistungsverlust im Stack führen.

Der Brennstoffzellen-nKWK-Markt

Die Markteinführung von Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen in Deutschland wurde über Jahre immer wieder verschoben, bis Ende 2011 die BlueGEN von SOLIDpower, damals noch Ceramic Fuel Cells, als erste eingeführt wurde. Ende des Jahres 2013 folgte die Galileo 1000 N von Hexis, ebenso eine

Hochtemperatur-Brennstoffzelle wie die BlueGEN. Die erste Niedertemperatur-Brennstoffzelle wurde im April 2014 von Viessmann als Vitovalor 300-P eingeführt. Am Ende des Jahres folgte die einzige Hochtemperatur-PEMFC mit der Elcore 2400. Für das Jahr 2016 wurde die Markteinführung weiterer Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen von Buderus, Junkers, SenerTec und Vaillant angekündigt. Nachdem die Anlagen von Bosch unter den Marken Buderus und Junkers seit Ende des Jahres 2016 am Markt verfügbar sind, hat Bosch im Frühjahr 2017 angekündigt, die Technologie nicht weiter entwickeln zu wollen. Vaillant hat auf der ISH 17 sogar angekündigt, sich aus der Brennstoffzellen-nKWK-Technologie komplett zurück zu ziehen [B37, p. 2].

Tabelle 4: Übersicht über derzeit und zukünftig am Markt erhältliche SOFC-nKWK-Anlagen

Hersteller	Buderus	HEXIS	Junkers	SOLIDpower	Vaillant
Bezeichnung	Logapower FC10	Galileo 1000N	Cerapower FC10	BlueGEN	exellPOWER
Typ	SOFC	SOFC	SOFC	SOFC	SOFC
Leistung (el/th)	0,7/0,62 kW	1,0/1,8 kW	0,7/0,62 kW	1,5/0,61 kW	0,7/1,3 kW
Zusatzkessel	7-24 kW	7-21 kW	7-22 kW	frei wählbar	6-27 kW
Warmwasser-/Pufferspeicher	75/135 l	frei wählbar	75/135 l	frei wählbar	frei wählbar
Elektrischer Wirkungsgrad	45 %	35 %	45 %	60 %	33 %
Gesamtwirkungsgrad	85 %	95 %	85 %	85 %	93 %
Markteinführung	Ende 2016	Ende 2013	Ende 2016	Ende 2011	unbekannt
Preis	unbekannt	ca. 19.000 €	unbekannt	ca. 25.000 €	unbekannt

Tabelle 5: Übersicht über derzeit und zukünftig am Markt erhältliche PEMFC-nKWK-Anlagen

Hersteller	Elcore	SenerTec	Viessmann
Bezeichnung	2400 Plus	Dachs InnoGen	Vitovalor 300-P
Typ	HT-PEMFC	NT-PEMFC	NT-PEMFC
Leistung (el/th)	0,3/0,7 kW	0,7/1,0 kW	0,8/1,0 kW
Zusatzkessel	frei wählbar	5-22 kW	6-19 kW
Warmwasser-/Pufferspeicher	Kombispeicher, Größe wählbar	Trinkwarmwasserstation/300 l	46 bzw. 300 l/170 l
Elektrischer Wirkungsgrad	32 %	38 %	37 %
Gesamtwirkungsgrad	104 % (H)	90 %	90 %
Markteinführung	2015	2016	April 2014
Preis	ca. 20.000 € [B86, p. 1]	ca. 28.000 € [B79, p. 1]	ca. 25.000 € [B87, p. 1]

Eine Übersicht auf aktuelle und zukünftig am Markt verfügbare Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen ist in Tabelle 4 und Tabelle 5 auf Basis von Veröffentlichungen der Initiative Brennstoffzelle [B40, pp. 2–3] zu entnehmen.

Die geringe Zahl der angebotenen Anlagen deutet schon auf einen sehr kleinen Markt für diese Technik in Deutschland hin. Bis 2016 waren in Deutschland erst etwa 1000 Anlagen installiert [B6, p. 8], viele davon in den Feldversuchen Callux (ca. 500 Anlagen [B16, p. 33]) und ene.field (geplant 1000 Anlagen in Europa [B29, p. 3]). In Japan hingegen sind durch massive jahrelange Förderung im ene.farm Projekt schon mehr als 190.000 hauptsächlich PEMFC-nKWK-Anlagen in Betrieb [B24, p. 25] [B25, p. 8]. Deshalb suchen deutsche Hersteller die Nähe zu erfahrenen japanischen Unternehmen bei der Entwicklung ihrer Anlagen. Viessmann verbaut zum Beispiel eine Brennstoffzelle von Panasonic in seiner nKWK-Anlage [B90, p. 13], die schon 2014 über 50.000 Mal gebaut wurde [B64, p. 1]. Bosch hat bei seinen Marken Junkers und Buderus auf eine bewährte SOFC von Aisin aus dem ene.farm-Projekt zurückgegriffen [B90, p. 13]. Auch SenerTec hat bei der Entwicklung des InnoGen mit dem erfahrenen japanischen Brennstoffzellenhersteller Toshiba zusammengearbeitet [B90, p. 13]. Lediglich Viallant hat auf den deutschen Hersteller sunfire GmbH bei der Entwicklung seiner exellPOWER gesetzt.

Ein weiterer Grund für die geringe Anlagenzahl in Deutschland sind die hohen Preise. Sie sind für die aktuellen Anlagen noch so hoch, dass Anlagen häufig nicht wirtschaftlich sind, auch mit den aktuellen Förderungen, die das KWK-Gesetz und die BAFA bieten. Seit August 2016 wurde deshalb von der KfW das Förderprogramm 433 speziell für Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen aufgelegt, das maximal 40 % der Investitionskosten der Anlage übernimmt und damit die Wirtschaftlichkeit erhöht [B46, p. 1]. Diese Förderung wurde inzwischen (Stand September 2017) schon ca. 1000 Mal beantragt [B45, p. 2]. Mit dieser Maßnahme soll der Markteintritt dieser Technologie unterstützt werden und ähnlich der Förderung regenerativer Energien die zukünftigen Anlagenpreise aufgrund von Lerneffekten reduziert werden. Die Erfahrungen aus Japan zeigen, dass der Preis für Niedertemperatur-Brennstoffzellen-nKWK seit dem Markteintritt 2009 mehr als halbiert werden konnte. Dabei betrug die Lernrate (LR) 18 %, was bedeutet, eine Verdopplung der Zahl der produzierten Anlagen ließ die Kosten um 18 % sinken (siehe Abbildung 11).

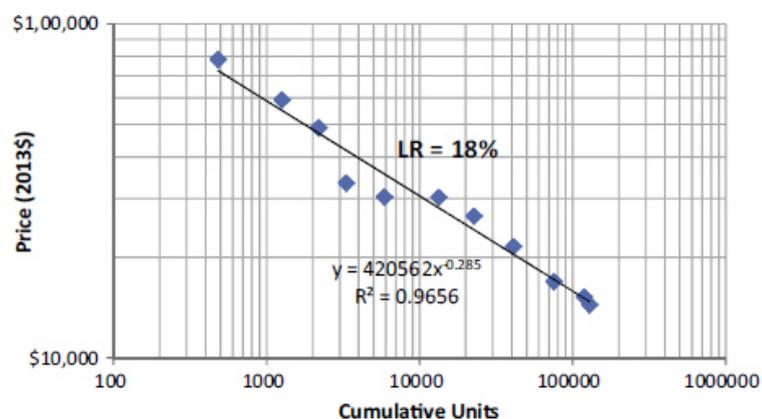


Abbildung 11: Entwicklung der PEMFC-Systempreise in Abhängigkeit von kumulierten Installationen von 2005 bis 2015 [B97, p. 353]

Die Lernrate setzt sich nach [B97, p. 353] nicht nur aus den reinen Skaleneffekten zusammen, sondern auch aus den Verbesserungen des Produktdesigns, der Senkung der Installationskosten sowie anderen „soften“ Faktoren. Die Förderung der Anlagen wurde mit der Kostendegression verringert und soll auslaufen, sobald die Anlagen auch ohne Förderung wirtschaftlich arbeiten. Nach Berechnungen des japanischen Ministeriums für Wirtschaft, Technologie und Industrie werden die Preise 2019 für PEMFC-nKWK bei ca. 7.500 \$ liegen und sich die Anlagen innerhalb von 7-8 Jahren amortisiert haben; deshalb werden sie für viele Verbraucher auch ohne Subventionen interessant. Für SOFC-basierte nKWK rechnet das japanische Ministerium zumindest 2021 mit einem Verkaufspreis von unter 10.000 \$ und ebenfalls einer profitablen Amortisationszeit von 7-8 Jahren [B25, p. 20].

Im deutschen Callux-Projekt wurde auch die Kostenentwicklung betrachtet. Die Daten sind jedoch wegen der geringen Zahl (500 Anlagen) der Testreihe nicht sehr aussagekräftig; sie lassen aber eine Tendenz erkennen. In der Vor-Kommerzialisierungsphase von 2008 bis 2014 wurden drei Generationen von Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen entwickelt. Die Anlagenkosten sind dabei von Generation zu Generation jeweils um ca. 40 % gesunken und damit insgesamt um ca. 60 % [B16, p. 34]. In Japan konnte in der Vor-Kommerzialisierungsphase von 2005 bis 2008 auch eine Kostenreduktion von ca. 60 % realisiert werden, wobei aber dort 2500 Anlagen gefertigt wurden (siehe Abbildung 11). Sollte eine ähnliche Entwicklung von Japan und Deutschland in der Vor-Kommerzialisierungsphase auch eine ähnliche spätere Kostenentwicklung nach sich ziehen, müssten die Produktionszahlen in Deutschland noch mehrfach verdoppelt werden. Bei Anlagenkosten von derzeit ca. 25.000 € muss der Preis um wenigstens zwei Drittel reduziert werden, um konkurrenzfähig und damit wirtschaftlich zu sein. Zur Reduzierung der Kosten um zwei Drittel müssten die akkumulierten Produktionszahlen mindestens sechs Mal verdoppelt werden. Das wären bei aktuell ca. 1.000 vorhandenen Anlagen mindestens rund 63.000 zusätzliche Anlagen. Dies bedeutet letztlich, dass die Anlagen noch auf Jahre von Subventionen, wie das Förderprogramm KfW 433, angewiesen wären.

Der Brennstoffzellen-nKWK-Markt in Deutschland war hinsichtlich der genutzten Brennstoffzelle bis 2016 ausgeglichen aufgeteilt in Hoch- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen. Die in 2016 angekündigten oder auf den Markt gekommenen Anlagen sind jedoch alle SOFCs, bis auf die SenerTec InnoGen, und spiegeln damit den derzeitigen Trend wider. Die Hersteller setzten trotz der technisch und wirtschaftlich weiterentwickelten PEMFC auf Festoxidbrennstoffzellen, was sich auf die vorstehend erläuterten Eigenschaften der SOFC zurückführen lässt. Zunächst versprechen nämlich SOFC-basierte nKWK-Anlagen gegenüber den PEMFC-basierten einen viel höheren Wirkungsgrad. Derzeit erreichen die PEMFC-nKWKs auf dem deutschen Markt weniger als 40 % elektrischen Wirkungsgrad. SOFCs hingegen verfügen schon über einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 60 %. Damit sind sie für Anwendungen in modernen hochisolierten Gebäuden, die einen immer geringeren Wärme- und immer höheren Strombedarf haben, viel geeigneter. Sie erreichen dort wesentlich höhere Laufzeiten und damit auch eine höhere Rentabilität. Ergänzend sei bemerkt, dass dezentrale SOFCs mit 60 % elektrischem Wirkungsgrad ähnlich effizient wie die effizientesten Groß-Kraftwerke in Deutschland arbeiten. Bedenkt man jedoch weiterhin, dass der Strom auch noch vom Kraftwerk zum Verbraucher geleitet werden muss, dann sind nahe beim Verbraucher dezentral aufgestellte SOFCs sogar in der Stromwandlung effizienter und entsprechen damit den in Kapitel 2.1

formulierten Forderungen für den Strommarkt 2.0 bezüglich der Effizienz. Letztlich ist, wie schon erläutert, die Brennstoffaufbereitung bei erdgasbetriebenen SOFCs einfacher und damit auch günstiger und effizienter als bei PEMFCs. Diese Vorteile überwiegen offensichtlich in den Augen der Hersteller die Nachteile der aktuell geringeren technologischen Reife und der höheren Einkaufspreise der Brennstoffzellen aus Japan [B25, p. 20]. Die Hersteller von SOFC-basierten nKWK-Anlagen erwarten, dass sich für die SOFC langfristig bei höheren Stückzahlen ähnliche Lerneffekte hinsichtlich der Technik und Kosten wie bei der PEMFC ergeben. Dann wäre die SOFC der PEMFC für den Einsatz in der nKWK eindeutig überlegen.

Betrachtet man die Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen in den Tabelle 4 und Tabelle 5 hinsichtlich der Anlagengröße, kann man erkennen, dass sich die Leistung der Anlagen mit späterem Markteintritt verringert hat. Die BlueGEN ist 2011 mit 1,5 kW_{el} auf den Markt gekommen, die folgende Galileo von Hexis in 2013 nur noch mit 1 kW_{el} Leistung. Alle danach folgenden Anlagen leisten lediglich ca. 0,7 kW_{el}. Den Trend zu geringeren Leistungen, um 0,7 kW_{el}, kann man auch im ene.farm-Projekt in Japan erkennen [B63, p. 1]. Denn mit der geringeren elektrischen Leistung reduziert sich auch die thermische Leistung, so dass jährlich höhere Vollbetriebsstunden erreicht werden können, die zur Wirtschaftlichkeit der Anlage entscheidend beitragen. Darüber hinaus kann bei der geringen elektrischen Leistung ein höherer Teil der elektrischen Energie der nKWK-Anlagen im Gebäude selbst verbraucht werden. Dies erhöht die Wirtschaftlichkeit der Anlage zusätzlich, da bei aktuellen und wahrscheinlich auch bei zukünftigen Fördermechanismen die Einspeisung von Strom aus Brennstoffzellen in das allgemeine Netz verlustbehaftet sein wird. Deshalb hat Elcore zum Beispiel die Leistung seiner Brennstoffzelle ganz konsequent so gering dimensioniert, dass meist der gesamte erzeugte Strom selbst verbraucht wird. Sie leistet nur 300 W elektrisch (siehe Tabelle 5), was ungefähr den elektrischen Grundumsatz eines Einfamilienhauses ausmacht. Die korrespondierende thermische Leistung von 700 W ist so gering, dass sie fast jederzeit vom dazugehörigen Speicher aufgenommen werden kann. Damit erreicht die Brennstoffzellen-nKWK-Anlage, neben einer wirtschaftlich wichtigen hohen Eigenverbrauchsquote, sehr hohe Laufzeiten und kann damit sehr wirtschaftlich betrieben werden.

Die Leistung der Brennstoffzellen, die in den Tabelle 4 und Tabelle 5 vorgestellt sind, werden nachstehend in Abbildung 12 nochmals mit anderen nKWK-Anlagen dargestellt. Die brennstoffzellengetriebenen nKWK-Anlagen erreichen im Vergleich zu den motorischen Anlagen wesentlich geringere thermische Leistungen. Keine der Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen verfügt über mehr als 2 kW_{th}. Deshalb benötigen diese Anlagen nicht nur einen Spitzenlastkessel, wie andere motorische Anlagen, sondern einen zusätzlichen Wärmeerzeuger. Dieser wird häufig schon mit der Brennstoffzelle als Systemlösung verbaut und ist immer ein Gas-Brennwertkessel. Dieser bietet sich an, da er günstig sowie sehr einfach zu dimensionieren ist. Der benötigte Gasanschluss muss zudem für die Brennstoffzelle bereits vorhanden sein. Es gibt jedoch auch Anlagen, bei denen der zusätzliche Wärmeerzeuger frei gewählt werden kann, wie zum Beispiel bei der BlueGEN oder der Elcore 2400 Plus. Diese Anlagen könnte man auch mit einer modernen und effizienten Wärmepumpe kombinieren, was wiederum mit den in Kapitel 2.1 formulierten Forderungen für den Strommarkt 2.0 in Einklang stünde.

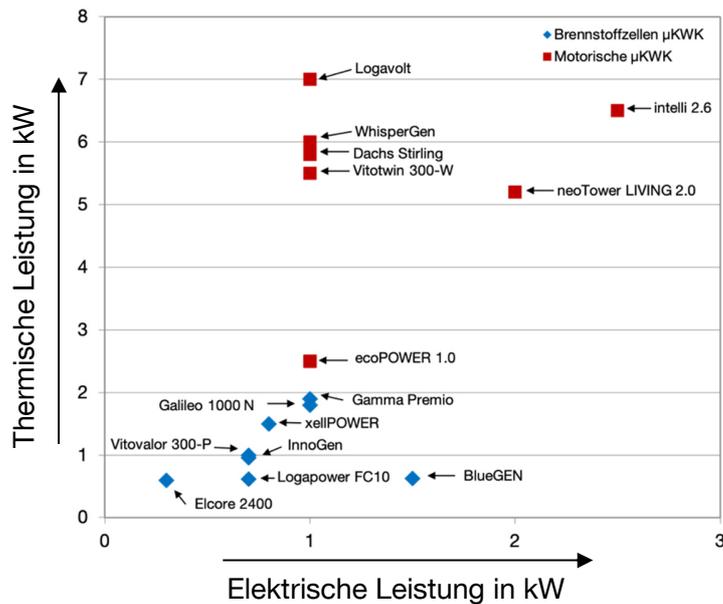


Abbildung 12: Übersicht der thermischen und elektrischen Leistung von nKWK-Anlagen in Deutschland in 2017

Abschließend kann für hocheffiziente Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen festgestellt werden, dass sie insbesondere aufgrund ihrer geringen thermischen Leistung die einzigen sinnvollen Anlagen für moderne, nach der EnEV errichteten Einfamilienhäuser sind. Langfristig erscheinen SOFC durch ihre einfachere Erdgasaufbereitung und leichter zu handhabendes Wassermanagement ebenfalls die optimale Wahl, auch vor dem Hintergrund, dass sich die Anlagenkosten massiv reduzieren lassen, wie bei der PEMFC aufgezeigt.

2.3 Betriebsweisen der nKWK-Anlagen

Der Betrieb der nKWK-Anlage führt üblicherweise auf seine zentrale Aufgabe hin, der Versorgung eines Gebäudes mit ausreichender Wärme. Das nennt man einen wärmegeführten Betrieb. Optimiert die Regelung die Selbstnutzung des erzeugten Stroms, dann bezeichnet man dies als einen stromgeführten Betrieb. Letztlich gibt es noch einen netzgeführten Betrieb, bei dem sich die Leistung der Anlage an der Belastung des Stromnetzes orientiert. Es besteht zusätzlich die Möglichkeit, den Betrieb situationsbedingt anzupassen und so zwischen den unterschiedlichen Betriebsweisen zu wechseln.

Wärmegeführter Betrieb

Der wärmegeführte Betrieb ist die einfachste und am meisten genutzte Regelungsstrategie. Die KWK-Anlage wird ähnlich einem Wärmeerzeuger mit Wärmespeicher geregelt. Sinkt die Speichertemperatur unter einen Sollwert, wird die Anlage eingeschaltet. Ist der Sollwert wieder hergestellt, schaltet sich die Anlage ab.

Bei KWK-Anlagen wird diese Regelung meist mit drei Temperaturfühlern am Warmwasserspeicher realisiert. Der erste Fühler auf Höhe der Trinkwarmwasserzapfung dient der Kontrolle der Solltemperatur. Zur Kontrolle der Temperatur der Wasserzapfung für die Heizung existiert auf mittlerer Höhe ein zweiter Temperaturfühler. Bleibt die Temperatur unter den Sollwerten, obwohl die Anlage eingeschaltet ist, schaltet sich der Spitzenlastkessel zu. Letztlich ist noch ein Temperaturfühler im unteren Bereich des Speichers erforderlich, der kontrolliert, ob die Anlage wieder ausgeschaltet werden kann, wenn die Temperatur ausreichend hoch ist [B51, p. 36].

Die Sollwerte für die Temperaturen an diesen Messstellen können abhängig von der Außentemperatur oder tageszeitabhängig eingestellt werden. Eine Nachtabsenkung der Solltemperaturen zum Beispiel führt zum einen zur Verringerung der Speicherverluste, zum anderen zum Anstieg des Eigenstromverbrauchs. Die Anlage springt morgens nach Erhöhung der Solltemperatur an, lädt den Speicher und gleichzeitig verbrauchen die Hausbewohner wieder vermehrt Strom, der dann direkt von der KWK-Anlage geliefert werden kann [B51, p. 37].

Diese Regelung erlaubt fast keine bedarfsorientierte Erzeugung von Strom und ist auf die effiziente Versorgung des Objekts mit Wärme ausgerichtet. Damit werden jedoch wirtschaftliche Potentiale der Anlage nicht genutzt, weil die bedarfsbezogene Stromerzeugung wirtschaftlich interessanter sein kann als das ungesteuerte Einspeisen.

Stromgeführter Betrieb

Im stromgeführten Betrieb wird versucht, genau dann die Anlage einzuschalten, wenn der generierte Strom selbst verbraucht werden kann. Es gibt zwei Möglichkeiten, diesen Betrieb zu realisieren. Erstens kann die Anlage nach einem festgelegten Plan, der sich aus dem Stromlastprofil des Gebäudes ergibt, gestartet oder moduliert werden. Zweitens kann die Anlage anhand des aktuell vom Smart-Meter gemessenen Strombezugs geregelt werden. Überschreitet der gemessene Wert die elektrische (Mindest-)Leistung einer Anlage, wird sie gestartet. Bei modulierenden Anlagen kann dem elektrischen Verbrauch zwischen der minimalen und maximalen Leistung mit der Laständerungsgeschwindigkeit gefolgt werden. Der Betrieb der Anlage wird jedoch durch die meistens benötigte Wärmeabnahme limitiert, da sonst die Anlage überhitzt. Ist der Speicher gefüllt und kann die Wärme nicht anders abgenommen werden, schaltet sich die Anlage aus.

Der Betrieb der Anlage nach einem vorgegebenen Fahrplan eignet sich vor allem für Verbraucher, die einen sehr vorhersehbaren, oft regelmäßigen Stromverbrauch haben. Dies gilt insbesondere für Anlagen, die im Gewerbe mit festen Arbeitszeiten eingesetzt werden [B52, pp. 29–30]. Für Anlagen in privaten Haushalten wurde von [B51, p. 37] der Verlauf vieler tausend Lastgänge auf Korrelationen untersucht und nur geringe festgestellt. Deshalb stellt sich der stromgeführte Betrieb in privaten Haushalten als schwierig dar und sollte sich am aktuellen Stromverbrauch orientieren.

In der Arbeit [B20] wird gezeigt, dass es mit einer sachgerechten Betriebsweise möglich ist, den Eigenstromanteil von 18 auf 31 % zu steigern [B20, I]. Diese Betriebsweise führt im Jahresmittel zu einer höheren Speichertemperatur, diese wiederum zu höheren Speicherverlusten. Wirtschaftlich werden die zusätzlichen Verluste jedoch durch die Vorteile der Eigenstromdeckung überkompensiert

[B20, III]. Außerdem wird in [B20] festgestellt, dass für eine Prognose des Strom- und Wärmebedarfs der Vortageswert für Einfamilienhäuser am besten geeignet ist. Für die Speichersimulation hat sich gezeigt, dass für eine realistische Abbildung des Speichers ein Modell aus Energiemengen und -leistungen nicht ausreichend ist. Ein Schichtenmodell jedoch, das die entsprechenden Temperaturen berücksichtigt, ist für das Energiemanagement ausreichend [B20, pp. II–III]. In jener Arbeit wurde für die Optimierung eines Fahrplans für KWK-Anlagen eine stochastisch-heuristische Methode verwendet, die sich am Speicherinhalt orientiert, da Gradienten- oder Suchverfahren mit ihren zahlreichen Randbedingungen zu aufwendig sind. Sollte die stochastisch-heuristische Methode aufgrund der begrenzten Anzahl von Funktionsaufrufen nicht das globale Optimum gefunden haben, ist dies aufgrund der großen Unsicherheit bei der Prognose vernachlässigbar. Zusätzlich ist es bei einer stochastisch-heuristischen Methode einfacher, Nebenbedingungen in die Optimierung zu integrieren [B20, II].

RWE bietet mit seiner easyOptimize Box schon für Besitzer einer SenerTec Dachs die Möglichkeit, die Anlage vom wärmegeführten in den stromgeführten Betrieb zu überführen. Durch eine zusätzliche thermische und elektrische Lastprognose kann die Box die Anlage so steuern, dass sie zu Zeiten maximalen Stromverbrauchs läuft, ohne dass fehlende Wärme den thermischen Komfort beeinträchtigt [B70, p. 3].

Netzgeführter Betrieb und virtuelle Kraftwerke

Bei einem netzgeführten Betrieb verlässt die Anlagenregelung das Gebäudelevel, somit auch die gebäudespezifischen Optimierungsziele Effizienz und Eigenstromverbrauch, und orientiert sich an der Netzstabilität. Diese wird erreicht, wenn sich Verbrauch und Produktion von Strom das Gleichgewicht halten. Zur Sicherstellung dieses Gleichgewichts können KWK-Anlagen in Zeiten zu geringer Stromproduktion, wie z.B. zu geringer Produktion durch fluktuierende Einspeiser, ihre Leistung erhöhen oder bei zu hoher Einspeisung verringern. Damit können die KWK-Anlagen mit ihrer flexiblen Produktion bei der Integration regenerativer Einspeiser in unser Energiesystem helfen, so wie es vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auch vorgesehen ist. Die kleinen dezentralen Anlagen agieren jedoch im netzgeführten Betrieb nicht autonom, sondern sind in einen Verbund integriert, der die Leistung der Anlagen poolt und zentral steuert. Dieser Verbund wird Virtuelles Kraftwerk genannt und vermarktet die aggregierte Leistung, da einzelne Anlagen nicht die Mindestgröße erreichen, um am Markt teilnehmen zu können. Dieses Pooling ist seit dem 01.01.2014 zugelassen [B56, p. 1].

Für die Vermarktung der Leistung des Virtuellen Kraftwerks gibt es verschiedene Optionen, die unter Kapitel 2.1 erläutert wurden und in Tabelle 6 kurz zusammengefasst sind. Die einzelnen Vermarktungsmöglichkeiten setzen auch verschiedene Anforderungen hinsichtlich einer Präqualifizierung, einer Mindestleistung sowie Produktgröße voraus. Diese Anforderungen wurden im neuen Strommarktgesetz verringert und sollen zukünftig noch weiter reduziert werden, um die Hürden für den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks zu senken [B11, p. 55] [B11, p. 67] [B11, p. 72]. Damit könnten die Potentiale gehoben werden, die bei einem netzunabhängigen Betrieb verloren gingen. Die zusätzliche regelbare Leistung wird darüber hinaus für eine sicherere Versorgung zur Verfügung stehen. Damit passen sich netzgeführte nKWK-Anlagen auch den Forderungen des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie an, die Stromversorgung stärker auf Preissignale reagieren zu lassen [B11, p. 78] und Eigenerzeugungsanlagen systemdienlich zu betreiben [B11, p. 69].

Tabelle 6: Vermarktungsmöglichkeiten Leistung und Energie Virtueller Kraftwerke [B53, p. 118]

Vermarktungsmöglichkeiten		Beschreibung
„over-the-counter“		Leistung, Dauer und Preis werden frei verhandelt, Orientierung meist an den EEX oder EPEX Produkten
EPEX Spotmarkt	Day-ahead	Die Preise werden täglich für die nächsten 24 h bestimmt. Dabei werden die Preise stundenweise durch Auktionen festgelegt. Die gezahlten Preise richten sich nach dem sogenannten Grenzkostenpreis für die jeweilige Auktion [B71, p. 2]
	Intraday	Hat sich der Bedarf oder die Erzeugung aufgrund von Prognosefehlern kurzfristig verändert, können noch bis 30 min vor Lieferung Viertelstunden- oder Stundenprodukte frei ohne Auktion gehandelt werden [B71, p. 3]
EEX Terminmarkt		Längerfristige, standardisierte Stromlieferungen werden hier zur Preisabsicherung frei gehandelt [B71, p. 3]
Regelleistung	Primärreserve	Zur Wahrung der Netzstabilität benötigen die Übertragungsnetzbetreiber eine bestimmte Menge an Regelleistung. Dabei wird zwischen verschiedenen Produkten differenziert, die am Regelmarkt für präqualifizierte Anbieter ausgeschrieben sind: Primär-, Sekundär- und Minutenreserve. Sie unterscheiden sich nach Bereitstellungszeit und Länge der Verfügbarkeit. Die Leistung muss nicht nur positiv sein, es wird auch negative Leistung ausgeschrieben. Die Vergütung für Regelleistung setzt sich aus einem Arbeits- (Bereitstellung) und einem Leistungspreis (tatsächliche Erbringung) zusammen. Der Preis für die Leistungen setzt sich nicht wie am Spotmarkt zusammen, sondern jedem Anbieter wird nur das bezahlt, was er geboten hat (pay-as-bid) [B88, p. 1]
	Sekundärreserve	
	Minutenreserve	

Seit 2014 die gesetzliche Grundlage geschaffen wurde, Leistung zu poolen, sind neue Unternehmen am Strommarkt entstanden, wie zum Beispiel Next Kraftwerke, Lichtblick, VPP Energy, Sonnen, die verschiedenste Stromverbraucher und Erzeuger in einem Virtuellen Kraftwerk zusammenführen. Die gepoolte Leistung wird entweder innerhalb des Verbunds verbraucht oder am Markt (siehe Tabelle 6) angeboten. Dadurch können für Anlagenbetreiber zusätzliche Gewinne zur üblichen Vermarktung generiert werden [B70, p. 8]. Allerdings binden sie meist keine nKWK-Anlagen in ihr Virtuelles Kraftwerk ein. Konnektivierung und Regelung der Anlage sind für die zusätzlich gewonnene Leistung noch zu aufwendig. Dies wird sich jedoch durch sinkende Kosten für die digitale Anbindung und IT ändern. GridX [B75, p. 1] plant bereits kleine KWK-Anlagen in ihren Verbund aufzunehmen und RWE will ebenfalls seine easyOptimize Box für die Schaffung eines Virtuellen Kraftwerks nutzen [B70, p. 8]. Andere Anbieter werden vermutlich folgen.

Um das wirtschaftliche Potential Virtueller Kraftwerke im zukünftigen Energiemarkt zu bestimmen, wurden die Vermarktungsoptionen „Regelleistung“ und „Spotmarkt“ miteinander verglichen. Es wurde zunächst festgestellt, dass sich durch die Vermarktung ein höherer Erlös gegenüber einer ungesteuerten Fahrweise realisieren lässt. Aufgrund der Prognose, dass die Preise für Regelleistung stärker fallen als die am Spotmarkt, wird es zukünftig wirtschaftlich interessanter sein, die Leistung am Spotmarkt zu verkaufen [B53, p. 130].

Für den optimalen Betrieb von KWK-Anlagen im Virtuellen Kraftwerk benötigen die Anlagen, ähnlich zum stromgeführten Betrieb, eine spezielle, vorausschauende Regelung, da bei fast allen KWK-Anlagen die Stromerzeugung unmittelbar mit der Abnahme der anfallenden Wärme verbunden ist. Dies geschieht meist über das Laden eines Speichers oder den direkten Verbrauch der angefallenen Wärme. Kann die Wärme jedoch nicht abgenommen werden, muss die KWK-Anlage abgeschaltet werden, da diese sonst ausfallen würde, und so kann auch kein Strom im Rahmen eines Virtuellen Kraftwerks geliefert werden. Deshalb muss die am Markt verkaufte Leistung mit dem Wärmeverbrauch und Speicherfüllstand abgestimmt sein.

Eine entsprechende Regelung wurde in [B51] entwickelt und die mögliche Stromerzeugung zu Zeiten des Bedarfs maximiert. Für die Regelung zur Erlösoptimierung wird eine Wärmeprognose und der Speicherzustand genutzt, um einen Speichereinsatz sowie einen BHKW-Fahrplan zu erstellen. Auf Grundlage der Wärmebedarfsprognose, dem Speicherzustand und EEX-Preis wurde mittels evolutionärem Algorithmus der Erlös optimiert. Die Optimierung läuft im Rahmen von Restriktionen durch Speicher- und Komfortgrenzen, Anlauf- sowie Ablaufzeiten und Strafkosten für Anfahren gegen übermäßiges Takten. Der hohe Rechenaufwand des Optimierungsalgorithmus kann durch eine geschickte Bestimmung der initialen Parameter reduziert werden [B51, p. 137]. Mit der Regelung kann der Erlös ganz allgemein gegenüber dem wärmegeführten Betrieb gesteigert werden. Besonders an Sommertagen mit geringem Wärmeverbrauch kann durch das gezielte Einschalten der Anlage zu Zeiten hoher Strompreise die Vergütung um ca. 45 % verbessert werden. Im Winter hingegen, gerade bei niedrigen Außentemperaturen und hohen Betriebszeiten der KWK-Anlage, reduziert sich der Mehrerlös fast vollständig [B51, pp. 165–66].

Die Literaturrecherche hat überzeugend gezeigt, dass die technischen und ökonomischen Voraussetzungen für den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerks grundsätzlich gegeben sind. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit bei KWK-Anlagen sind optimale Einsatzplanung und geschickte Vermarktungsstrategien.

2.4 Leistungsmessung der BlueGEN-nKWK-Anlage

Für die vorliegende Arbeit wurde die erste und 2013 einzige am Markt verfügbare Brennstoffzellen-nKWK-Anlage verwendet. Es handelt sich um eine BlueGEN des Herstellers SOLIDpower (bis 2015 Ceramic Fuel Cells) mit 1,5 kW elektrischer Leistung und laut Herstellerangabe ca. 600 W thermischer Leistung. Sie besitzt auch in 2017 mit ihren 1,5 kW die höchste elektrische Leistung dieses Anlagentyps, so dass sie auch das größte Potential für zusätzliche Leistungsbereitstellung in einem netzgeführten Betrieb hat. Weiterhin kann die Anlage, im Gegensatz zu allen anderen nKWK-Anlagen,

durch fehlende Wärmeabnahme nicht überhitzen. Der hohe elektrische Wirkungsgrad bedingt eine nur geringe überschüssige Wärme, die mit heißem Abgas aus dem Schornstein entweichen kann. Das dabei verlorengegangene Wasser kann durch die Wasseraufbereitung der BlueGEN wieder ersetzt werden. Deshalb kann sie theoretisch das ganze Jahr Strom generieren, auch in Zeiten ohne Wärmebedarf, wie z.B. im Sommer, und so hohe jährliche Vollbetriebsstunden erreichen. Dies vereinfacht einerseits die Regelung des Prosumers, andererseits bietet es aber auch die Gelegenheit, flexibel auf Preissignale zu reagieren. Der eigentliche Grund für die aufwendige Wasseraufbereitung in der BlueGEN dürfte nicht der mögliche Betrieb unabhängig vom Wärmebedarf sein, sondern die problematischen An- und Abfahrvorgänge der Brennstoffzelle. Diese Vorgänge scheinen den Anlagen aufgrund der dabei auftretenden hohen thermischen Spannung Dichtigkeitsprobleme zu bereiten. Trotz des langsamen Aufheizens und Abkühlens der Brennstoffzelle über jeweils ca. 25 h, ist vor jedem erneuten Start ein Service nötig.

Die Anlage leistet theoretisch maximal 2 kW, praktisch wird jedoch eine Nennleistung von maximal 1,5 kW angegeben, da sonst die Degradation beschleunigt wird und die Anlage nicht mit dem höchsten Wirkungsgrad läuft. Die Leistung der Brennstoffzelle kann zwischen 0,5 kW und 1,5 kW frei moduliert werden. Der damalige Hersteller Ceramic Fuel Cells hat über die Leistungsdaten der BlueGEN eine Grafik veröffentlicht, die in Abbildung 13 gezeigt wird.

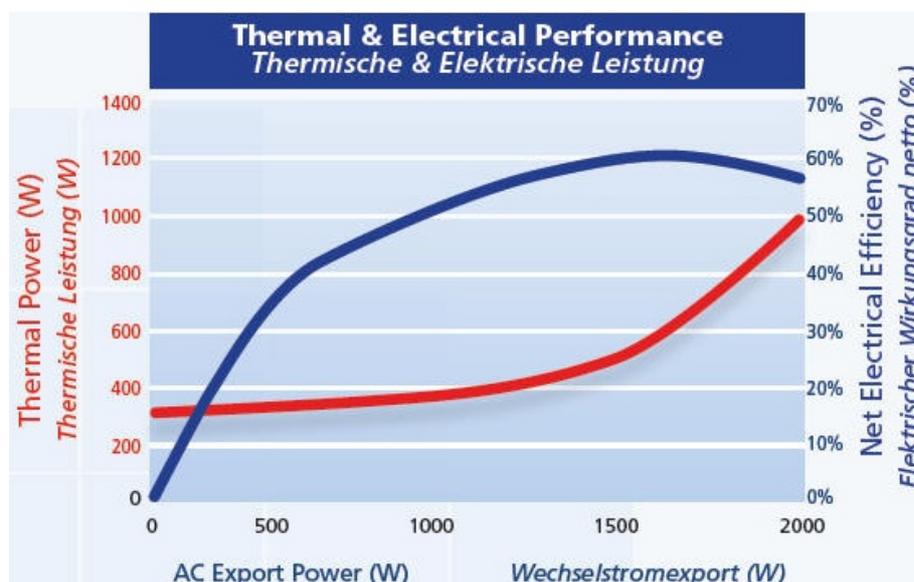


Abbildung 13: Thermische und elektrische Leistung der BlueGEN [B61, p. 5]

Sie stellt die thermische Leistung in Abhängigkeit von der elektrischen sowie dem zur Leistung gehörigen elektrischen Wirkungsgrad der BlueGEN dar. Die angegebene thermische Leistung ist bei einer Rücklauftemperatur in die nKWK-Anlage von 30°C gemessen. Jedoch wird die Rücklauftemperatur in der Praxis nicht konstant 30°C betragen, sondern je nach Speicherfüllstand und Randbedingungen von 15°C bis maximal 70°C variieren, womit sich auch die thermische Leistung der BlueGEN verändert. Diese wird durch einen Wärmeübertrager geliefert, der dem Abgas die Restwärme entzieht. Der Wärmeübertrager kann nur noch die Restwärme aus dem Abgas

entnehmen, da der Reformer vorher bereits vornehmlich die höherwertige Wärme aus dem Abgas genutzt hat. In Abbildung 14 wird das Prinzip des Wärmeübertragers skizziert, der nach dem Gegenstromprinzip arbeitet.

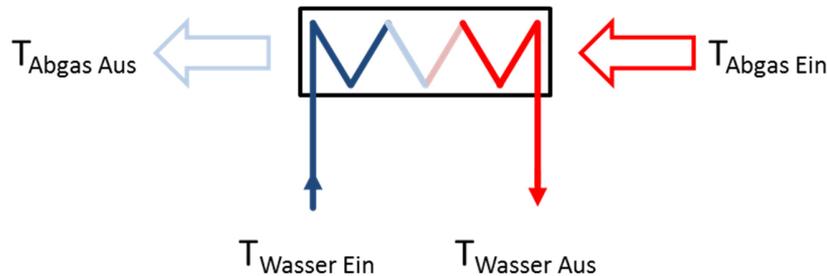


Abbildung 14: Abgas-Wärmeübertrager der BlueGEN

Nimmt man einen idealen Wärmeübertrager an, ist die durch das Kühlwasser gewonnene Leistung (nachstehend Gleichung (2.3)) identisch mit der dem Abgas entzogenen Leistung (nachstehend Gleichung (2.4)). Die übertragene Leistung entspricht der thermischen Leistung (P_{th}) der Brennstoffzelle, und die Rücklauf­temperatur wird in der Formel (2.3) beschrieben. Steigt nun die Rücklauf­temperatur ($T_{Wasser Ein}$) durch einen gefüllten Warmwasserspeicher, muss sich auch die austretende Abgastemperatur nach Gleichung (2.5) erhöhen. Damit kann dem Abgas weniger thermische Leistung entnommen werden, weshalb die Leistung der BlueGEN entsprechend Gleichung (2.4) sinkt.

$$P_{th} = \dot{m}_{Wasser} \times c_{p\ Wasser} \times (T_{Wasser Aus} - T_{Wasser Ein}) \quad (2.3)$$

$$P_{th} = \dot{m}_{Abgas} \times c_{p\ Abgas} \times (T_{Abgas Ein} - T_{Abgas Aus}) + \dot{m}_{Kondensat} \times h_v \quad (2.4)$$

$$T_{Abgas Aus} = \Delta T_{Abgas/Wasser} + T_{Wasser Ein} \quad (2.5)$$

mit	P_{th}	: Thermische Leistung
	\dot{m}_{Wasser}	: Wasser-Massenstrom
	$c_{p\ Wasser}$: Spezifische Wärmekapazität des Wassers
	\dot{m}_{Abgas}	: Abgas-Massenstrom
	$c_{p\ Abgas}$: Spezifische Wärmekapazität des Abgases
	$T_{Wasser Aus}$: Temperatur des Vorlaufs
	$T_{Wasser Ein}$: Temperatur des Rücklaufs
	$T_{Abgas Aus}$: Abgastemperatur nach dem Wärmeübertrager
	$T_{Abgas Ein}$: Abgastemperatur vor dem Wärmeübertrager
	$\dot{m}_{Kondensat}$: Kondensat-Massenstrom
	h_v	: Verdampfungsenthalpie
	$\Delta T_{Abgas/Wasser}$: Temperaturdifferenz zwischen Abgas und Kühlwasser

Um eine genauere Modellierung des thermischen Verhaltens der BlueGEN für eine dynamische energetische Simulation zu ermöglichen, soll in dieser Arbeit die Temperaturabhängigkeit der thermischen Leistung untersucht werden. Nur so können nach der Simulation fundierte Aussagen über die thermische Leistung der BlueGEN für ein ganzes Betriebsjahr sowie die Wechselwirkungen zwischen Wärmepumpe und nKWK-Anlage getroffen werden.

Darüber hinaus sollen die vom Hersteller der BlueGEN gemachten Leistungsangaben überprüft werden. Dazu wurde ein Prüfstand errichtet, der die Leistung und die dazugehörigen Wirkungsgrade der Anlage messen kann. Zur Untersuchung der BlueGEN wurde die elektrische Leistung von 500 bis 1500 W in 200 W-Schritten mit der maximalen Laständerungsgeschwindigkeit von 35 W/min erhöht. Bei jedem Schritt wurde die thermische Leistung ab einer Rücklauftemperatur von 15°C bis 71°C gemessen. Die Temperatur wurde dabei in 2°C-Schritten angehoben.

2.4.1 Aufbau des Prüfstandes

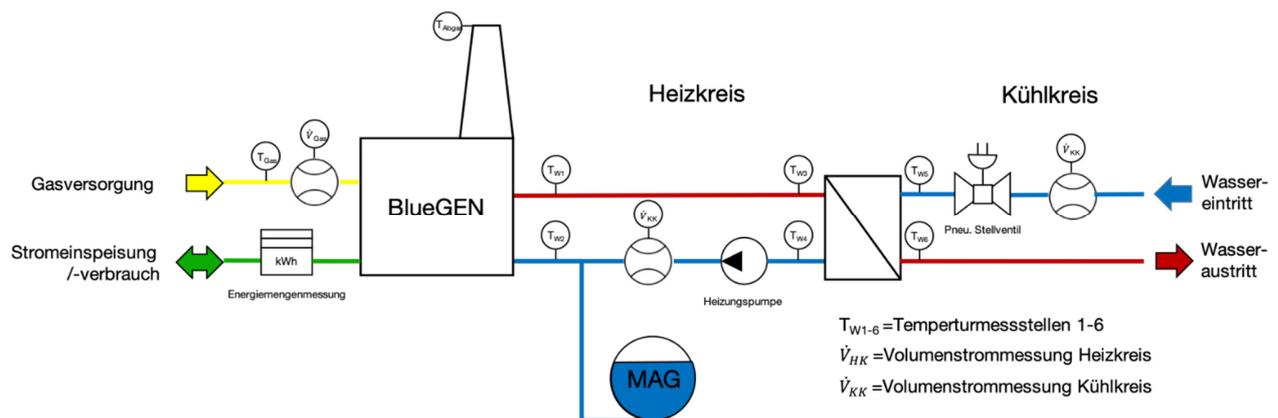


Abbildung 15: Aufbau des Brennstoffzellen-nKWK-Prüfstandes

Der Prüfstand wurde so konzipiert, dass er einerseits die elektrische Netto-Leistung der BlueGEN, die ans Netz abgegeben wird, andererseits auch die abgegebene thermische Leistung messen kann. Die thermische Leistung P_{th} wird, wie vorstehend in Gleichung (2.3) dargelegt berechnet. Die elektrische Leistung P_{el} der Brennstoffzelle wird nach Gleichung (2.6) durch eine Energiemengenmessung E_{el} in einem Messzeitraum $t_{Messung}$ bestimmt.

$$P_{el} = \frac{E_{el}}{t_{Messung}} \quad (2.6)$$

mit E_{el} : Gemessene elektrische Energie
 P_{el} : Elektrische Leistung
 $t_{Messung}$: Messzeitraum

Die elektrische Leistung der Anlage kann nicht direkt am Prüfstand eingestellt werden. Sie wird vom Hersteller per Fernwarte geregelt, wie auch das Monitoring der Brennstoffzelle bezüglich aller internen Vorgänge, zum Beispiel Wasserqualität oder -aufbereitung.

Der elektrische Wirkungsgrad der Anlage wird aus dem Verhältnis von abgegebener elektrischer Leistung und zugeführter Gasleistung berechnet.

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{P_{Erdgas}} \quad (2.7)$$

mit η_{el} : Elektrischer Wirkungsgrad
 P_{el} : Elektrische Leistung
 P_{Erdgas} : Zugeführte Leistung durch Erdgas

Die zugeführte Gasleistung wiederum wird nach Gleichung (2.8) mit Volumenstrom und Heizwert des Erdgases berechnet. Damit der Heizwert unter einheitlichen Normbedingungen verwendet werden kann, muss in der Gleichung auch der Erdgasvolumenstrom auf Normbedingungen umgerechnet werden.

$$P_{Erdgas} = H_{i,n,Erdgas} \times \dot{V}_{n,Erdgas} = H_{i,n,Erdgas} \times \dot{V}_{Erdgas} \times \left(\frac{T_n}{T_{Erdgas}} \right) \times \left(\frac{p_{Erdgas}}{p_n} \right) \quad (2.8)$$

mit P_{Erdgas} : Zugeführte Leistung durch Erdgas
 $H_{i,n,Erdgas}$: Heizwert des Erdgases unter Normbedingungen
 $\dot{V}_{n,Erdgas}$: Erdgasvolumenstrom unter Normbedingungen
 \dot{V}_{Erdgas} : Erdgasvolumenstrom
 T_n : Normtemperatur
 T_{Erdgas} : Erdgastemperatur
 p_{Erdgas} : Erdgasdruck
 p_n : Normdruck

Messsystem

Das Messsystem des Prüfstandes besteht aus den einzelnen Messgeräten und einer zentralen Messwerterfassung, -verarbeitung und -speicherung. Die zentrale Erfassung und Verarbeitung wurde mit Lösungen von National Instruments (NI) umgesetzt. Die Messwerte werden von einem cRIO-9074 mit einer Frequenz von 10 kHz erfasst. Das cRio wurde für zusätzliche Ein- und Ausgänge mit einer NI-9144 EtherCAT erweitert. Diese wurde benötigt, da nicht nur das Messsystem, sondern auch die Regelung des Prüfstandes auf das National Instrument System aufgebaut wurde. Mit der kompatiblen Anwendungssoftware LabVIEW wurde die Messdatenauslesung, -verarbeitung und -speicherung realisiert, die auf einem seit Jahren am Lehrstuhl für Energiewirtschaft genutzten System basiert.

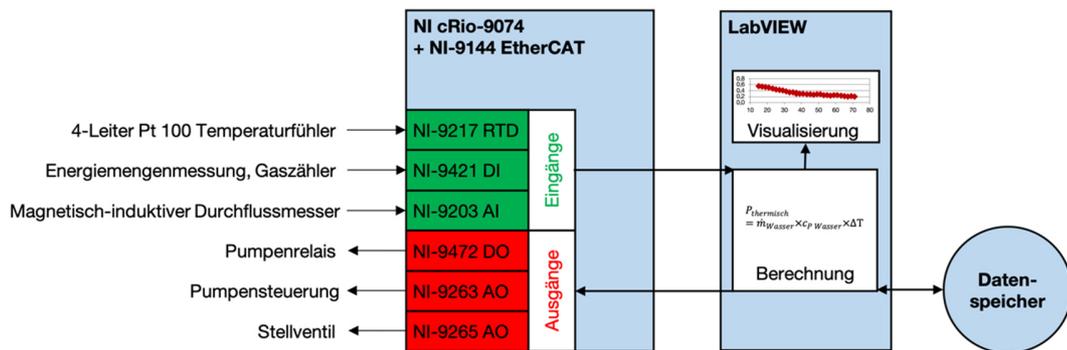


Abbildung 16: Aufbau der Messdatenerfassung, -verarbeitung und -speicherung

Die Fehler bei der Übertragung des analogen Signals vom magnetisch-induktiven Durchflussmesser (MID) zur cRIO werden vernachlässigt. Dies wurde durch die geringe Leitungslänge zwischen MID und cRIO und des überwiegenden Gerätefehlers möglich. Der Gerätemessfehler beträgt aufgrund geringer Strömungsgeschwindigkeit von ca. 0,2 m/s maximal 1,5% [B28, p. 14]. Der Wasserstrom durch die BlueGEN wurde mit einem Promag 53H von Endress + Hauser gemessen.

Die Temperaturmessung wurde mit einem Blockkalorimeter von Jofra kalibriert, womit eine Übertragungsfehlerquelle ausgeschlossen werden konnte. Lediglich der Fehler des Kalibrators von $\pm 0,1^\circ\text{C}$ [B4, p. 5] bleibt erhalten.

Für die Temperaturmessung wurden zwei verschiedene Fühler eingesetzt. Die Messung der Wassertemperaturen wurde durch 4-Leiter Pt100 Temperaturfühler mit der Genauigkeitsklasse 1/10 DIN EN 60751 Klasse B durchgeführt. Mögliche hohe Temperaturen bei der Abgasmessung der Brennstoffzelle erfordern einen bis 600°C zulässigen 4-Leiter Pt100 Fühler. Seine Genauigkeitsklasse beträgt jedoch nur EN 60751 Klasse B, welche eine zehnfach höhere Messabweichung gegenüber 1/10 DIN EN 60751 Klasse B erlaubt. Die maximale Messabweichung für die Genauigkeitsklasse (1/10 DIN EN 60751 Klasse B) wird nach Gleichung (2.9) berechnet [B23, p. 13].

$$\Delta T_{abs} = \pm \left(\frac{1}{10} (0,30^\circ\text{C} + 0,005 \times t_{max}) \right) \quad (2.9)$$

mit ΔT_{abs} : Absolute Messabweichung der Temperatur
 t_{max} : Maximal gemessene Temperatur in $^\circ\text{C}$

Für eine maximale Wassertemperatur von 71°C ergibt sich damit eine maximale Abweichung absolut von $\pm 0,07^\circ\text{C}$ und relativ von $\pm 0,1\%$ für die Messung.

Die größte Messabweichung für die Genauigkeitsklasse DIN EN 60751 Klasse B wird ebenfalls, wie in Gleichung (2.9) beschrieben berechnet, jedoch mit dem Faktor 10 multipliziert. Für das Abgas wurde maximal eine Temperatur von 81°C gemessen, so dass sich eine maximale Messabweichung von $\pm 0,71^\circ\text{C}$ absolut und $\pm 0,9\%$ ergibt.

Der Gasverbrauch wird mit einem Experimentiergaszähler (trockene Bauart) von Elster erfasst, der einen Drehimpulsgeber besitzt und für jeden verbrauchten Liter einen Impuls an das cRIO sendet. Die maximale Messabweichung beträgt für dieses Gerät beträgt ± 2 % [B27, p. 1].

Die Wirkleistung wurde über einem Wirkarbeitszähler von Müller + Ziegler gemessen. Es werden 25.000 Impulse pro kWh gesendet, so dass in Kombination mit der verstrichenen Zeit die Leistung in LabVIEW berechnet werden kann. Der Wirkarbeitszähler von Müller + Ziegler besitzt eine maximale Abweichung der Klasse B DIN EN 50470-3 und beträgt ± 1 % [B58, p. 2]. Die verstrichene Zeit wird mit 1 kHz erfasst, so dass ihre Messabweichung vernachlässigt werden kann.

Tabelle 7: Messgeräte und relative Messabweichung [B51, p. 61]

Messgeräte	Hersteller	Beschreibung	Relative Abweichung
Gaszähler [B27]	Elster	Experimentiergaszähler	$\pm 2,0$ %
Temperaturfühler Wasser	Fühlersysteme	TF5/E-32/3.0/100/10-4 Pt100 1/10 DIN EN 60751 Klasse B	$\pm 0,1$ %
Temperaturfühler Abgas	Fühlersysteme	EF4/E-10/100-4H Pt100 DIN EN 60751 Klasse B	$\pm 0,9$ %
Kalibrator [B4, p. 5]	Jofra	ATC 156B	$\pm 0,1$ %
Durchflussmesser [B28, p. 14]	Endress + Hauser	Promag 53H	$\pm 1,5$ %
Energiezähler [B58]	Müller-Ziegler	Energiezähler EZW	$\pm 1,0$ %

Messabweichungen

Die Ergebnisse des Prüfstands sind stets vor dem Hintergrund möglicher Abweichungen zu betrachten, die beim Messen auftreten können. Die maximale Abweichung für direkt ermittelte Messergebnisse durch die einzelnen Geräte wurden in Tabelle 7 bereits zusammengefasst. Mit dem Gauß'schen Fehlerfortpflanzungsgesetz kann auch die maximale Abweichung der indirekt ermittelten Werte bestimmt werden. Im Folgenden wird für die thermische Leistung und den elektrischen Wirkungsgrad die maximale Abweichung bestimmt. Zuvor müssen jedoch die maximalen Abweichungen für die zugeführte Leistung des Erdgases und der gemessenen Temperaturdifferenz ermittelt werden.

Die maximale relative Abweichung der thermischen Leistung ergibt sich nach der Gauß'schen Fehlerfortpflanzung in Gleichung (2.10) aus dem maximalen relativen Fehler der Temperaturdifferenz und der maximalen Abweichung des Volumenstroms (siehe Gleichung 2.3). Der Fehler bei der Bestimmung der Dichte und der spezifischen Wärmekapazität wird vor dem Hintergrund der zu berücksichtigenden maximalen Fehlern als vernachlässigbar angenommen.

$$\Delta P_{th,rel} = \sqrt{\Delta \dot{V}_{rel}^2 + \Delta (\Delta T)_{rel}^2} \quad (2.10)$$

- mit $\Delta P_{th,rel}$: Maximale relative Abweichung der thermischen Leistung
 $\Delta \dot{V}_{rel}$: Maximale relative Abweichung des Volumenstroms
 $\Delta(\Delta T)_{rel}$: Maximale relativer Fehler der Temperaturdifferenz

Die maximale Messabweichung des Volumenstroms wird durch den geringen Volumenstrom durch das MID bestimmt. Er beträgt $\pm 1,5\%$. Bei den Messabweichungen für die Temperatur liegen nur absolute Abweichungen vor, so dass zunächst diese berechnet und dann in relative Abweichungen gewandelt werden können. Die absolute Abweichung der Temperaturdifferenz beträgt $\pm 0,09^\circ\text{C}$ und setzt sich aus der absoluten Messungenauigkeit der Temperatur im Vor- und Rücklauf zusammen (siehe Gleichung (2.11)).

$$\Delta(\Delta T)_{abs} = \sqrt{\Delta T_{VL}^2 + \Delta T_{RL}^2} \quad (2.11)$$

- mit $\Delta(\Delta T)_{abs}$: Absolute Abweichung der Temperaturdifferenz
 $\Delta T_{VL,abs}$: Maximale absolute Messabweichung der Vorlauftemperatur
 $\Delta T_{RL,abs}$: Maximale absolute Messabweichung der Rücklauftemperatur

Die maximale relative Abweichung kann aus der absoluten Messabweichung mit der Gleichung (2.12) berechnet werden.

$$\Delta(\Delta T)_{rel} = \frac{\Delta(\Delta T)_{abs}}{T_{VL} - T_{RL}} \quad (2.12)$$

- mit $\Delta(\Delta T)_{rel}$: Maximale relativer Fehler der Temperaturdifferenz
 $\Delta(\Delta T)_{abs}$: Absolute Abweichung der Temperaturdifferenz
 T_{VL} : Vorlauftemperatur
 T_{RL} : Rücklauftemperatur

Da die Temperaturdifferenz gerade bei geringer thermischer Leistung äußerst gering ist, ist auch der relative Fehler hier sehr beachtlich. Er beträgt $\pm 4,6\%$. Es ergibt sich damit insgesamt ein Fehler für die thermische Leistung von maximal $\pm 4,9\%$.

Die maximale Messabweichung der elektrischen Leistung wird direkt durch die Genauigkeit des Messgerätes angegeben und erreicht $\pm 1\%$. Der maximale Fehler für die Ermittlung des elektrischen Wirkungsgrades der Brennstoffzelle setzt sich nach der Gleichung (2.7) aus dem maximalen Fehler für die elektrische Leistung und der Gasleistung zusammen. Der Fehler berechnet sich gemäß Gauß'schen Fehlerfortpflanzungsgesetz nach Gleichung (2.13).

$$\Delta \eta_{el,rel} = \sqrt{\Delta P_{el,rel}^2 + \Delta P_{Erdgas,rel}^2} \quad (2.13)$$

- mit $\Delta \eta_{el,rel}$: Relative Abweichung des elektrischen Wirkungsgrads
 $\Delta P_{el,rel}$: Relative Abweichung der elektrischen Leistung
 $\Delta P_{Erdgas,rel}$: Relative Abweichung der Gasleistung

Die maximale Abweichung der Messung der Leistung des zugeführten Erdgases ergibt sich nach Gleichung (2.8) aus dem Fehler der Volumenstrommessung des Erdgases sowie der maximalen Abweichungen des Heizwertes.

$$\Delta P_{Erdgas,rel} = \sqrt{\Delta \dot{V}_{n,Erdgas,rel}^2 + \Delta H_{i,n,Erdgas,rel}^2} \quad (2.14)$$

mit $\Delta P_{Erdgas,rel}$: Relative Abweichung der Gasleistung
 $\Delta \dot{V}_{n,Erdgas,rel}$: Relative Abweichung des Normvolumenstroms des Erdgases
 $\Delta H_{i,n,Erdgas,rel}$: Relative Abweichung des Heizwertes unter Normbedingungen

Der maximale relative Messfehler der Volumenstrommessung ergibt sich nach Gleichung (2.15) aus den Abweichungen für die Volumenstrommessung bei atmosphärischem Druck und der Umrechnung zu Normbedingungen.

$$\Delta \dot{V}_{n,Erdgas,rel} = \sqrt{\Delta \dot{V}_{Erdgas,rel}^2 + \Delta p_{Erdgas,rel}^2 + \left(\frac{\Delta T_{Erdgas,abs}}{T_{Erdgas}}\right)^2} \quad (2.15)$$

mit $\Delta \dot{V}_{n,Erdgas,rel}$: Relative Abweichung des Norm-Volumenstroms
 $\Delta \dot{V}_{Erdgas,rel}$: Relative Abweichung des Erdgas-Volumenstroms
 $\Delta p_{Erdgas,rel}$: Relative Abweichung Erdgasdrucks
 $\Delta T_{Erdgas,abs}$: Absolute Abweichung der Gastemperatur
 T_{Erdgas} : Maximale Erdgastemperatur

Die maximale relative Abweichung für die Volumenstrommessung beträgt $\pm 2,0$ %. Die maximale absolute Abweichung für die Temperaturmessung beträgt nach (2.9) $\pm 0,07^\circ\text{C}$, wenn angenommen wird, dass die Gastemperatur maximal 30°C beträgt. Die maximale Abweichung der Berechnung des Erdgasdrucks kann mit $\pm 0,1$ % angenommen werden [B51, p. 63]. Der Erdgasdruck wird durch eine Differenzdruckmessung zum Umgebungsdruck ermittelt, welcher wiederum in einer Wetterstation gemessen wird. Diese befindet sich ca. 500 m vom Prüfstand entfernt im Meteorologischen Institut der Ludwig-Maximilian-Universität. Der Fehler für den Heizwert kann aus den Reports der Stadtwerke zur Erdgasqualität abgeleitet werden. Die maximale Abweichung vom eingestellten Heizwert aus Jahr 2012 [B77, p. 1] beträgt in 2014 maximal $\pm 0,77$ % [B78, p. 1]. Da es sich hier um einen Jahresmittelwert handelt, wurde die maximale Abweichung verdoppelt, um kurzfristige Schwankungen ausreichend zu berücksichtigen [B51, p. 63]. Schließlich ergibt sich aus den aufgeführten Fehlern für die Erdgasleistung eine maximale relative Messabweichung von $\pm 2,5$ %. Der elektrische Wirkungsgrad besitzt damit eine maximale relative Messabweichung von $\pm 2,7$ %.

Tabelle 8: Maximale relative und absolute Abweichung bei 1500 W_{el} und 235 W_{th} der BlueGEN

	Thermische Leistung	Erdgasleistung	Elektrische Leistung	Elektrischer Wirkungsgrad
Relative Abweichung	$\pm 4,9$ %	$\pm 2,5$ %	± 1 %	$\pm 2,7$ %
Absolute Abweichung	$\pm 11,44$ W	$\pm 57,83$ W	± 15 W	$\pm 1,6$ %

In Tabelle 8 sind die maximalen Abweichungen der Messungen letztlich zusammengefasst. Es ist offensichtlich, dass alle erfassten Werte nur geringe maximale Messabweichungen aufweisen und für die weitere Verwendung in dieser Arbeit geeignet sind.

2.4.2 Thermische Leistung der BlueGEN

Zur Feststellung der thermischen Leistung der Brennstoffzelle wurde die Rücklaufemperatur beginnend bei 15°C in 2°C Schritten bis 71°C gesteigert. Die resultierende thermische Leistung für 500 W ist in Abbildung 17 und für 1500 W in Abbildung 18 zu sehen. Die Ergebnisse für die dazwischen liegenden elektrischen Leistungen finden sich im Anhang 7.1, da sie für diese Arbeit nicht von besonderer Bedeutung sind. Die Leistung der Brennstoffzelle wird entweder minimal zur Grundlastdeckung oder maximal zum Einspeisen sein, wie später in Kapitel 3.2 dargelegt. Sollten andere Gebäude eine höhere Grundlast als 500 W aufweisen, können die Ergebnisse aus dem Anhang 7.1 verwendet werden.

Betrachtet man die beiden nachstehenden Abbildungen, kann man erkennen, dass die thermische Leistung, wie mit den Gleichungen (2.3), (2.4) und (2.5) erläutert, bei steigenden Rücklaufemperaturen sinkt. Deshalb muss gleichzeitig auch die Abgastemperatur steigen, wie Abbildung 19 und Abbildung 20 für die beiden Fälle aufzeigen.

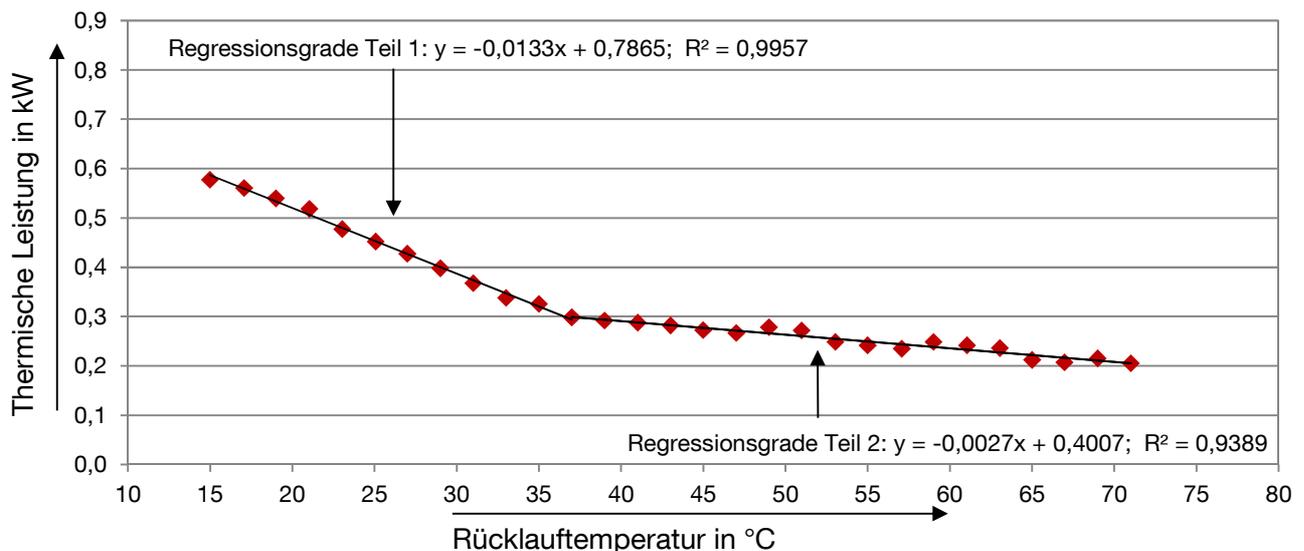


Abbildung 17: Thermische Leistung der Brennstoffzelle bei 500 W_{el} in Abhängigkeit zur Rücklaufemperatur

Die thermische Leistung fällt, wie den Abbildung 17 und Abbildung 18 zu entnehmen ist, linear mit der Rücklaufemperatur, jedoch mit einer Änderung in der Steigung: Zunächst sinkt die Leistung mit steigender Temperatur stark, ab einer Temperatur von ca. 45°C fällt die Leistung dann nur noch leicht. Dies bedeutet, dass oberhalb dieser Rücklaufemperatur nur die sensible Wärme aus dem Abgas genutzt werden kann, unterhalb kann auch die ergiebigere latente Wärme aus der Kondensation des Dampfs aus dem Abgas, wie in Gleichung (2.4) beschrieben, genutzt werden. Die

gestiegene Leistungszunahme durch die Kondensation des Abgases zeigt, dass das Abgas zumindest teilweise auf die oder unter die Taupunkttemperatur gekühlt wurde. Die Taupunkttemperaturen werden in 2.4.3 mit der Rücklauf­temperatur, bei der die Steigung der Geraden zunimmt, bestimmt.

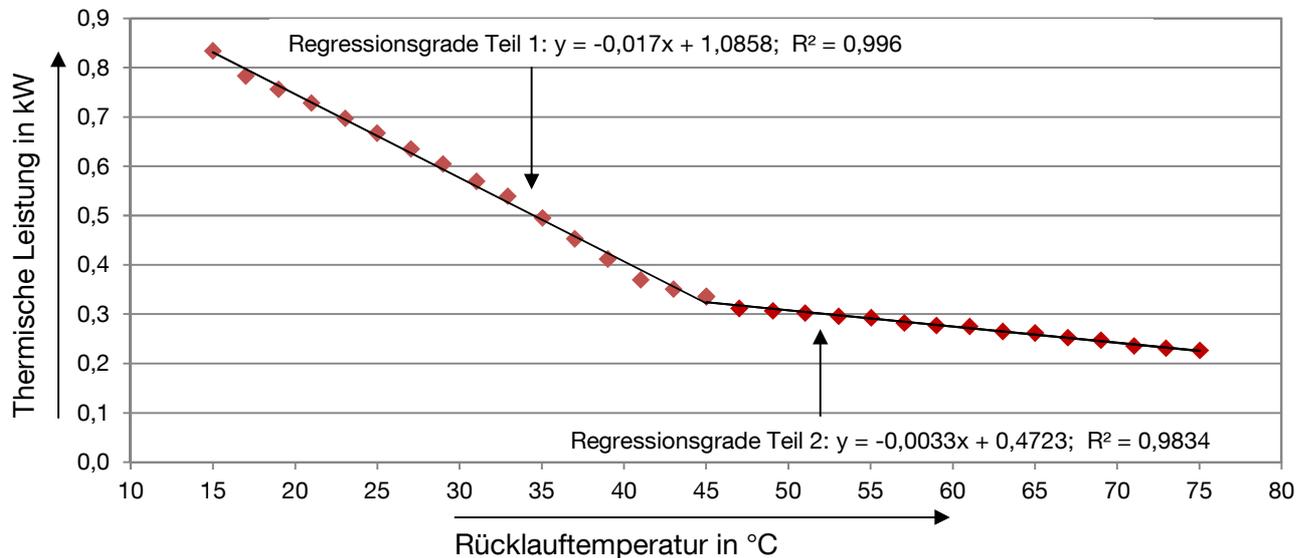


Abbildung 18: Thermische Leistung der Brennstoffzelle bei 1500 W_{el} in Abhängigkeit zur Rücklauf­temperatur

Vergleicht man schließlich noch die thermische Leistung der Brennstoffzelle bei 0,5 kW_{el} und 1,5 kW_{el}, ist zu erkennen, dass die thermische Leistung erwartungsgemäß mit der elektrischen sinkt. Die Brennstoffzelle leistet maximal 0,84 kW_{th} bei 1,5 kW_{el} und mit 0,5 kW_{el} ca. 0,58 kW_{th} bei 15°C Rücklauf­temperatur. Steigt die Rücklauf­temperatur soweit, dass sie keine Kondensation des Abgases zulässt, nähern sich die beiden Leistungen und unterscheiden sich noch um 40 W bei 45°C Rücklauf­temperatur und bei maximaler Rücklauf­temperatur von 71°C schließlich nur noch um 20 W. Sollte die Anlage modulierend in einem Einfamilienhaus mit Speicheranschluss betrieben werden, wird sich die thermische Leistung zwar gegenüber einem Betrieb bei Nennleistung verringern, jedoch in viel geringerem Maß als die elektrische Leistung.

2.4.3 Abgastemperaturen

Die Abgastemperatur der BlueGEN ändert sich in Abhängigkeit zur Rücklauf­temperatur, wie in der Gleichung (2.5) beschrieben. Ihr Verlauf für die elektrische Leistung von 0,5 kW_{el} ist in der Abbildung 19 und für 1,5 kW_{el} in Abbildung 20 dargestellt. Es ist augenfällig, dass die beiden Temperaturkurven sehr ähnlich verlaufen. Die Abgastemperatur ist also kaum abhängig von der elektrischen Leistung, nur von der Rücklauf­temperatur. Mit den Ergebnissen für die thermische Leistung können aus den Abgastemperaturen auch die Taupunkttemperaturen bestimmt werden. Betrachtet man zunächst die Temperaturen bei 1,5 kW_{el}, nimmt die thermische Leistung unterhalb von ca. 45°C Rücklauf­temperatur stark zu, wie in Abbildung 18 zu sehen ist.

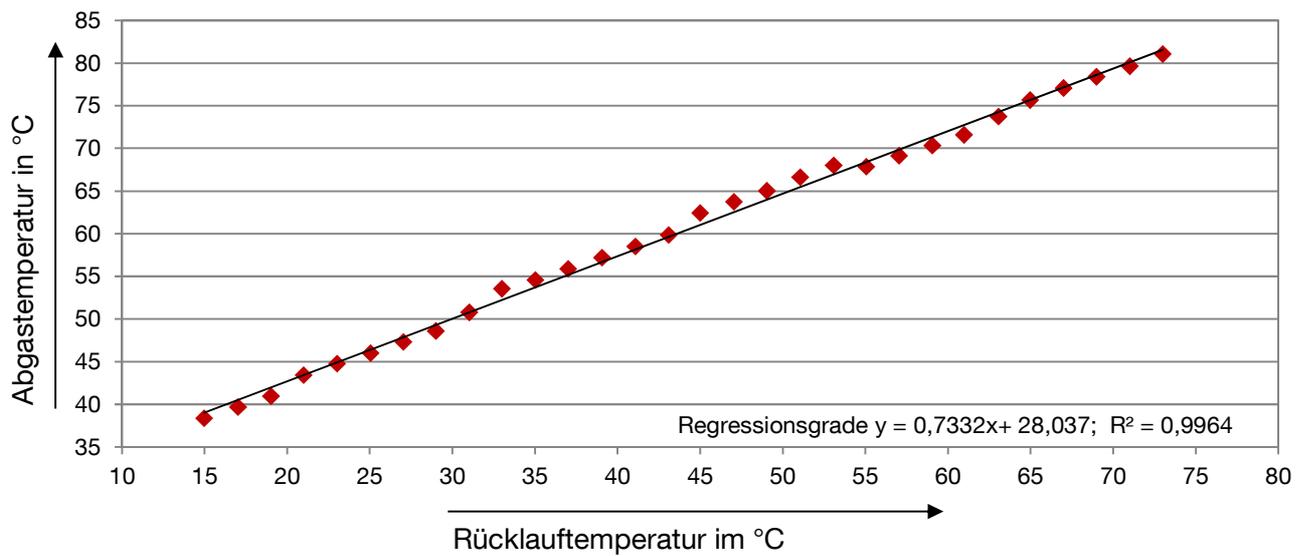


Abbildung 19: Abgastemperaturen der BlueGEN bei 500 W_{el} in Abhängigkeit zur Rücklauf­temperatur

In Abbildung 20 kann man erkennen, dass die Rücklauf­temperatur von 45°C einer Abgastemperatur und damit auch einer Taupunkttemperatur von ca. 59°C entspricht. Dies deckt sich mit der Taupunkttemperatur von Brennwertthermen, die mit geringem Luftüberschuss betrieben werden und deren Abgas auch hauptsächlich aus Wasserdampf besteht [B98, p. 129].

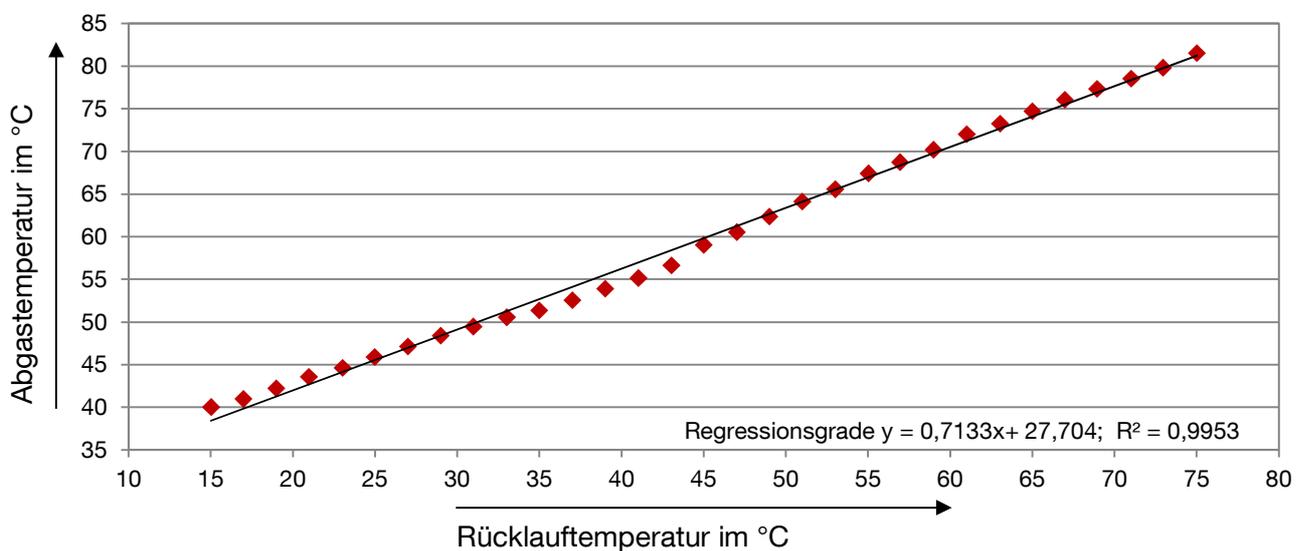


Abbildung 20: Abgastemperaturen der BlueGEN bei 1,5 kW_{el} in Abhängigkeit zur Rücklauf­temperatur

Die thermische Leistung der Brennstoffzelle mit 0,5 kW nimmt ab einer Rücklauf­temperatur von 37°C nicht mehr stark zu. In Abbildung 19 entspricht diese Rücklauf­temperatur einer Abgas- und damit auch einer Taupunkttemperatur von ca. 53°C. Der Taupunkt liegt damit tiefer als bei der höheren elektrischen Nennleistung der Brennstoffzelle – dies ist wohl auf die veränderte Zusammensetzung

des Abgases zurückzuführen. Das Abgas dürfte über einen geringeren Wasserdampfgehalt verfügen. Dies kann entweder an der Kühlung der Brennstoffzelle mit der Luft der Anode oder an der überstöchiometrischen Verbrennung des Restgases im Nachbrenner liegen.

2.4.4 Wirkungsgrade der BlueGEN

Der Hersteller hat für die BlueGEN einen bis jetzt von anderen Brennstoffzellen oder nKWK-Anlagen unerreichten Wirkungsgrad angegeben. Nach Überprüfung dieser Angaben durch eine detaillierte Messung kann der angegebene elektrische Wirkungsgrad der BlueGEN bestätigt werden.

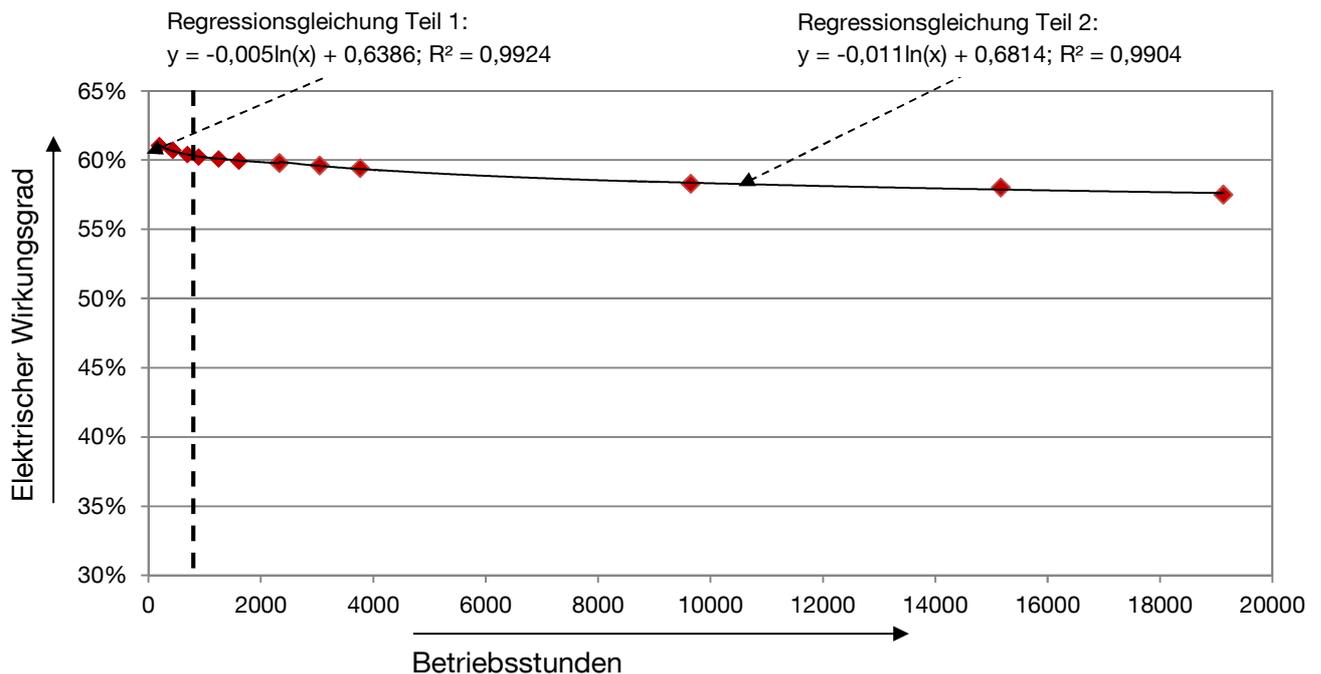


Abbildung 21: Entwicklung des Wirkungsgrades der BlueGEN bei 1500W über fast 20.000 h

In Abbildung 21 ist der Verlauf des Wirkungsgrades über die ersten fast 20.000 Betriebsstunden abgebildet. Der Wirkungsgrad erreichte anfangs mit 61 % etwas mehr als die vom Hersteller angegebenen 60 %. Nach knapp 1.600 Betriebsstunden fiel der Wirkungsgrad auf die angegebenen 60 %. Diese stärkere anfängliche Degradation war zu erwarten: Üblicherweise stabilisiert sie sich danach auf einem niedrigeren Niveau [B83, p. 35]. In der vorliegenden Messung stabilisiert sich die Degradation auf einem fast konstanten Level von ca. 0,1 % pro 1000 Betriebsstunden. Nach fast 20.000 h Betrieb sinkt der Wirkungsgrad damit auf ca. 57,5 %. Verläuft die Degradation so stabil, dann erreicht die Brennstoffzelle auch noch nach mehr als 10 Jahren Betrieb über 50 % Wirkungsgrad. Dies hat bis jetzt noch keine andere Brennstoffzellenanlage erreicht. Falls die BlueGEN diese Werte tatsächlich erreichen sollte, würde die Degradation die Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht beeinträchtigen [B83, p. 32].

Es ist außerdem anzunehmen, dass die Brennstoffzelle auch noch in 10 Jahren 1,5 kW_{el} erreichen kann, da das Stack zu Betriebsbeginn theoretisch maximal 2 kW_{el} leistet und so die

Wirkungsgradverluste ausgleichen kann. Die Mechanismen der Degradation und ihre Abhängigkeit von der Betriebsweise der Brennstoffzelle werden in [B83, pp. 32–55] beschrieben. Degradationsfördernde Ereignisse beim Betrieb der Brennstoffzelle waren vor allem das Ab- und spätere Anfahren der BlueGEN für Wartungsarbeiten im Labor nach ca. 10.000 h, was aber auf der Wirkungsgradkurve nicht festzustellen war.

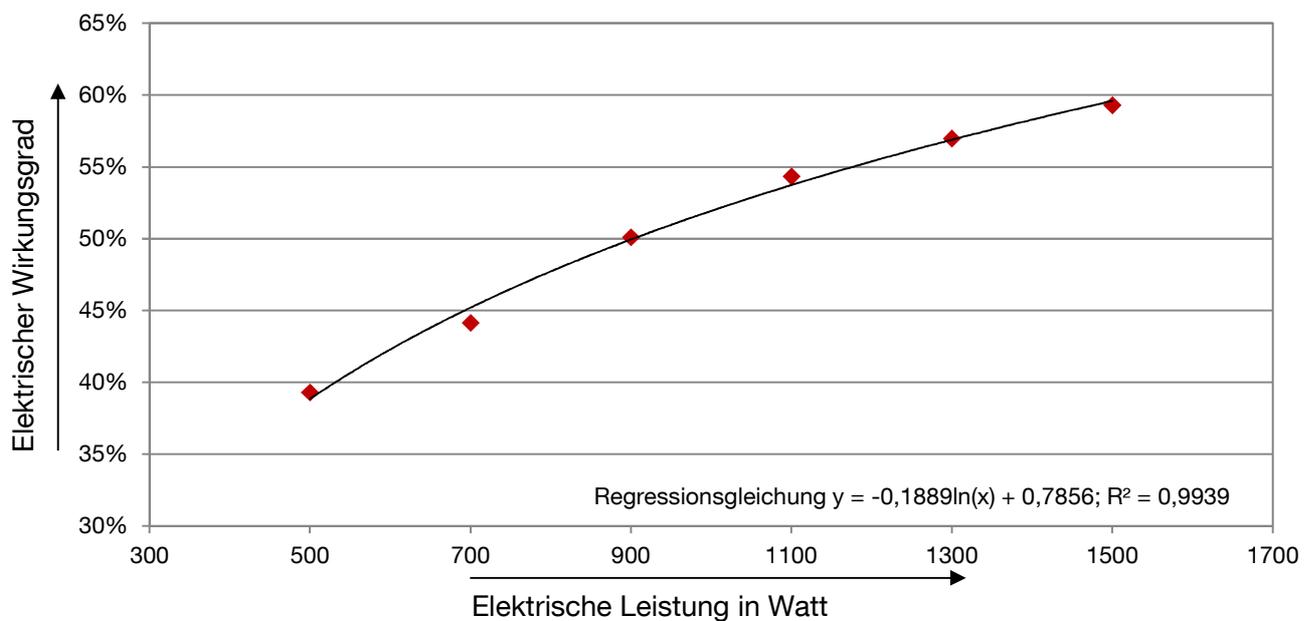


Abbildung 22: Elektrischer Wirkungsgrad der BlueGEN in Abhängigkeit ihrer Leistung

Abbildung 22 zeigt den elektrischen Wirkungsgrad der BlueGEN in den ersten 1,5 Jahren des Betriebs, wobei die Leistung der BlueGEN während der Messung von 0,5 kW schrittweise auf 1,5 kW erhöht wurde. Der Wirkungsgrad stieg dabei logarithmisch von ca. 39 % auf ca. 59 % bei 1,5 kW.

Die getestete BlueGEN von SOLIDpower hat die Herstellerangaben für die elektrische Leistung bestätigt und die Degradation entwickelte sich im Rahmen des Versuchs so, dass nach einer Betriebsdauer von 10 Jahren die Leistung noch 1,5 kW beträgt und der Wirkungsgrad über 50 % liegt. Die thermische Leistung gestaltet sich mit zunehmender Rücklauf­temperatur unabhängig von der elektrischen Leistung der Brennstoffzelle. Der thermische Wirkungsgrad steigt mit fallender elektrischer Leistung und fallendem Wirkungsgrad. Der elektrische Wirkungsgrad liegt selbst bei minimaler elektrischer Leistung der BlueGEN noch höher als bei den meisten am Markt verfügbaren Anlagen im Wirkungsgradoptimum bei Nennlast.

2.5 Wärmepumpe

Brennstoffzellen-nKWK-Anlagen müssen wegen ihrer geringen thermischen Leistung mit einem zusätzlichen Wärmeerzeuger ausgestattet werden. Meist wird von den nKWK-Herstellern dafür ein bewährter und bei der Dimensionierung variabler Gas-Brennwertkessel gewählt (siehe Tabelle 4 und Tabelle 5). Die BlueGEN jedoch kann frei mit jedem zusätzlichen Wärmeerzeuger kombiniert werden.

In dieser Arbeit wird die Anlage atypisch mit einer elektrischen Wärmepumpe kombiniert, da so die Forderungen aus Kapitel 2.1 an die zukünftige Wärmeerzeugung erfüllt werden können: Die elektrische Wärmepumpe treibt die Kopplung des Strom- und Wärmesektors voran und kann zusätzliches Lastmanagementpotential bereitstellen.

2.5.1 Das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe

Wärmepumpen heben Wärmeenergie von einem niedrigen, nicht nutzbaren Temperaturniveau auf ein höheres, im Gebäude nutzbaren. Als Quelle der geringwertigen Wärme kommt meist die Umwelt mit ihrer Luft, ihrem Boden oder Grund- und Oberflächenwasser in Betracht [B69, pp. 97–98]. Als Wärmequellen können außerdem noch andere Quellen, zum Beispiel Abwasser oder Abwärme, genutzt werden. Im Gebäudebereich wird jedoch ganz überwiegend die Umweltwärme der Außenluft oder des Bodens über Kollektoren oder Sonden verwendet.

Das Funktionsprinzip der Wärmepumpe zum Heben des Temperaturniveaus beruht auf der starken Druckabhängigkeit der Temperatur des Phasenübergangs der Fluide. Bei geringem Druck verdampfen einige Fluide schon bei -50°C . Andererseits kondensieren diese Fluide bei Drücken von wenigen Bar erst bei 60°C . Diese sogenannten Kältemittel können also bei geringen Temperaturen Wärmeenergie durch Verdampfung aufnehmen und diese nach einer Erhöhung des Druckniveaus anschließend bei einer höheren Temperatur durch Kondensation wieder abgeben.

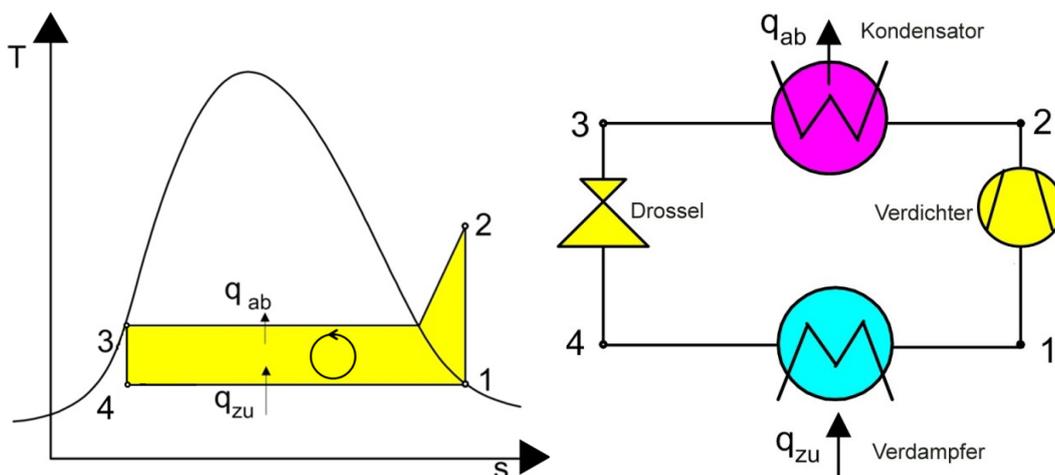


Abbildung 23: Das T-s Diagramm (links) und die dazugehörigen Komponenten (rechts) des Wärmepumpen-Kreisprozesses [B76]

Wird dieses Funktionsprinzip in einem (linkslaufenden) Kreisprozess realisiert, entsteht dadurch eine Wärmepumpe. Der Prozess und das Funktionsprinzip wird in Abbildung 23 links im T-s-Diagramm gezeigt. Die zu den Prozessschritten benötigten Komponenten werden rechts in der Abbildung gezeigt.

Betrachtet man den Prozess im T-s-Diagramm, dann wird auf einem geringen Temperaturniveau mit Energie q_{zu} das Fluid verdampft (siehe Zustand $4 \rightarrow 1$ und Verdampfer). Dies ist nur möglich, weil das

Fluid in der Drossel von Zustand 3→4 entspannt wurde und nun bei geringem Druck eine sehr geringe Verdampfungstemperatur besitzt. Anschließend wird das Fluid im Verdichter vom Zustand 1→2 komprimiert und damit die Kondensationstemperatur erhöht. Die bei geringeren Temperaturen aufgenommene Wärme kann nun auf einem höheren Temperaturniveau im Kondensator durch Verflüssigung als q_{ab} vom Zustand 2→3 abgegeben werden. Damit der Kreisprozess sich schließt und das Fluid wieder bei geringem Druck und geringer Verdampfungstemperatur zur Verfügung steht, muss abschließend der Druck von Zustand 3→4 gedrosselt werden.

Die Verdichterleistung, um den Kreisprozess anzutreiben, kann durch Absorption oder Kompression erbracht werden. Wärmepumpen im Gebäudebereich besitzen meist einen elektrisch angetriebenen mechanischen Kompressor. Die Antriebsenergie des Kompressors steht später zusammen mit der auf ein höheres Temperaturniveau gehobenen Umweltwärme als Nutzwärme zur Verfügung. Dies wird in Abbildung 24 als Energieflussbild skizziert. Wie aus dieser Abbildung ersichtlich, können mit einem Anteil Strom als mechanische Antriebsenergie mehrere Anteile Umweltwärme auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben werden. Sobald weniger CO₂ für die Bereitstellung des Antriebsstroms emittiert wurde als für die Bereitstellung der Nutzwärme in einer konventionellen Brennwerttherme, reduziert die Wärmepumpe auch den CO₂-Ausstoß. Wird der gesamte Antriebsstrom sogar regenerativ, z.B. mit einer PV-Anlage erzeugt, ist auch die Wärme komplett regenerativ.

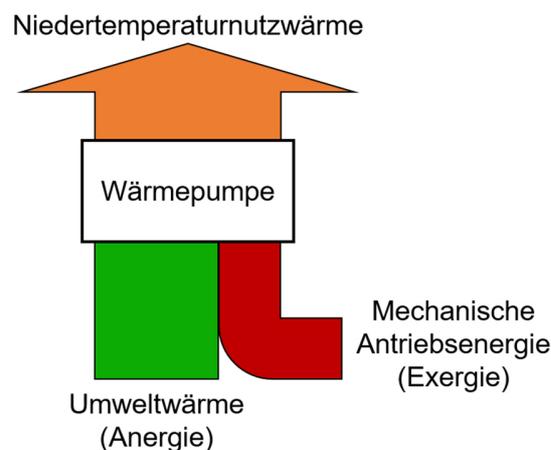


Abbildung 24: Energieflussbild einer Kompressions-Wärmepumpe [B65, p. 1]

2.5.2 Energetische Kennzahlen

Damit das genannte Verhältnis von Antriebsstrom zu Nutzwärme technisch beschrieben werden kann, gibt es verschiedene Kennzahlen für die energetische Effizienz. Bei einer Wärmepumpe spricht man aufgrund eines Effizienzwertes größer als eins nicht von Wirkungsgrad sondern von Leistungszahl, im Englischen der sogenannte Coefficient of Performance. Die Leistungszahl wird durch den reziproken Carnot-Wirkungsgrad theoretisch begrenzt (siehe Gleichung (2.16)). Die Gleichung spiegelt auch wider, dass die Leistungszahl abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmeaufnahme und -abgabe ist. Steigt die Differenz, sinkt die theoretisch erreichbare

Anlagen-Leistungszahl. Deshalb sinkt zum Beispiel die Leistungszahl von Wärmepumpen, welche die Außenluft als Wärmequelle nutzen, im Winter massiv. Ist die Wärmequelle hingegen ein Bodenkollektor, der die stabilere Erdreichtemperatur nutzt, fällt die Quelltemperatur im Winter weniger stark. Neben der Quelltemperatur kann die Leistungszahl zum Beispiel durch eine hohe Vorlauftemperatur für die Heizung begrenzt werden, da diese eine ebenfalls hohe Kondensationstemperatur nach sich zieht. Deshalb wird eine Wärmepumpe vorzugsweise mit einer Niedertemperatur-Heizung kombiniert.

Tabelle 9: Energetische Kennzahlen der Wärmepumpe [B69, p. 102]

Carnot-Leistungszahl	$\varepsilon_{c,w} = \frac{T_{Kondensation}}{T_{Kondensation} - T_{Verdampfung}}$	(2.16)
Anlagen-Leistungszahl	$\varepsilon_{A,W} = \frac{\dot{Q}_{Nutzwärme}}{P_{Kompressor}}$	(2.17)
Jahresnutzungszahl	$JAZ = \frac{Q_{Nutzwärme}}{W_{Kompressor}}$	(2.18)

Zur Vergleichbarkeit der Anlagen-Leistungszahl wurden feste Laborbedingungen für die Messbedingungen, zum Beispiel Temperaturdifferenz und Quelltemperatur, in Normen definiert. Folglich zeigt die Anlagen-Leistungszahl nur ein Bild der Leistungsfähigkeit unter Laborbedingungen. Eine aussagekräftigere Kennzahl ist die Jahresarbeitszahl (siehe Formel (2.18)), welche die Nutzwärme eines Jahres mit dem dafür aufgewendeten Kompressorstrom vergleicht. Dabei werden auch An- und Abfahrvorgänge oder Quelltemperaturschwankungen mit einbezogen. Deshalb gibt die Jahresarbeitszahl ein realistisches Bild der Effizienz insbesondere unter den in Zentral- und Nordeuropa herrschenden Bedingungen. Bei einer Stromherkunft in 2008 mit 15 % regenerativem Strom wird eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 2,0 weniger CO₂ emittieren als vergleichbare Brennwertkessel [B95, p. 11]. Mittlerweile ist der regenerative Anteil der Stromerzeugung in 2016 fast doppelt so hoch, so dass Anlagen selbst bei einer Jahresarbeitszahl unter 2,0 noch CO₂-freundlich arbeiten. Nach einer Feldteststudie des Fraunhofer-Instituts für Bauphysik erreichten Wärmepumpen mit Umweltluft in den letzten zwei Jahren schon eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl von 2,6 [B9, p. 2]. Damit sind Wärmepumpen bereits jetzt, nach rein regenerativen Anlagen, das klimafreundlichste System, das Wärme zur Verfügung stellen kann. Dies und ihr elektrischer Antrieb waren die Gründe für ihre Wahl als Wärmeerzeuger im Prosumer. Diese Vorteile wurden bereits von anderen Autoren erkannt, weshalb die Wärmepumpe in zahlreichen Veröffentlichungen zum flexiblen Lastmanagement berücksichtigt wurde. Jedoch wurde sie bisher nicht zum Lastmanagement in Kombination mit einer Brennstoffzellen-nKWK-Anlage genutzt.

2.6 Lastmanagement mit Wärmepumpen

Die Möglichkeiten und der Stand der Technik beim flexiblen Einsatz von nKWK-Anlagen wurden in Kapitel 2.3 erläutert. Auch die Ergänzung der nKWK-Anlage, die Wärmepumpe, kann flexibel gefahren und so Lastmanagement betrieben werden. Lastmanagement (Demand-Side-Management ,DSM) umfasst alle Arten von Lastbeeinflussung in allen Leistungsklassen. Darüber hinaus gibt es

noch den Begriff der Demand-Response (DR), der beschreibt, dass Verbraucher anhand von Preissignalen ihren Verbrauch verlagern [B68, p. 1]. Diese Definition erklärt den hier angestrebten Einsatz der Wärmepumpe genau. In dieser Arbeit wird jedoch weiter von Lastmanagement und Demand-Side-Management gesprochen, da diese exakte Differenzierung bei Demand-Response in Deutschland nicht üblich ist.

Lastmanagement mit Gebäudeheizungen gibt es in Deutschland schon seit Jahrzehnten. Es wurden elektrische Speicherheizungen in Gebäuden verbaut, die vom Stromversorger gesteuert angeschaltet wurden. Dies geschah vor allem nachts, um die Last im Netz zu erhöhen, so dass Grundlastkraftwerke, zum Beispiel Atomkraftwerke, nicht heruntergefahren werden mussten [B44, p. 60]. Daher werden die elektrischen Speicheröfen auch Nachtspeicherheizungen genannt. Sie werden direkt elektrisch betrieben, weshalb sie schon wegen ihrer niedrigen Effizienz ein Verbot treffen sollte. Die Energiewende und die damit verbundene Suche nach Speichermöglichkeiten von Überschussstrom veranlasste allerdings eine andere Sicht der Dinge.

Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von Überschussstrom ist die mittlerweile energetisch viel effizientere und verbreitetere elektrisch betriebene Wärmepumpe, die in Kapitel 2.5.2 vorgestellt wurde. Deshalb hat sich in den letzten Jahren das Augenmerk auf ihr Potential und die damit verbundenen technischen Herausforderungen gerichtet. Einen umfangreichen Überblick über Forschungsarbeiten zum Lastmanagement mit Wärmepumpen wurde in [B32] gegeben. In weiten Teilen stützt sich dieses Kapitel daher auf diese Arbeit.

Potentiale des Lastmanagements mit Wärmepumpen

Die Bedeutung elektrischer Wärmepumpen und Lastmanagement für eine 100 % regenerative Stromversorgung wurde in einer Studie des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme untersucht. Dabei wurde bestätigt, dass Wärmepumpen und ihre Wärmespeicher eine zentrale Rolle in der Wärmeversorgung und in der Nutzung des regenerativen Stroms spielen. In allen dort betrachteten Szenarien ist die Wärmepumpe der wichtigste Wärmeerzeuger. Der Wärmespeicher wird zum Abfahren von Erzeugungsspitzen genutzt [B62]. In einer weiteren Studie aus Dänemark werden Wärmepumpen für Gebäude, die durch Demand-Side-Management auch Überschussstrom nutzen, in Kombination mit der schon bestehenden Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen, als der Schlüssel zu einer 100 %igen regenerativen Energieversorgung angesehen [B54].

Neben den vorstehend beschriebenen wenigen umfassenden Forschungsarbeiten über die Potentiale des Lastmanagements mit Wärmepumpen für eine zukünftige regenerative Energieversorgung wurde in zahlreichen anderen Arbeiten das Potential für spezifischere Anwendungen untersucht. Dabei bildeten sich drei Bereiche heraus, die nicht unabhängig voneinander betrachtet werden können, da sie sich überschneiden und gegenseitig beeinflussen [B32, p. 346]

- Potential für Systemdienstleistungen
- Potential für die Integration von PV- und Windstrom auf Gebäude-, Quartier- und Netzebene
- Einsatz von Wärmepumpen bei flexiblen Strompreisen

In den Studien wurden drei Systemdienstleistungen untersucht: Die Spannungsregelung, das Engpassmanagement sowie die Regelleistung [B23, p. 347]. Die Spannungsregelung kann von Wärmepumpen durch ein gezieltes Einschalten bei lokalen Überspannungen und umgekehrt durch Ausschalten bei zu geringen Spannungen unterstützt werden. Diese Spannungsprobleme können durch sehr hohe PV-Einspeisung oder entgegengesetzt durch zu hohen Strombedarf bei massivem Wärmepumpeneinsatz entstehen. Die Studien kamen zu dem Ergebnis, dass ein gezielter Wärmepumpeneinsatz das Spannungslevel schützen kann. Jedoch sind die Möglichkeiten, den lokalen PV-Stromüberschuss mit Wärmepumpen zu reduzieren, aufgrund des saisonalen Wärmebedarfs eher begrenzt.

Für das Engpassmanagement kamen Forschungsarbeiten zu dem Ergebnis, dass die Wärmepumpen so geregelt werden könnten, dass Transformatorenüberlastung vermieden werden könne. Damit lasse sich der Netzausbau reduzieren oder zumindest hinauszögern.

Im Vergleich zu Forschungsarbeiten zum Lastmanagement, zur Flexibilität und zum Smart Grid gibt es nur wenige Arbeiten zur Bereitstellung von Regelleistung. Die Herausforderung bei der Nutzung von Wärmepumpen für Regelenergie besteht in der Steuerung einer großen Anzahl kleiner Einheiten. Deshalb konzentrieren sich die vorliegenden Arbeiten auf die Vorhersage von Flexibilität der Wärmepumpen, die auf dem Regelmarkt gehandelt werden kann, und mit welcher Strategie die Flexibilität am besten veräußert wird. Letztlich befassen sich die Arbeiten noch mit der Kontrolle eines großen Pools aus Wärmepumpen bei einem Leistungsabruf. Die in den Arbeiten entwickelten Regelalgorithmen sollen bis zu einer Poolgröße von 10.000 Anlagen funktionieren. Dies wurde in einem Feldtest mit 54 erfolgreich demonstriert [B10, p. 9950].

Die Integration fluktuierender regenerativer Energien mittels Wärmepumpen war ein wichtiges Thema vieler Forschungsarbeiten. Bei der Nutzung fluktuierenden Windstroms konnte in den Arbeiten gezeigt werden, dass eine erhebliche Korrelation zwischen starker winterlicher Windstromerzeugung und benötigtem Wärmebedarf für das Heizen besteht. Die Gleichzeitigkeit von Windstrom und Strombedarf für die Wärmepumpen führt automatisch zu dessen guter Integration. Zusätzlich sorgt der erhöhte Wärmebedarf für bedeutende Lastmanagementmöglichkeiten mit Wärmepumpen für den noch nicht integrierten Windstrom. Darüber hinaus wurde in Beiträgen festgestellt, dass Wärmepumpen optimaler Weise auf einer aggregierten Basis betrieben werden, da sie so einfacher den Windstrom absorbieren und Lastspitzen sowie Kosten reduzieren können [B32, p. 348].

Die Forschung im Bereich der Integration des PV-Stroms teilt sich in zwei Ebenen: Zum einen auf Gebäude- und zum anderen auf der Verteilungsnetzebene. Auf der Gebäudeebene steht vor allem die Erhöhung der Nutzung des günstigen selbst erzeugten Stroms im Vordergrund zahlreicher Forschungsarbeiten. Dies wird nach diesen Arbeiten vor allem durch die Verlagerung der Wärmerzeugung mit Wärmepumpen zu Zeiten erreicht, in denen die PV-Erzeugung den Stromverbrauch des Gebäudes übersteigt. Sollten Vorhersagen zu der PV-Erzeugung und/oder des Bedarfs vorhanden sein, könnten Fahrpläne zur Optimierung erstellt werden. Falls nur die aktuelle PV-Einspeisung bekannt wäre, könnte die Wärmepumpe bei ausreichender Einspeiseleistung eingeschaltet werden. Mit einer modulierenden Wärmepumpe könnte ihre Leistung der überschüssigen PV-Einspeisung angepasst werden. Nach diesen Forschungsarbeiten hängt der

erreichbare Selbstnutzungsgrad des Stroms von der Größe der PV-Anlagen, des thermischen und elektrischen Verbrauchs sowie des thermischen Speichers ab. Sie berichten auch von 30 % bis zu 60 % Selbstnutzung des eigenen PV-Stroms. Weiter kann die Eigenstromnutzung nicht mehr gesteigert werden, da es im Gegensatz zum Windstrom eine saisonale Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch gibt. In einer Forschungsarbeit wird für modulierende Wärmepumpen ein Vorteil von bis zu 14 % höherem Eigenverbrauch berichtet. Der Vorteil der modulierenden gegenüber der nicht modulierenden Wärmepumpe verringert sich mit zunehmender PV-Anlagengröße. Zur weiteren Erhöhung der Eigenstromnutzung kann die zulässige Speichertemperatur erhöht werden, was jedoch zu unnötigen Einspeicherungen und damit zu Effizienzverlusten führen kann. Dies können vorausschauende Steuerungen verhindern, indem sie auf der einen Seite die Eigenstromnutzung maximieren und auf der anderen Seite die Effizienzverluste minimieren. Insgesamt sind jedoch die Potentiale zur Erhöhung der Eigenstromnutzung durch Erhöhung der Speichertemperatur limitiert, da Verluste und zusätzliche Investitionskosten die Spareffekte aufzehren.

Auf der Ebene der Verteilnetze wird das Ziel verfolgt, Einspeisespitzen durch PV zu reduzieren, so dass ein stabiler Betrieb des Verteilungsnetzes möglich ist. Die in den Forschungsarbeiten bereits diskutierten Systemdienstleistungen von Wärmepumpen ermöglichen eine Reduktion der Einspeisespitzen von 30 % bis 55 %.

Letztlich wurden in [B32] noch die erschienenen Forschungsarbeiten zum Demand-Side-Management mit Wärmepumpen anhand eines variablen Strompreises untersucht. Ziel dieser Betriebsweise ist die Minimierung der Stromkosten. Dies ermöglicht, mit sich zeitlich ändernden Preisen den Stromverbrauch zu steuern. Es kann so auf aktuelle oder zukünftige Erzeugungs-, Verbrauchs oder Verteilungssituation Einfluss genommen werden. Der dezentrale Nutzer kann bei hoher regenerativer Energiegeneration und geringem Verbrauch durch sehr günstige Strompreise zu erhöhtem Verbrauch animiert werden. In den Studien sind die Strompreise sehr unterschiedlich, so dass es schwierig ist, Einsparungen durch einen ökonomisch optimierten Betrieb zu vergleichen. Die Strompreise unterscheiden sich in der Höhe wie auch in ihrem zeitlichen Anfall. So gibt es zum einen den statischen Hoch-/Niedrigtarif in Abhängigkeit zur Zeit der Inanspruchnahme. Zum anderen gibt es dynamische Preise, die entweder bei einem Day-Ahead-Handel 24 h vorher oder bei einem Intraday-Handel nur kurzfristig vorher bekannt sind. Die ausgewerteten Forschungsarbeiten haben daraus den Schluss gezogen, dass Day-Ahead-Preise zu einer Verlagerung der Wärmepumpennutzung in die Nacht führen, da dann die Strompreise aufgrund geringer Nachfrage niedrig sind. Dies führt jedoch zu Effizienzverlusten bei Luftwärmepumpen, deren Quelltemperaturen nachts absinken. Außerdem wurde festgestellt, dass aufgrund variabler Preise erhöhte Speichertemperaturen über einen längeren Zeitraum zu höheren Verlusten führen. Es ist grundsätzlich schwierig, die Vorteile des variablen Strompreises zu quantifizieren, da sie stark von Preis- und anderen idealisierten Annahmen, wie Vorhersagen von Verbrauch, abhängen. Es wird von Einsparungen von 7 % bis 35 % berichtet und Mehrverbräuchen aufgrund von Effizienzverlusten von 2 % bis 19 %. Die kostenoptimale Betriebsweise kann wohl nicht nur zu Effizienzverlusten führen, auch die thermische Behaglichkeit könnte leiden.

Die analysierten Arbeiten für das Lastmanagement von Wärmepumpensystemen auf Gebäudeebene verweisen für deren Potential neben dem Strompreis vor allem auf den Wärmeverbrauch selbst.

Nachrangig wird das Potential durch die Leistung der Wärmepumpe, dem Speichertyp und -größe sowie der Regelungseigenschaften bestimmt [B32, p. 346].

Die Wahl des Wärmespeichers wird ebenfalls von mehreren Studien thematisiert. Die Wärme kann entweder aktiv in einem Wasserspeicher oder passiv in der thermischen Masse des Gebäudes gespeichert werden. In einer Forschungsarbeit kommen die Autoren zu dem Ergebnis, dass sich mit der thermischen Masse des Gebäudes je nach Temperaturspreizung mehr als oder ähnlich viel Überschussstrom speichern lässt wie mit üblichen Wärmespeichern [B38, p. 290]. Außerdem sind die passiven Speichermöglichkeiten aufgrund ihrer geringen Investitionskosten viel kosteneffizienter zur Überschusspeicherung als Wasserspeicher. Nachteilig für die passive Speicherung ist allerdings die damit verbundene Temperaturänderung im Gebäude, die zu Komforteinbußen beim Nutzer führen kann. Darüber hinaus verfügen die meisten Wärmepumpensysteme in Europa bereits über einen Wärmespeicher, in Deutschland sogar in 90 % der bestehenden und in 80 % der neu gebauten Häuser [B32, p. 345].

Insgesamt hat die Literaturrecherche gezeigt, dass Potential für die Nutzung von Wärmepumpen zum Lastmanagement vorhanden ist; insbesondere für die Nutzung von Überschussstrom aus Wind. Außerdem wurde schon die Machbarkeit der Aggregation und Regelung kleiner Wärmepumpen erfolgreich bewiesen.

Die Ausrichtung des Betriebs der Wärmepumpen an einen variablen Strompreis wurde ebenfalls untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die Verwendung von Day-Ahead-Strompreisen bei der Nutzung von Luftwärmepumpen zu geringeren Jahresanlagenzahlen geführt hat und allgemein höhere Systemverluste durch höhere durchschnittliche Speichertemperaturen aufgetreten sind. In den Forschungsarbeiten wurde außerdem gezeigt, dass der Speicher neben dem eigentlichen Verbrauch den größten Einfluss auf das Lastverschiebungspotential hat. Es wurden in den Untersuchungen auch verschiedene Speicher getestet und festgestellt, dass passive Speicher günstiger und mehr Wärme speichern können, jedoch Komfortprobleme mit sich bringen können. Deshalb wurde für diese Arbeit ein Warmwasserspeicher gewählt. Dieser wird in verschiedenen Größen ausgeführt, um zu erkennen, welchen Einfluss die Speichergröße hat.

Regelalgorithmen

Damit die eben beschriebenen Anwendungen umgesetzt werden können, wurden auch die entsprechenden Regelalgorithmen für die Wärmepumpe entwickelt. Die Forschungsarbeiten zu diesen Regelalgorithmen wurde in [B32] ebenfalls analysiert. Bei der Analyse wurden zunächst die unterschiedlichen Zielgrößen der Regelungsalgorithmen zusammengefasst. Die wichtigsten Ziele der Regelung sind [B32, p. 350]

- minimale Betriebskosten
- maximale Effizienz des Systems
- maximale Eigenstromnutzung
- maximaler Nutzen für das Netz

In Forschungsarbeiten ist es häufig möglich, nicht nur ein Ziel zu verfolgen sondern mehrere gleichzeitig. Für die Wahl des Regelalgorithmus der Wärmepumpe sind nicht nur die regulatorischen Voraussetzungen des Energiemarktes wichtig, sondern auch den Betrachtungslevel. Für den Einsatz der Wärmepumpe zur Netzstabilität, zum Beispiel für die optimale Integration von fluktuierenden regenerativen Energien, werden andere Algorithmen genutzt, als für die Ermittlung der optimalen eigenstromoptimierten Fahrweise aus einem Verbund von PV- und/oder KWK-Anlage auf Gebäudeebene.

Für die Regelalgorithmen der Wärmepumpe wurden in der Literatur zwei grundsätzliche Ansätze gefunden: prädiktive und nicht prädiktive Regelung. Nicht prädiktive Regelungen zeichnen sich durch ihre Schaltentscheidungen auf der Grundlage aktueller Systemzustände aus. Prädiktive Regelungen nutzen auch Informationen über zukünftige Systemzustände, um aktuelle Entscheidungen zu treffen. Bei den prädiktiven Methoden wurden in den Arbeiten unterschiedliche Herangehensweisen bezüglich der vorhergesagten Parameter, der Vorhersagemethode und der Fahrplanerstellung genutzt.

Nicht prädiktive Regelungen treffen die Schaltentscheidung in Echtzeit in Abhängigkeit von Temperaturen im thermischen Speicher oder im Gebäude, PV-Erzeugung oder Preissignalen. Die meisten Wärmepumpen werden derzeit mit einer solchen Regelung gesteuert. Diese Regelungen werden verwendet, wenn keine Vorhersagen verfügbar sind oder zusätzliche Informationen die Regelung nicht verbessern können. Die Schaltentscheidung wird durch klassische Regelungstechnik, vordefinierte Fahrpläne oder auch durch ein regelbasiertes System gefällt. Ein in vielen Arbeiten vorkommendes Beispiel für ein regelbasiertes System ohne prädiktive Regelung ist die Wärmepumpe, die ab einer gewissen PV-Stromgeneration bzw. Einspeisung in das Netz eingeschaltet wird. Hier werden allerdings die Grenzen der nicht prädiktiven Regelung offensichtlich: Wenn PV-Strom vorhanden ist, wird der Speicher geladen, eventuell auch mit erhöhten Speichertemperaturen, selbst wenn die Energie in den nächsten Tagen gar nicht gebraucht wird und dann durch Speicherverluste verloren geht.

Der größte Vorteil eines regelbasierten Systems ohne prädiktive Regelung ist der einfache Aufbau und trotzdem relativ gute Performance. In manchen Anwendungen ist die Steuerung der einzige Weg, schnell auf kritische Konditionen zu reagieren. Für die Erstellung eines optimalen Fahrplans der Wärmepumpe ist es jedoch erforderlich, zukünftige Preise, Speicherzustände oder Verbräuche zu kennen. Dazu benötigt man dann eine prädiktive Regelung, die diese Parameter prognostiziert und darauf aufbauend den optimalen Fahrplan erstellt, was laut Literatur neben der Vorhersage von Parametern die größte Herausforderung ist.

Bei der Prädiktion der einzelnen Parameter wird in den Forschungsarbeiten zwischen der Vorhersage mit externen und internen Daten unterschieden. Externe Daten können meist über einen Dritt-Anbieter bezogen werden, wie zum Beispiel Strompreise vom Day-Ahead-Markt oder Wettervorhersagen vom Wetterdienst. Die eigentliche Herausforderung stellt jedoch die Vorhersage des Wärmebedarfs des Gebäudes dar. Bei der Prognose, nur gestützt auf interne Daten, unterscheiden sich die Methoden in der Literatur sehr stark. Es gibt einfache Methoden, die den Bedarf mit dem Verbrauch des Vortages prognostizieren und auch aufwendigere, statistische

Methoden oder künstliche Neuronale Netze. Zur Prognose des Wärmeverbrauchs werden die gleichen Methoden verwendet wie bei nKWK-Anlagen (siehe Kapitel 2.3).

Bei der Vorhersage mit externen Daten, die meist aufwändiger und teurer sind, werden Wettervorhersage oder die Vorhersage des PV-Ertrags genutzt. Für diese Vorhersagen werden Regressionsmodelle, künstliche Neuronale Netze, Systemidentifikationsmodelle oder vereinfachte physikalische Modelle verwendet. Auf die Vorhersage des Wärmebedarfs wird in Kapitel 2.8 ausführlich eingegangen.

Anschließend muss mit den bekannten Informationen ein Fahrplan für den betrachteten Horizont erstellt werden. Dabei wird meist die Methode des „rolling horizon“ genutzt. Ein Fahrplan wird für den vorhergesagten Zeitraum erstellt aber nur das aktuelle Signal dieses Fahrplans wird an die Wärmepumpe weitergegeben. Im nächsten Zeitschritt wird erneut eine Vorhersage gemacht und der Fahrplan auf diese sowie den in diesem Zeitschritt aktuellen Systemzustand angepasst. Das Ziel ist es, über den gesamten Vorhersagezeitraum den optimalen Fahrplan auf der Basis der Vorhersage und des aktuellen Systemstatus zu bestimmen. Die hierfür verwendeten Methoden werden in modellbasierte und modellfreie unterschieden. Modellbasierte Methoden werden als model predictive control (MPC) bezeichnet, sie nutzen eine physikalische Abbildung des zu regelnden Systems, um den optimalen Fahrplan zu finden. Das genutzte Modell und die mathematische Modellierung definieren den Modellierungsaufwand sowie das resultierende Optimierungsproblem. Der Typ des resultierenden Optimierungsproblems bestimmt auch die mögliche Lösungsklasse.

In den Forschungsarbeiten wurde die model predictive control sehr erfolgreich eingesetzt und zeigt, dass vor allem bei variablen Preisen der optimierte Wärmepumpeneinsatz zu Ersparnissen von bis zu 35 % führen kann. Dazu sind jedoch genaue Vorhersagen und ein geeignetes Gebäudemodell nötig. Als Vergleichsmodelle wurden meist einfache regelbasierte herangezogen.

Der große Vorteil von MPC für Wärmepumpen ist die Möglichkeit, Vorhersagen, wie Preis oder Wetter, in die Fahrplanerstellung einzubeziehen. Außerdem können variable und fixe Randbedingungen, wie Speicher- und Wärmepumpengröße oder ein flexibler Preis, berücksichtigt werden und schließlich nach verschiedenen Größen, wie Behaglichkeit und Kosten, optimiert werden.

Die Nachteile für die MPC sind die herausfordernde Problemartikulation und das benötigte Identifikationsprozedere, um die Modell-Parameter anzupassen. Darüber hinaus ist der Rechenaufwand gegenüber regelbasierten Ansätzen wegen der Lösung des Optimierungsproblems höher. Die Systemanforderungen an die Hardware steigen zudem. Zusätzlich treiben die Vorhersage und der Optimierer die Komplexität des Systems und der benötigten technischen Ausrüstung nach oben. Insgesamt wird ein brauchbares Modell eines Gebäudes mit seinen Heizungskomponenten nicht einfach, zeitlich sehr aufwendig und teuer.

Modellfreie Regelungen vermeiden die Komplexität der Modellierung und des Lösens des Optimierungsproblems. Sie nutzen Heuristiken oder Regeln, die aus Vorhersage und aktuellen Informationen den optimalen Fahrplan erstellen. Gute modellfreie Regelungen können einen akzeptablen Kompromiss zwischen MPCs und nicht prädiktiven Methoden darstellen. Sie benötigen

kaum Rechenleistung und nutzen trotzdem alle verfügbaren Informationen. Allerdings können diese Lösungen nicht optimal sein, da die Regeln nicht flexibel genug sind, um alle möglichen Entwicklungen zu berücksichtigen.

Eine interessante modellfreie Regelung wurde in [B39, pp. 18–23] analysiert. In dieser Arbeit wurde neben den bekannten MPC-Ansätzen ein einfacher, trotzdem prädiktiver Ansatz mit der „Predictive Knapsack Control“ entwickelt [B39, pp. 18–23]. Dieser erstellt analog zum Knapsack-Problem und seiner Lösung durch den Greedy-Algorithmus einen Fahrplan für die Wärmepumpe aus den günstigsten Erzeugungszeitpunkten, in Abhängigkeit von Außentemperatur und Strompreis sowie prognostiziertem Wärmeverbrauch. Diese Regelung wurde dann auf seine Fähigkeit für den Einsatz mit variierenden Preissignalen und zur Eigenstromnutzung der hauseigenen PV-Anlage getestet und analysiert. Dabei hat sich gezeigt, dass die Regelung die Erzeugung auf den Zeitpunkt mit vorhandenem PV-Strom verschieben kann. Auch bei einem variablen Stromtarif, der in einen Hoch- und Niedrigtarif aufgeteilt ist, kann die Erzeugung zu Zeitpunkten mit günstigen Preisen verschoben werden [B39, pp. 31–33].

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass ein prädiktiver Algorithmus mit einem „rolling horizon“ für eine optimale Regelung verwandt werden sollte. Da ein MPC-Algorithmus nur schwierig skalierbar ist, soll ein modellfreier Ansatz in Analogie zum Knapsack-Problem gewählt werden.

2.7 Kombination von nKWK mit Wärmepumpe als Prosumer

Die Kombination von größeren KWK-Anlagen mit Wärmepumpe, die an ein Nah- oder Fernwärmenetz angeschlossen sind, erfolgt bereits. Meist verfügen diese Anlagen über einen Wärmespeicher, der je nach Situation mit der KWK-Anlage oder mit der Wärmepumpe erwärmt wird. Dieses Modell ist vor allem in Dänemark im Einsatz, um den hohen Anteil an fluktuierendem Windstrom in den dortigen Energiemix integrieren zu können [B2, p. 34].

Die Kombination von nKWK-Anlagen und Wärmepumpen ist aktuell nicht üblich, da der Einsatz der KWK-Anlage meist schon durch die eigene hohe Wärmeleistung limitiert ist. Lediglich bei SOFC-nKWK-Anlagen oder PEMFC-nKWK-Anlagen mit geringer thermischer Leistung kommt diese Kombination sinnvollerweise in Frage. Deshalb gibt es zu dieser Kombination auch nur ganz wenige Veröffentlichungen.

In einer solchen wird die Kombination einer HT-PEMFC-nKWK-Anlage mit einer elektrischen Wärmepumpe untersucht [B7, p. 581]. Das Ziel jener Arbeit ist die Erhöhung der Effizienz der Brennstoffzelle, welche durch eine Kombination mit der elektrischen Wärmepumpe erreicht wird. Der Betrieb der Anlage läuft wärmegeführt und ohne Wärmespeicher. Wirtschaftlich ist ein solches System der einfachen Wärmepumpe derzeit noch unterlegen.

2.8 Wärmebedarfsvorhersage

Die Vorhersage des Wärmebedarfs setzt sich aus der Vorhersage des Heizwärmebedarfs und des Wärmebedarfs für Trinkwarmwasser zusammen (siehe Gleichung (2.19)). In den Kapiteln 2.3 und 2.6 wurde schon auf die Bedeutung einer exakten Vorhersage des Wärmebedarfs für eine Fahrplannerstellung eingegangen. Eine hinreichend gute Vorhersage ist für eine optimale Erstellung eines Plans unerlässlich und damit für eine Maximierung des Erlöses bzw. Reduzierung der Kosten. Für die Prognose wurden in den vorgehend genannten Kapiteln einige Methoden bereits kurz vorgestellt, sie sollen nun ausführlicher beschrieben werden.

$$Q_W = Q_{HW} + Q_{WW} \quad (2.19)$$

mit Q_W : Wärmebedarf
 Q_{HW} : Heizwärmebedarf
 Q_{WW} : Warmwasserbedarf

Zur Prognose des Wärmebedarfs müssen zunächst die Einflussfaktoren betrachtet werden, damit eine spätere mathematische Modellierung möglich ist. Der Wärmebedarf kann von folgenden Einflussfaktoren abhängig sein [B72, p. 361]

- Klimafaktoren (Außentemperatur, direkte/indirekte Strahlung ...)
- Gebäude (A-V-Verhältnis, Dämmung, Fensterflächenanteil ...)
- saisonale Faktoren (Tageszeit, Wochentag, Jahreszeit)
- Nutzer (Anzahl, Verhalten an Werk- und Feiertagen ...)

In vielen Fällen stehen nicht für alle Faktoren ausreichende Daten zur Verfügung, so dass für die Prognose aussagekräftige und verfügbare identifiziert werden müssen. Für diese Faktoren ist dann auf einer abstrakten Ebene der Zusammenhang zwischen ihnen und dem Wärmeverbrauch in einem mathematischen Modell herzustellen [B72, pp. 327–28].

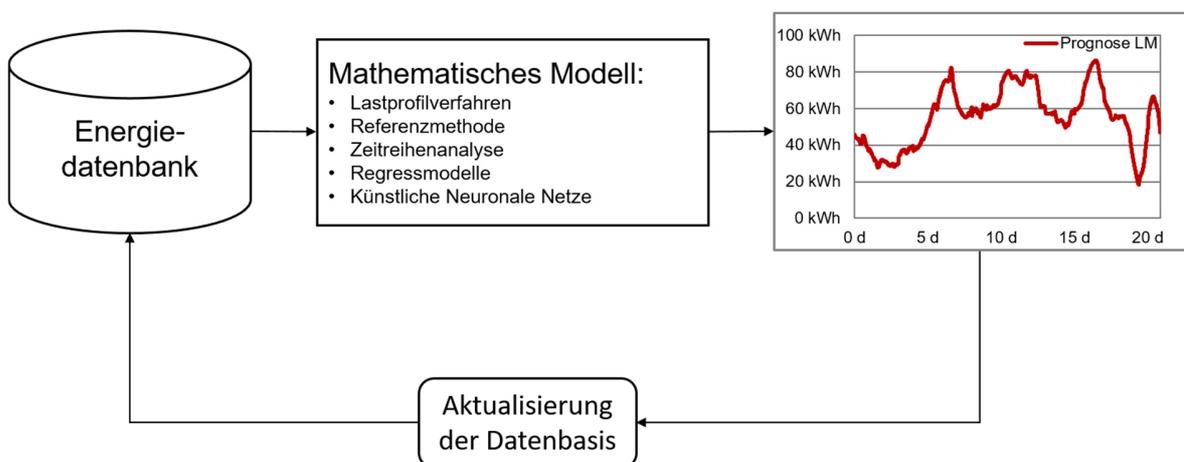


Abbildung 25: Lastprognoseverfahren [B72, p. 330]

Die verbreiteten Lastprognoseverfahren sind in Abbildung 25 benannt, auch der Aufbau des Prognoseprogramms ist dort skizziert. Die Verfahren werden nachfolgend im einzelnen erläutert.

Lastprofilverfahren

Die Prognose mit standardisierten Lastprofilen ist ein Verfahren, das in der Energiewirtschaft häufig eingesetzt wird. Es werden aus historischen Daten Lastprofile für Haushalte oder Gewerbebetriebe in Abhängigkeit von Faktoren wie Gebäudetyp, Baualtersklasse, Außentemperatur und Wochentag entwickelt und können dann zur Prognose genutzt werden. Ein solches Verfahren wurde in [B57, p. 51] angewandt und so in Abhängigkeit zur Außentemperatur einen Heizwärmebedarf für bestimmte klassifizierte Gebäudetypen prognostiziert. In dieser Forschungsarbeit wurde festgestellt, dass der Heizwärmebedarf in Abhängigkeit zur Außentemperatur durch eine Sigmoid-Funktion (Gleichung (2.20) [B57, p. 51]) approximiert werden kann.

$$Q_{HW} = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{T_A - x_0}\right)^C} + D \quad (2.20)$$

mit A, B, C, D: : Koeffizienten
 x_0 : Koeffizient
 T_A : mittlere Tagesaußentemperatur

Der Verlauf der Kurve beschreibt zunächst nur einen langsam steigenden Heizwärmebedarf bei sinkender Außentemperatur und dann bei Temperaturen deutlich unter der Heizgrenztemperatur einen stärker steigenden Verbrauch, der sich linear zu der fallenden Außentemperatur verhält. Bei tiefen Temperaturen flacht die Kurve wieder ab, und bei sehr niedrigen Temperaturen steigt der Verbrauch nur noch leicht.

Damit die Heizwärmelast prognostiziert werden kann, müssen aus historischen Daten für den Wärmeverbrauch von Gebäuden und der korrespondierenden Außentemperatur zunächst die Gebäude klassifiziert und dann für die jeweilige Klasse die Koeffizienten berechnet werden. Anschließend kann dann mit vorgegebenen Koeffizienten und der mittleren Tagesaußentemperatur aus der Wetterprognose die Lastprognose berechnet werden. Da für diese Methode nur die Koeffizienten der jeweiligen Gebäudeklasse benötigt werden, eignet sie sich besonders für Gebäude, von denen keine Verbrauchsdaten vorhanden sind.

Diese Methode wird auch in [B51] genutzt und die Ergebnisse mit realen Messdaten für den Wärmeverbrauch verglichen. Da die Vorhersage aus [B57, p. 51] nur für den Heizwärmebedarf gilt, wird in [B51] eine Prognose für den Warmwasserbedarf eingeführt. Dies wurde durch die Addition eines fixen Bedarfs realisiert. Durch Vergleich der Messdaten mit der Prognose konnte die Approximation aus [B57, p. 51] grundsätzlich bestätigt werden. Jedoch erweist sich die Sigmoid-Funktion in zwei Bereichen als fehlerhaft: Erstens wird bei tiefen Temperaturen ein zu geringer Wärmebedarf angezeigt, zweitens wird um die Heizgrenztemperatur in Abhängigkeit zur Jahreszeit entweder zu viel oder zu wenig Bedarf ermittelt [B51, p. 52]. Deshalb wurde in [B51] ein andere Ansatz zum Vergleich gewählt, nämlich ein Regressionsmodell.

Regressionsmodelle

Bei der Vorhersage des Wärmebedarfs mit Regressionsmodellen stützt man sich auf die Analyse historischer Daten. „Die Regressionsanalyse stellt eine universell einsetzbare Methode für die Modellierung von Ursache-Wirkung-Beziehungen dar. Regressionsmodelle werden eingesetzt, wenn für das zu beschreibende System keine physikalischen Gesetzmäßigkeiten herangezogen werden können oder das System zu komplex ist. Die Regressionsanalyse wird weiterhin zur Auswertung von Messreihen genutzt, um funktionelle Abhängigkeiten zwischen den beobachteten Systemvariablen zu ermitteln. Sie wird insbesondere verwendet, wenn Zusammenhänge quantitativ zu beschreiben oder Werte der abhängigen Variablen zu prognostizieren sind. Regressionsmodelle werden für die Lastprognose eingesetzt, um die Abhängigkeit des Energiebedarfs von wenigen wesentlichen Faktoren darzustellen“ [B72, p. 332].

In [B51] wird eine Regressionsgerade genutzt, die nach der Methode der kleinsten Quadrate bestimmt wurde. Diese Gerade bildet die Bedarfe bei tiefen Temperaturen besser ab als der Ansatz über die Sigmoid-Funktion, die Ergebnisse für die Übergangszeit verbessert sie nicht. Grund ist der manuelle Eingriff in die Heizkreissteuerung, der mit beiden Methoden nicht abgebildet werden kann. Deshalb wurde in [B51] mit dem Beckschen Ansatz [B51, p. 53] eine zweite Regressionsgerade eingeführt, die den Wärmebedarf in der Übergangszeit bestimmen soll. Die Ergebnisse sind sehr gut, wenn durch manuellen Eingriff die Heizung ausgeschaltet wird. Denn dann bildet die zweite Gerade den Wärmebedarf ab, der nur noch aus dem Warmwasserbedarf besteht. Wird die Heizung nicht manuell ausgeschaltet, sondern nur die Heizleistung reduziert, kann auch die zweite Regressionsgerade den Wärmebedarf für solche Tage nur ungenau prognostizieren. In [B51] wird deshalb festgestellt, dass der Wärmebedarf in der Übergangszeit durch eine zweite Regressionsgerade nicht besser dargestellt werden kann und deshalb lediglich die Korrelation der Außentemperatur mit dem Wärmebedarf betrachtet werden sollte.

Diese Feststellung wird genutzt zur Erstellung einer Regressionsgerade nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate aus den Daten der täglichen Wärmeverbräuche der letzten Woche und den dazugehörigen durchschnittlichen Außentemperaturen. Mit der prognostizierten Außentemperatur für den nächsten Tag kann dann der Wärmebedarf abgeschätzt werden [B51, p. 127]. Die Ergebnisse der Vorhersage, die in der Heizperiode liegen, weisen in über 75 % der Fälle eine Abweichung von weniger als 10 % auf. Im Sommer liegt die Fehlerquote hingegen in weniger als der Hälfte der Prognosen unter 20 % [B51, p. 130].

Referenzmethode

Lastprognosen auf der Grundlage der Referenzmethode basieren im Gegensatz zum Lastprofilverfahren nur auf historischen Lastgängen. Dabei wird über Faktoren bestimmt, wie ein historischer Tag einem zukünftigen gleicht. Die maßgeblichen Faktoren können Einflüsse wie Außentemperatur, Wochentag, Saison sein. Der einfachste Ansatz für eine Prognose richtete sich nach dem Wärmeverbrauch des Vortages [B20, II]. Diese simple Methode für die Prognose des Wärmebedarfs von Einfamilienhäusern setzte sich in der Forschungsarbeit [B20] gegen ähnliche andere durch. Bei allen andersartigen Prognosen wurde versucht, durch den Verbrauch des Vortags

und einer zusätzlichen Annahme eine Vorhersage für den Bedarf des aktuellen Tags zu treffen. Der erste zusätzliche Zusammenhang sollte mit der Annahme eines linear von der Außentemperatur abhängigen Heizwärmebedarfs und eines stabilen Warmwasserbedarfs hergestellt werden. Zweitens wurde versucht, den Einfluss des Vortages, der Außentemperatur und des Warmwasserverbrauchs in die Prognose mit einzubeziehen, um dann diese aus historischen Daten zu berechnen. Drittens wurde wiederum versucht, mit einem linearen Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Wärmeverbrauch zu arbeiten. Dabei wurde jedoch mit einer zusätzlichen Konstante gerechnet, die Fehler zwischen Prognose und Bedarf über das Jahr ausgleichen sollte. Letztlich wurde ähnlich wie bei der dritten Variante mit einer jährlichen Ausgleichskonstanten gearbeitet. Diese wird dabei um den Prognosefehler der letzten Woche korrigiert [B20, pp. 36–38]. Keine der zusätzlichen Annahmen hat jedoch nach Feststellung der Autoren zu einer Verbesserung der Prognose geführt, da das Nutzerverhalten einen größeren Einfluss hat als die zusätzlichen Annahmen. Damit der Verbrauch auch stundenweise aufgeschlüsselt werden kann, wird dieser mittels Verteilung angepasst.

Zeitreihenmodelle

Bei Zeitreihenmodellen für die Wärmeprognose orientiert man sich nur an der Variablen „Zeit“. Deshalb lassen sich Vorhersagen leicht realisieren, bei denen keine der einflussreichen Klimafaktoren integriert werden und so die Vorhersagegüte leidet.

Künstliche Neuronale Netze

Die Modellbildung mit künstlichen Neuronalen Netzen basiert auf der Möglichkeit, in Daten Muster zu erkennen. Dabei bedient man sich einer Struktur, wie wir sie von den Nerven des Gehirns kennen. So kann ein Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangsdaten bei ausreichender Zahl von Datensätzen erkannt werden. Bei der Vorhersage des Wärmebedarfs wird dieser genutzt. Zunächst wird der Zusammenhang zwischen ausgewählten Einflussfaktoren, hier Eingangsdaten, wie Außentemperatur, Einstrahlung, Wochentag, und den Ausgangsdaten, hier Wärmeverbrauch, mit historischen Datensätzen hergestellt. Anschließend werden für die Prognose die gewählten Einflussfaktoren vorhergesagt und damit durch das Modell der Wärmebedarf berechnet. Deshalb ist es wichtig, Eingangsdaten zu wählen, die sich sicher vorhersagen lassen. Diese Methode ist, neben Regressionsmodellen, die am meisten in der Praxis verwendete Methode. Sie wird vor allem für die Lastprognose von Fernwärme, aber auch für Gas und Strom eingesetzt [B72, p. 352].

Abschließend lässt sich zur Vorhersage des Wärmebedarfs festhalten, dass die Regressionsanalyse und die Neuronalen Netze die vielversprechendsten Methoden sind. Da jedoch bei modernen hoch gedämmten Gebäuden neben der Außentemperatur zunehmend andere Einflussfaktoren für den Wärmebedarf wichtig werden, stößt die Regressionsanalyse an ihre Grenzen. Deshalb wird in dieser Arbeit der Wärmebedarf mittels Neuronalem Netz bestimmt. Zudem ist es adaptiv und kann sich so an jedes Gebäude anpassen und ist damit auch skalierbar.

3 Regelung des Prosumers

Die Entwicklung einer Regelung für einen Prosumer ist die zentrale Aufgabe dieser Arbeit. Sie soll diesen für seinen Einsatz im Strommarkt 2.0 befähigen, um so seine Potentiale dafür abschätzen zu können. Die in Kapitel 2.4 ermittelten Eigenschaften der BlueGEN erlauben die weitgehend getrennte Regelung bzw. Steuerung der beiden Komponenten des Prosumers. Sie werden beide in Abbildung 26 hellblau hinterlegt gezeigt. Die genaue Funktion der Steuerung sowie der Regelung werden jeweils in Kapitel 3.2 und 3.3 erläutert und erklären damit die Einbettung der beiden, wie in Abbildung 26 vorgenommen, vollständig.

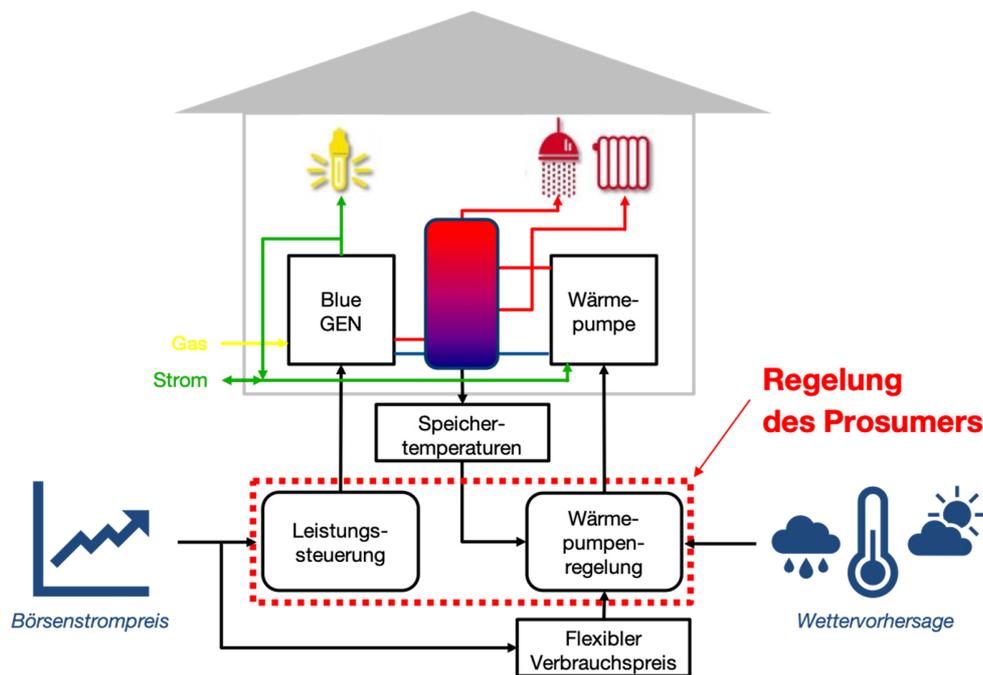


Abbildung 26: Aufbau der Regelung des Prosumers aus BlueGEN und Wärmepumpe

Bevor die Regelung des Prosumers jedoch entwickelt werden kann, muss zunächst die zukünftige Vermarktung und der Bezug des Stroms festgelegt werden. Ein konsistentes Strommarktmodell für den Prosumer wird vor dem Hintergrund der in Kapitel 2.1 dargelegten Situation im ersten Abschnitt dieses Kapitels approximiert. Aufbauend auf dieses Modell für den Verkauf/Einkauf von Strom wird die Steuerung für die Brennstoffzelle und die Regelung für die Wärmepumpe des Prosumers entwickelt.

3.1 Strommarktmodell für den Prosumer

Derzeit wird der Strom von nKWK-Anlagen ungesteuert eingespeist und vor allem über das KWK-Gesetz 2016 vergütet und subventioniert. Dieses Modell kennt nur pauschale Beträge unabhängig von der aktuellen Netzsituation. In Kapitel 2.1 wurde die Transformation des aktuellen Strommarkts zum Strommarkt der Energiewende ausführlich beschrieben. In diesem Markt sind die

Großhandelspreise das zentrale Steuerungssignal für alle Marktteilnehmer. Zur optimalen Nutzung dieses Signals muss eine freie, unverzerrte Preisbildung an den Börsen sichergestellt werden. Eine unverzerrte Preisbildung und die sich an den Börsenpreisen orientierenden Marktteilnehmer entsprechen nicht dem aktuellen Modell der pauschalen KWK-Förderung in Deutschland. Deshalb ist davon auszugehen, dass diese zumindest langfristig ausläuft. Zusätzlich zur freien Preisbildung dürfen die vom Großhandel ausgehenden Preissignale nicht von den Abgaben für die Endkunden überlagert werden, sonst müssten auch diese an den dynamischen Preis angepasst werden.

Vor diesem Hintergrund kommen für KWK-Anlagen nur die Vermarktungsoptionen in Frage, die eine aktive Rolle im Strommarkt spielen, und schon in Tabelle 6 dargelegt wurden. Von diesen Optionen sind für den breiten Einsatz der BlueGEN nur der Spotmarkt und die Minutenreserve geeignet. Bei over-the-counter-Produkten werden die Anlagen nicht gegen große und günstiger produzierende Anlagen konkurrieren können. Die Möglichkeit, Regelleistung anzubieten, beschränkt sich aufgrund der Modulationsgeschwindigkeit auf die Minutenreserve. Im Vergleich von Regelleistung zu Spotmarkt wurde schon in Kapitel 2.3 festgestellt, dass am Spotmarkt langfristig die höheren Erlöse zu erzielen sind. Außerdem ist die ausgeschriebene Leistung für die Minutenreserve begrenzt und wird sich in Zukunft weiter reduzieren. Der Spotmarkt sollte zu Lasten des Regelmarktes nach den Plänen für den Strommarkt 2.0 gestärkt werden, wie in Kapitel 2.1 dargelegt. Deshalb kann für die Vermarktung der Minutenreserve auch kein skalierbares Konzept für den Prosumer entwickelt werden. Auf der Grundlage dieser Rahmenbedingungen kann die Zukunft der KWK-Anlagen nur in der Vermarktung ihres Stroms am Spotmarkt gesehen werden. Aktuell ist dies schon für neue Biomasse-BHKWs mit über 100 kW Leistung durch das EEG 2017 verpflichtend [B34]. Diese Anlagen werden zudem bei der Direktvermarktung mit einem Marktprämienmodell abgesichert, so dass für sie keine wirtschaftlichen Nachteile gegenüber der pauschalen Vergütung eintreten. Das Marktprämienmodell stellt die Übergangslösung bis zur Abschaffung der gesamten Förderungen dar und könnte auch auf kleinere KWK-Anlagen angewandt werden.

Der Strombezug der Wärmepumpe bzw. des gesamten Hauses soll in dieser Arbeit für ein konsistentes Modell deshalb auch über den Spotmarkt realisiert werden. Damit wird dem Weißbuch für den Strommarkt 2.0 entsprochen. Es sieht den Einsatz von (gepoolten) Wärmepumpen, die die Möglichkeit haben, am Spotmarkt zu agieren, als ein Mittel zur Vernetzung des Strom- und Wärmesektors sowie zur Integration von Überschussstrom fluktuierender Einspeiser an. Die Kosten der Flexibilisierung ihres Einsatzes sollen sich durch Nutzung des volatilen Strompreises auf Verbraucherseite refinanzieren. Fraglich bleibt jedoch, wie die Abgaben, die für den Endkunden erhoben werden, berechnet werden. Ein zukunftsfähiges Modell soll laut Weißbuch so gestaltet sein, dass die Preisänderungen am Spotmarkt nicht von den Abgaben überlagert werden. Konkrete Ausgestaltungen werden im Weißbuch allerdings nicht beschrieben. Deshalb wurde hier, wie in [B42, p. 18], angenommen, dass man die Abgaben nicht mehr an der Energiemenge bemessen wird sondern am Börsenstrompreis, so dass der Verbraucherpreis seine Volatilität darstellen wird. Als Grundlage für das Verhältnis der Abgaben und Steuern auf den Strom zum Börsenstrompreis wurde der Haushaltsstrompreis von 2015 herangezogen. Der Haushaltsstrompreis betrug laut Statistischem Bundesamt 29,48 Cent/kWh [B81, p. 48] und der durchschnittliche Börsenstrompreis für den Day-Ahead-Handel 3,16 Cent/kWh.

$$X_{Strom} = \frac{K_{Strom Spotmarkt}}{K_{Strom Verbraucher}} = \frac{3,16 \frac{Cent}{kWh}}{29,48 \frac{Cent}{kWh}} = \frac{1}{9,33} \quad (3.1)$$

mit X_{Strom} : Verhältnis Spotmarktpreis zu Verbraucherpreis
 $K_{Strom Spotmarkt}$: Durchschnittlicher Day-Ahead-Preis 2015
 $K_{Strom Verbraucher}$: Durchschnittlicher Haushaltsstrompreis 2015

Das Verhältnis des durchschnittlichen Day-Ahead-Preises zum durchschnittlichen Haushaltsstrompreis beträgt für das Jahr 2015 1 zu 9,33 (siehe Gleichung (3.1)). Mit diesem Verhältnis wird dann für jeden Zeitpunkt i , an dem der dynamische Spotmarktpreis bekannt ist, ein theoretischer korrespondierender Haushaltsstrompreis berechnet werden, wie in Gleichung (3.2) dargestellt. Somit wäre die Volatilität des Börsenstrompreises auf den Haushaltsstrompreis übertragen und der Prosumer kann die Preisänderung für eine Verbrauchsregelung nutzen.

$$K_{Strom Verbraucher i} = \frac{K_{Strom Spotmarkt i}}{X_{Strom}} \quad (3.2)$$

mit $K_{Strom Verbraucher i}$: Haushaltsstrompreis im Intervall i
 $K_{Strom Spotmarkt i}$: Day-Ahead-Preis im Intervall i
 X_{Strom} : Verhältnis Spotmarktpreis zu Verbraucherpreis

In dem oben skizzierten Modell wird der Prosumer als Teilnehmer des Spotmarktes gesehen. Er kann zwar wegen seiner geringen Leistung nicht direkt daran teilnehmen, doch wäre dies mittels eines Aggregators möglich. Die Regelung des Prosumers wird aus zwei Gründen am Strompreis des Day-Ahead-Marktes ausgerichtet: Erstens kann durch die langfristige Preisbildung der Betrieb der Anlage besser optimiert werden und zweitens stand für den Intraday-Handel keine ausreichende Datenbasis zur Verfügung. Die Strompreise für den Day-Ahead-Markt, die – wie schon erläutert – annähernd Grenzkostenpreise sind, können für die Jahre 2020 und 2030 aus [B42, pp. 16–18] entnommen werden (Abbildungen siehe Anhang 7.2). Dort wurden stündliche Grenzkostenpreise für die Stromerzeugung berechnet, die den Grenzkostenpreisen am Day-Ahead-Markt gleichen. Diese Preise basieren auf einem Simulationsmodell, das, von dem Kraftwerkpark des Jahres 2010 ausgehend, den Ausbau von Kraftwerken und möglichen Speichern in Hinblick auf Technologie, Leistung, Kapazität und Zeitpunkt der Inbetriebnahme unter vorgegebenen Rahmenbedingungen zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten bestimmt. Im Modell wurden der damals bereits angestrebte Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK berücksichtigt und Restriktionen durch fehlende Stromnetze vernachlässigt. Die Annahmen für die Entwicklung der Brennstoffpreise, CO₂-Zertifikatspreise und weiterer Rahmenbedingungen können in [B42, pp. 16–18] nachgelesen werden. Der Aufbau des Modells wird in [B47] tiefgreifend erläutert.

Die Spotmarktpreise für Strom aus dem Jahr 2015 und die prognostizierten für die Jahre 2020 und 2030 unterscheiden sich in ihren Spitzen sowie bei der Verteilung der Preise (Abbildungen siehe Anhang 7.2). Deshalb wurden die Strompreise hinsichtlich Preisvarianz und -quartile untersucht. Die Ergebnisse sind in Tabelle 10 zusammengefasst. Es zeigt sich, was zu erwarten war, dass die Varianz

der Preise zunimmt. Außerdem sinkt der durchschnittliche Börsenstrompreis wegen der zunehmenden Zahl regenerativer Erzeuger, die zum Grenzkostenpreis von 0 Cent/kWh einspeisen. Betrachtet man die Werte hinsichtlich des unteren (25 %) Quartils, bleibt dies gegenüber 2015 in 2020 stabil und sinkt schließlich in 2030 auf 0 Cent/kWh. Dies bedeutet, dass in diesem Jahr in einem Viertel der Stunden der Strom kostenlos zur Verfügung steht. Der Strompreis des oberen (75 %) Quartils steigt vom realen zum prognostizierten Wert und sinkt dann in 2030 wieder ab. In der Realität wird dieser Wert vermutlich kontinuierlich sinken, zumindest nicht mehr massiv steigen. Abgesehen von dieser Abweichung stellen die Preise eine brauchbare, konsistente Datenbasis dar.

Tabelle 10: Analyse der Strompreisdaten für die Jahre 2015, 2020 und 2030 [B42, pp. 16–18]

Jahr	2015	2020	2030
Oberes Quartil	39,9 €/MWh	45,9 €/MWh	27,1 €/MWh
Median/Mittelwert	30,5/31,6 €/MWh	28,7/30,7 €/MWh	26,0/22,3 €/MWh
Unteres Quartil	24,9 €/MWh	24,9 €/MWh	0,0 €/MWh
Varianz	160,4 (€/MWh) ²	208,4 (€/MWh) ²	348,6 (€/MWh) ²

3.2 Steuerung der BlueGEN

Die Steuerung der BlueGEN erfolgt nach den Regeln des im vorherigen Abschnitt beschriebenen Modells zur Vermarktung des Prosumerstroms in Abhängigkeit vom Day-Ahead-Preis. Da die Anfahrzeiten der Brennstoffzelle über 24 h betragen, wird sie nur auf ihre Minimalleistung gedrosselt. Diese entspricht 500 W und deckt damit etwas mehr als die Grundlast des Gebäudes ab. Weitere eigenstromorientierte Fahrweisen der Brennstoffzelle wurden nicht untersucht. Diese könnten zwar ökonomische Vorteile für den Anlagenbetreiber bringen, würden jedoch einer netzorientierten Betriebsweise teilweise entgegenlaufen. Auch im Weißbuch für den Strommarkt 2.0 wird deshalb der netzdienliche Betrieb von Eigenversorgungsanlagen gefordert.

Die Brennstoffzelle wird bei einem Börsenstrompreis, der die variablen Kosten für die Wandlung einer zusätzlichen kWh Stroms deckt, auf die maximale Leistung gefahren. Als variable Kosten der Brennstoffzelle werden nur die Gaskosten angenommen. Wartungskosten, Brennstoffzellendegeneration, Abschreibung sind nahezu unabhängig von der zusätzlichen Nutzung, weshalb lediglich die Gaskosten relevant sind.

Die Vorhersage der Gaspreise für die zu betrachtenden Jahre 2020 und 2030 ist naturgemäß sehr schwierig. In den letzten Jahren fiel der Gaspreis für Verbraucher, was im Gegensatz zu den Annahmen für das Simulationsmodell in [B47] steht. Aktuell liegt der Gaspreis für Verbraucher fast auf dem gleichen Niveau wie der Börsengaspreis für 2020 von 30,92 €/MWh aus dem Simulationsmodell. Beim Verfassen dieser Arbeit wurde auf der Grundlage der historischen Gaspreise davon ausgegangen, dass der Preis zumindest gleichbleibend, allenfalls leicht fallend sein könnte. Daher wurde für das Jahr 2020 mit einem gegenüber 2016 konstant bleibendem Gaspreis

von 31,5 €/MWh gerechnet. Dieser Logik folgend wurde auch für das Jahr 2030 mit dem stabilen und gleichen Gaspreis kalkuliert.

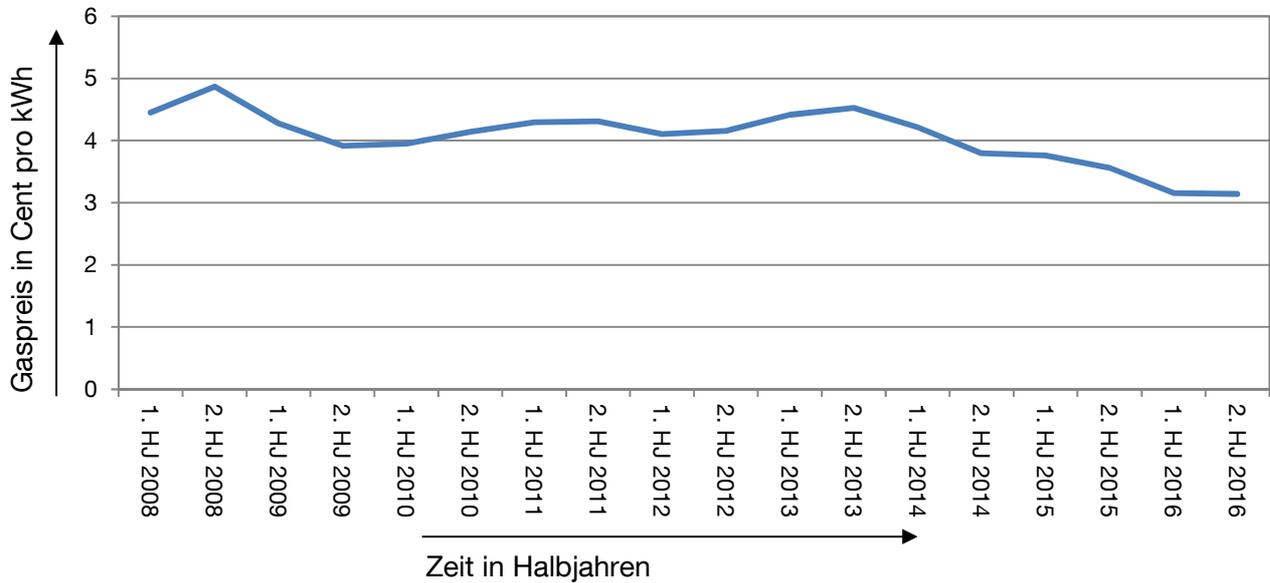


Abbildung 27: Entwicklung des Gaspreises für Unternehmen in Deutschland [B81, p. 22]

Die Grenzkosten oder Gaskosten zur Bereitstellung einer zusätzlichen Kilowattstunde Strom berechnen sich aufgrund der Wirkungsgradverbesserung bei Vollast gegenüber Teillast nicht einfach nach Gleichung (3.3).

$$gk_{Gas} = k_{Gas} \times e_{Gas} = k_{Gas} \times \frac{1}{\eta_{BG}} \quad (3.3)$$

mit gk_{Gas} : Grenzkosten für Gas pro kWh_{el}
 k_{Gas} : Preis pro kWh_{th} Gas
 e_{Gas} : kWh_{th} Gas pro kWh_{el} Strom
 η_{BG} : kWh_{el} Strom pro kWh_{th} Gas der BlueGEN

Sondern vielmehr nach Gleichung (3.4) aus der Differenz des Gasverbrauchs bei 500 W und 1500 W elektrischer Leistung der Brennstoffzellen.

$$gk_{Gas} = k_{Gas} \times (e_{Gas, 1,5kW_{el}} - e_{Gas, 0,5kW_{el}}) \quad (3.4)$$

$$gk_{Gas} = 31,5 \frac{\text{€}}{MWh_{th}} \times \left(\frac{1,5}{0,59 \frac{kWh_{el}}{kWh_{th}}} - \frac{0,5}{0,39 \frac{kWh_{el}}{kWh_{th}}} \right) = 3,97 \frac{\text{Cent}}{kWh_{el}} \quad (3.5)$$

Nach Gleichung (3.5) betragen die Grenzkosten im Jahr 2020 und 2030 für eine zusätzliche Kilowattstunde Strom 3,97 Cent/kWh. Ist in einem Zeitpunkt der Börsenstrompreis höher als oder gleich wie die Grenzkosten, wird nach Gleichung (3.6) die maximale Leistung der Anlage abgerufen. Sinkt der Strompreis, wird die elektrische Leistung wieder auf die minimale Leistung reduziert, da sie nicht komplett ausgeschaltet werden soll.

$$gk_{Gas\ 2015/2020/2030} \leq k_{Strom\ 2015/2020/2030} \quad (3.6)$$

Betrachtet man schließlich die Leistungssteuerung der BlueGEN innerhalb der Abbildung 26, wird die Leistung aufgrund der eben dargelegten Algorithmen nur vom Börsenstrompreis beeinflusst.

Die Preise wurden auf der Grundlage 2016 entwickelt; deshalb wurde auch für das Jahr 2015 der unerheblich abweichende Wert (siehe Abbildung 27) übernommen.

3.3 Regelung der Wärmepumpe

Die Regelung der Wärmepumpe ist wegen mehrerer Einflussfaktoren komplexer als die Steuerung der Brennstoffzelle. Es müssen in Abhängigkeit des Speicherfüllstandes, des Wärmeverbrauchs und des Strompreises die optimalen Einschaltzeitpunkte gefunden werden (siehe Abbildung 29). Auf der Grundlage der schon geleisteten Vorarbeiten zur Lösung dieses Problems in Kapitel 2.6 soll eine prädiktive Regelung angewendet werden, die einen effizienteren Einsatz der Wärmepumpe als eine nicht prädiktive Regelung verspricht. Für prädiktive Regelungen wurde der Ansatz des sogenannten „rolling horizon“ laut Literaturrecherche bereits erfolgreich verwendet, weshalb er auch hier für die Regelung genutzt werden soll. Bei einem „rolling horizon“ wird der Fahrplan prädiktiv für eine feste Anzahl an Zeitschritten („horizon“) erstellt. Dieser Fahrplan wird ein oder mehrere Zeitschritte lang verfolgt, anschließend wird der Fahrplan erneut für eine feste Anzahl von Schritten berechnet („rolling“).

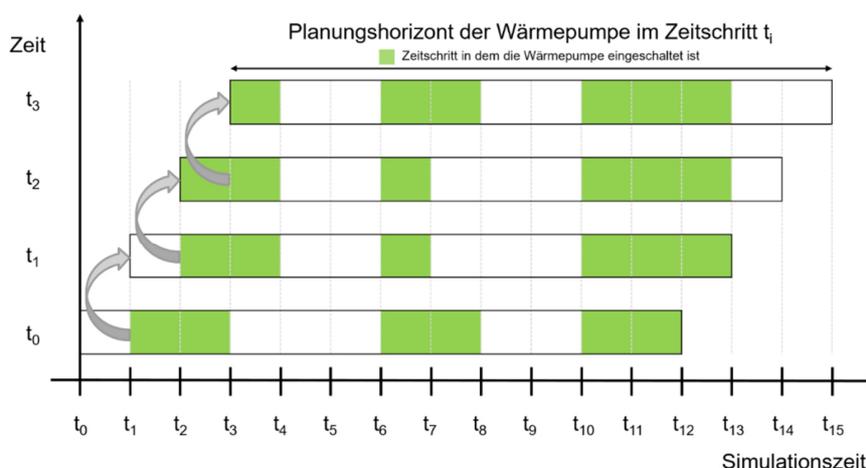


Abbildung 28: Funktionsweise eines „rolling horizon“ für die Einsatzplanung einer Wärmepumpe

Dafür stehen nun aktuelle Daten des Zeitpunktes der Neuberechnung zur Verfügung, die eine bessere Planung des Wärmepumpeneinsatzes ermöglichen. Dieses Vorgehen wird beispielhaft in Abbildung 28 für eine neue Berechnung des Fahrplans nach jedem Zeitschritt gezeigt. Im Zeitpunkt t_0 sieht der Fahrplan eine eingeschaltete Wärmepumpe von t_1 bis t_3 vor. Nach dem ersten Zeitschritt wird der Fahrplan mit aktuellen Daten im Zeitpunkt t_1 abermals berechnet. Nun sieht der Fahrplan vor, dass die Wärmepumpe erst von t_2 bis t_4 eingeschaltet wird. Die Gründe hierfür können in den aktualisierten Daten im Zeitpunkt t_1 oder in der angepassten Prognose für die zukünftigen Zeitschritte liegen. Mit dieser Methode werden die gewählten Zeitschritte für den Betrieb der Wärmepumpe in jedem Zeitpunkt den aktuellen Informationen angepasst, wie in den sich ändernden Fahrplänen für die Zeitpunkte t_1 , t_2 und t_3 veranschaulicht wird. Der Horizont wurde in dieser Arbeit auf 24 h beschränkt, da für diesen Zeitraum die Day-Ahead-Preise bekannt sind und eine längerfristige Planung der Wärmeherzeugung aufgrund der beschränkten Wärmespeichermöglichkeiten keinen Nutzen hätte.

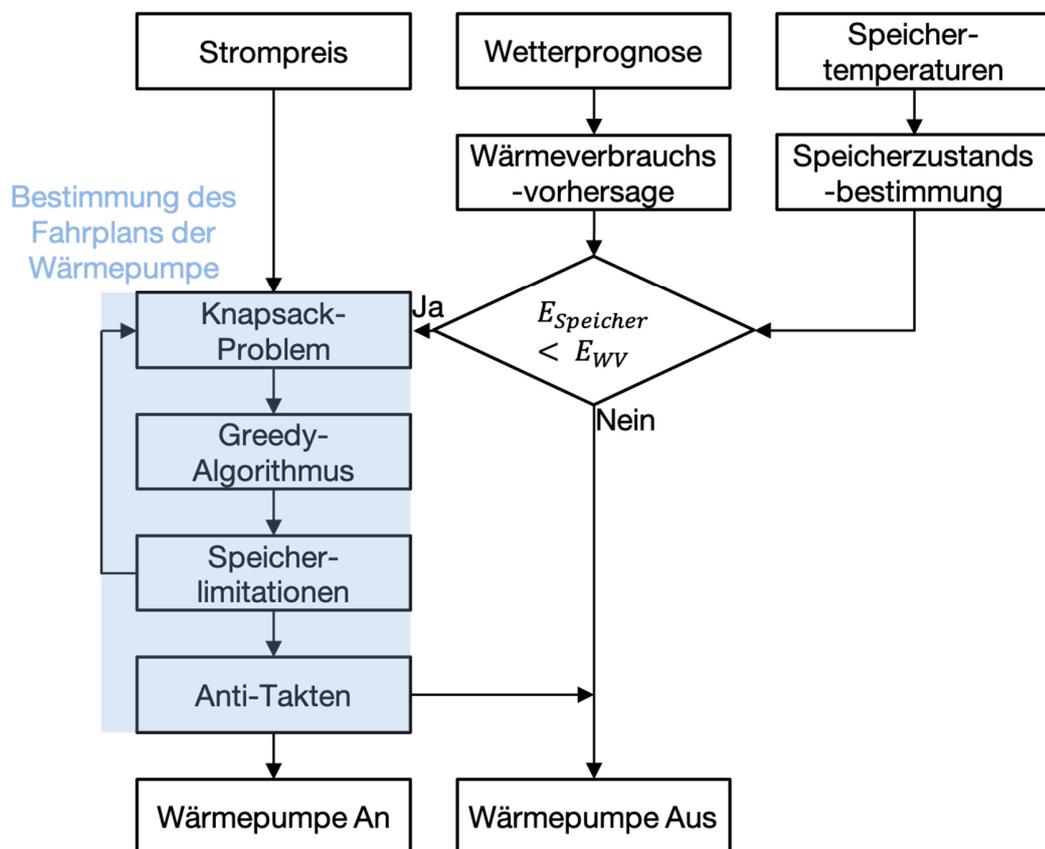


Abbildung 29: Regelung der Wärmepumpe des Prosumers

In Abbildung 29 wurde der Ablauf der Berechnung des Wärmepumpenfahrplans skizziert, der für jeden Zeitschritt durchgeführt wird. Die Regelung beginnt mit dem Einlesen der Strompreisdaten, der Wetterprognose und der aktuellen Speichertemperatur. Anschließend wird die Wetterprognose für eine Vorhersage des Wärmeverbrauchs und die Speichertemperatur für eine Bestimmung des Speicherinhaltes genutzt. Ist der Speicher ausreichend für den prognostizierten Wärmeverbrauch der nächsten 24 h geladen, wird die Wärmepumpe nicht gestartet. Ist der Wärmebedarf größer als der

Speicherinhalt, wird unter Berücksichtigung des Strompreises der Fahrplan für die Wärmepumpe bestimmt, damit diese zusammen mit dem Speicher ausreichend Wärme zur Verfügung stellt. Sollte einer dieser optimalen Zeitpunkte in dem aktuellen Zeitschritt eintreten, wird die Wärmepumpe eingeschaltet.

Die herausforderndste Aufgabe bei der Regelung ist die Vorhersage des Wärmebedarfs des Gebäudes. Die Prognose wird aus den als bekannt vorausgesetzten Wetterdaten für die nächsten 24 h in $\frac{1}{4}$ h Schritten für den „rolling horizon“ berechnet. Aufgrund der vielversprechenden Ansätze in Kapitel 2.8 für die Vorhersage von Wärmebedarfen mit Neuronalen Netzen wird in dieser Arbeit dieses adaptive Verfahren verwendet. Dazu wird zunächst aus historischen Daten ein adaptives Gebäudemodell mittels Neuronalem Netz erstellt. Wie dieses Modell zur Vorhersage arbeitet und aufgebaut ist, wird in Kapitel 3.4 erläutert.

Die Bestimmung der günstigsten Erzeugungszeitpunkte erfolgt nach einer der in Kapitel 2.8 beschriebenen möglichen Methoden; allerdings nicht mit einem erfolgreichen MPC-Ansatz, da die Skalierung dieses Ansatzes auf eine große Anzahl von Anlagen schwierig wäre. Deshalb wird hier der modellfreie Ansatz durch Analogie zum Knapsack-Problem und dem Greedy-Algorithmus gewählt, der universell einsetzbar ist und gute Ergebnisse geliefert hat. In Kapitel 3.5 wird detailliert auf die Bestimmung der Erzeugungszeitpunkte für die Wärmepumpe eingegangen.

3.4 Entwicklung der Vorhersage mit Neuronalen Netzen

Die Vorhersage des Wärmeverbrauchs beruht auf der Annahme, dass das Wetter für die nächsten 24 h hinreichend bekannt ist. Andere Faktoren, wie zum Beispiel Stromverbrauch, wurden nicht genutzt, da in [B51, p. 37] keine Korrelation zwischen den Tagen festgestellt werden konnte und deshalb eine Vorhersage auch sehr schwierig ist. Die Vorhersage der Anwesenheit der Nutzer, die einen großen Einfluss hat, ist ebenfalls sehr schwierig, weil es sich um ein Wohnhaus handelt. In Gewerbebetrieben und Bürogebäuden ist dies bei festen Geschäftszeiten einfacher. In Zukunft wird man voraussichtlich die Anwesenheit zumindest kurzfristig vorhersagen können, da man über Smartphones oder ein anderes Internet-of-Things-Gerät Bewegungsprofile der Bewohner anfertigen kann. Deshalb sollten diese zusätzlichen Informationen und mögliche weitere in das genutzte Modell flexibel integriert werden können. Diese Flexibilität können Regressionsmodelle nicht bieten, so dass die Vorhersage durch ein Modell aus einem Neuronalem Netz realisiert wurde.

3.4.1 Neuronale Netze

Es wurde schon in Kapitel 2.8 auf die verschiedenen Vorhersagemethoden eingegangen. Die Neuronalen Netze wurden als Möglichkeit beschrieben, Muster zwischen Eingangs- und Ausgangsdaten zu erkennen, ohne dass strukturelle oder physikalische Zusammenhänge des realen Systems bekannt sind. Dies nennt man ein Black-Box-Modell in Abgrenzung zu einem White-Box-Modell, in dem alle Zusammenhänge bekannt sind. Dadurch lassen sich mit White-Box-Modellen schon in der Planungsphase von Gebäuden Vorhersagen für den zukünftigen Energiebedarf treffen. Dies ist mit Black-Box-Modellen nicht möglich, da sie Messdaten benötigen, um erstellt werden zu können. Damit diese die Verbindung zwischen Eingangs- und Ausgangsdaten exakt simulieren

können, bedient man sich künstlicher Neuronaler Netze. Diese Netze sind in ihrer Struktur und Funktionsweise dem menschlichen Gehirn nachempfunden. Eine einzelne künstliche, dem biologischen Neuron nachempfundene Zelle ist in Abbildung 30 zu sehen.

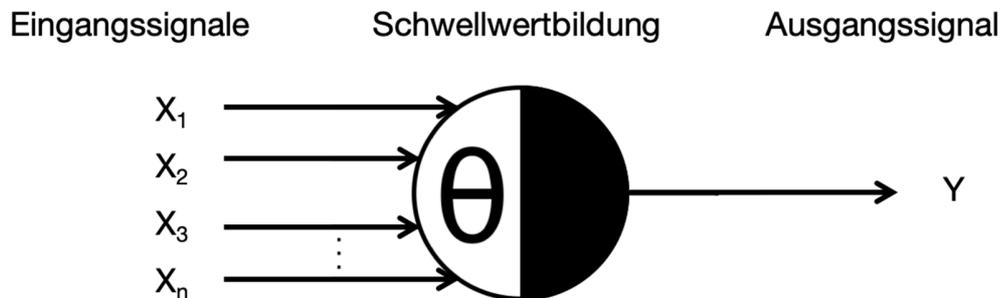


Abbildung 30: Diagramm einer McCulloch-Pitts-Zelle nach Minsky [B1]

Die Eingangssignale werden von der Zelle zu einem Wert verarbeitet. Sobald dieser einen Schwellwert überschreitet, sendet die Zelle ihr Ausgangssignal. Veranschaulicht man sich dies zum Beispiel beim Schmerzempfinden, kann man sich die einzelnen Eingänge als Signale der einzelnen Hautschichten vorstellen. Dringt eine Nadel zum Beispiel nur in die erste Hautschicht ein, reicht der Wert des ersten Eingangs für einen Schwellwert nicht aus, der ein Ausgangssignal, in diesem Falle Schmerz, erzeugt. Wird die Nadel jedoch in tiefere Hautschichten gestoßen, erzeugt dies zusätzliche Eingangssignale, die einen Schwellwert bilden, der ausreicht, um ein Schmerzempfinden auszulösen.

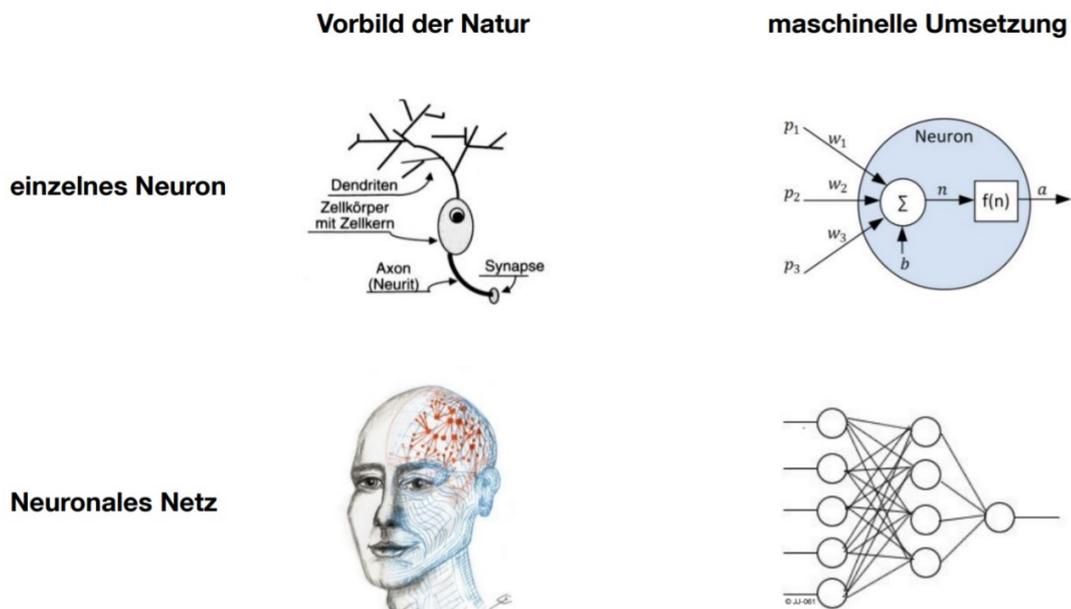


Abbildung 31: “Natürliches Vorbild und maschinelle Umsetzung für ein einzelnes Neuron sowie ein neuronales Netz“ [B42, p. 89]

Bedient man sich nicht nur einer einzelnen, sondern mehrerer Zellen parallel und auch hintereinander, zwischen Eingangs- und Ausgangssignal, spricht man von künstlichen Neuronalen Netzen. Die

Parallelen zwischen der Entwicklung von einem einzelnen Neuron hin zu einem komplexen Gehirn und der Entsprechung bei der Schaffung künstlicher Neuronaler Netze sind in Abbildung 31 dargestellt. Für die mathematische Gestaltung eines Neuronalen Netzes ist zu beachten, dass es Neuronen gibt, die Eingangssignale aufnehmen (input layer), die schon verarbeitete Signale empfangen (hidden layer) und schließlich solche, die ein Ausgabesignal erzeugen (output layer). Ein Neuronales Netz besteht mindestens aus einem input und einem output layer. In Abhängigkeit zum Anwendungsfall für die Netze gibt es verschiedene Netztypen mit wenigen oder vielen hidden layers und einer unterschiedlichen Anzahl von Neuronen. Diese sind von Schicht zu Schicht durch Verbindungen gekoppelt. Einfluss und Stärke der Verbindungen zwischen den Neuronen wird über sogenannte Verbindungsgewichte festgelegt. Diese Gewichte müssen so bestimmt sein, dass das Netz die Verbindung zwischen In- und Output-Daten so gut wie möglich darstellt. Deshalb ist die Datengüte von entscheidender Bedeutung. Werden die Gewichte für unpassende Daten unzutreffend bestimmt, kann das Modell auch nicht die erforderliche Qualität liefern. Außerdem müssen die Trainingsdatensätze zu den Anwendungsfällen passen. Mit Trainingsdaten aus dem Sommer, zum Beispiel, kann der Wärmebedarf im Winter nicht zutreffend bestimmt werden.

Bei Neuronalen Netzen wird zwischen statischen und dynamischen Netzen unterschieden. Dynamische Netze können im Gegensatz zu statischen durch die Rückkopplung von Signalen Informationen aus den hidden oder den output layers zurückführen. Dies verleiht den dynamischen Netzen ein Gedächtnis. Die Rückkopplung geschieht häufig auch mit einer Verzögerung um diskrete Zeitschritte, und zwar mittels eines sogenannten time delayed layer (TDL). Die Rückkopplung kann nicht nur einen einzelnen Wert verzögern, sondern auch zum Beispiel die letzten X Ausgangswerte verzögert rückkoppeln.

Dynamische Netzwerke sind deshalb sehr gut geeignet für zeitabhängige Simulationen, wie die Zeitreihe einer thermischen Gebäudesimulation. Hier werden vor allem Netze genutzt, die eine externe Dynamik über eine Ausgangsrückkopplung aufweisen.

NARX und NOE

Die am meisten für nicht lineare zeitabhängige Systeme benutzten Netze sind die dynamischen mit externer Ausgangsrückkopplung: Dies sind das nichtlineare Ausgangsfehler-Modell (nonlinear output error=NOE) und das nichtlineare Gleichungsfehler-Modell (nonlinear autoregressive with exogenous input=NARX). Die beiden Modelle unterscheiden sich nur in der externen Rückkopplung. In Abbildung 32 sind beide Modelle dargestellt. Wie in der Abbildung zu erkennen, wird im NOE-Modell der Modellausgang, beim NARX-Modell der reale Prozessausgang über eine TDL in das Modell zurückgeführt. Deshalb spricht man bei einem NARX auch von einem Seriell-Parallel-Modell und beim NOE von einem Parallel-Modell. Das NOE-Modell liefert in der Simulation meist bessere Ergebnisse [B59, p. 257], es treten jedoch beim Training Stabilitätsprobleme auf. Es bedarf eines viel höheren Rechenaufwands durch die komplexe Gradientenberechnung aufgrund der Modellrückkopplung. Für die Prädiktion ist es jedoch sinnvoll, die vergangenen Werte zu nutzen, weshalb die seriell-parallele Anordnung von Vorteil ist [B59, p. 258]. In dieser Arbeit wurde wegen des hohen Rechenaufwands und zur Nutzung der historischen Werte ein NARX-Modell zum Trainieren verwendet. Um jedoch mehr als einen Schritt in die Zukunft vorhersagen zu können, muss das Modell nach dem Training in

ein NOE-Modell gewandelt werden. Dann können weitere Schritte mit der Modellrückkopplung und den bekannten Eingangsdaten vorhergesagt werden.

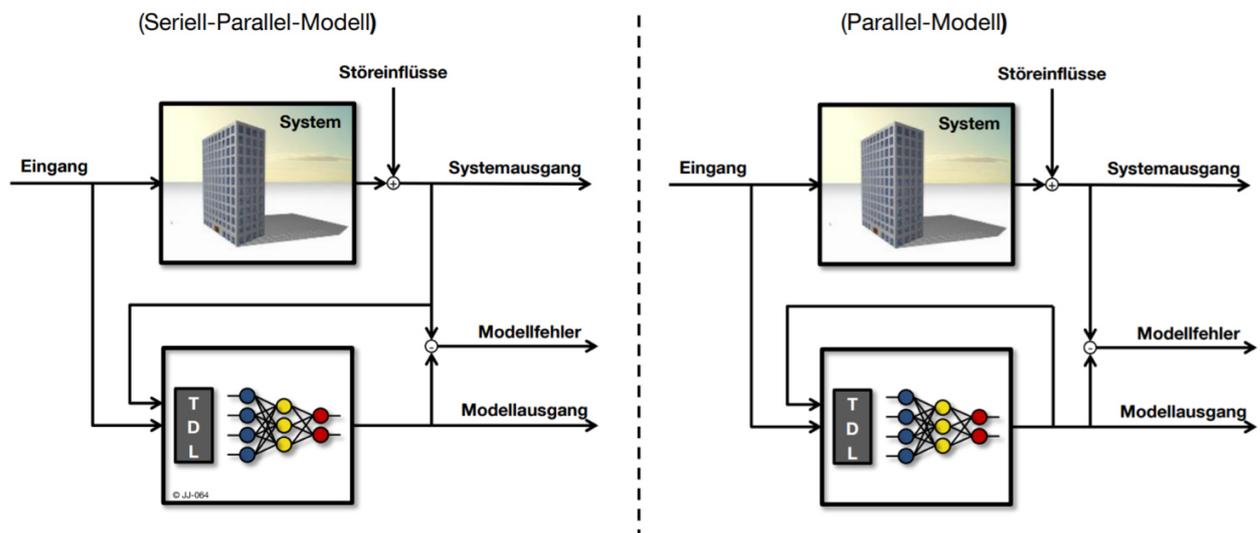


Abbildung 32: “Struktur des Seriell-Parallel-Modells (links) und des Parallel-Modells (rechts)” [B42, p. 93]

Daten

Die Eingangsdaten des Modells wurden mittels Parameteranalyse identifiziert und lassen sich logisch erklären. Die Eingangsparameter sind die Wetterdaten (Temperatur, direkte und indirekte Einstrahlung, Windgeschwindigkeit, Sekunden des Jahres, Tageszeit, Tag des Jahres) siehe Abbildung 33. Die Zeitangaben lassen sich einfach berechnen, die zukünftigen Wetterdaten sind für die Simulation genau bekannt. Im realen Betrieb könnten die mittlerweile sehr genauen Wettervorhersagen genutzt werden. Weitere eventuell wichtige Eingangsdaten, wie Belegung oder Stromverbrauch, konnten in diesem Kapitel aus anfangs erläuterten Gründen nicht berücksichtigt werden.

Die Ausgangsdaten, die den Eingangsdaten entspringen, sollen den Verlauf des Heizwärmeverbrauchs darstellen. Es wurde nicht der gesamte Wärmebedarf simuliert, da der meist kurzzeitige, hohe Leistungen abrufende Warmwasserverbrauch den Heizungswärmebedarf allgemein überlagert und den Wärmeverbrauch punktuell stark beeinflusst. Dadurch würde auch die Einsatzplanung der Wärmepumpe stark beeinflusst von einem Wert, der wegen der naturgemäßen Unregelmäßigkeit der Zapfungen kaum vorherzusagen ist.

Die noch fragliche optimale Datenmenge für die besten Vorhersageergebnisse wird später zusammen mit anderen Netzparametern bestimmt.

Netzdesign

Die Parameter des Netzdesigns beschränken sich auf die hidden layer, die Neuronen in dem jeweiligen hidden layer sowie die Anzahl der verzögerten Eingangs- und Ausgangswerte und die generellen Eingangswerte. Die übliche Anzahl der hidden layer ist bei solch generellen Anwendungen eins. Die eben beschriebene Struktur kann in Abbildung 33 nachvollzogen werden.

Die optimale Anzahl von Neuronen und der Verzögerungen durch die TDL werden mit den anderen Netzparametern bestimmt. Die optimale Anzahl der Neuronen wurde durch die Variation der Größe von 1 bis 6 bestimmt. Höhere Anzahlen führen zu Rechenzeiten, die später die Co-Simulation über ein Jahr ohne Hochleistungsrechner unmöglich machen. Für die TDLs wurden verschiedene Zeiträume untersucht, die sie mit den aktuellen Werten in das Netz einspeisen. Die maximale Länge wurde nach Rechenzeit und Logik beschränkt. Die Logik ergibt sich aus der Annahme, dass höchstens der Verlauf der Eingangswerte der letzten 24 h einen Einfluss auf den aktuellen Verbrauch und die Vorhersage der nächsten 24 h hat. Die Vorhersage wird alle 15 Minuten berechnet, so dass bei 24 h die letzten 96 Werte eines Eingangs als Zeitreihe eingelesen werden. Zusätzlich stellt sich die Frage, mit welcher Verzögerung die Werte von der TDL ins Neuronale Netz eingespeist werden. Es wurde hier jedoch auf eine Verzögerung verzichtet, da stets die aktuellen Werte genutzt werden sollen. Lediglich bei den Ausgangswerten, die rückgespeist werden, ergibt sich die zwangsläufige Verzögerung eines Zeitschritts.

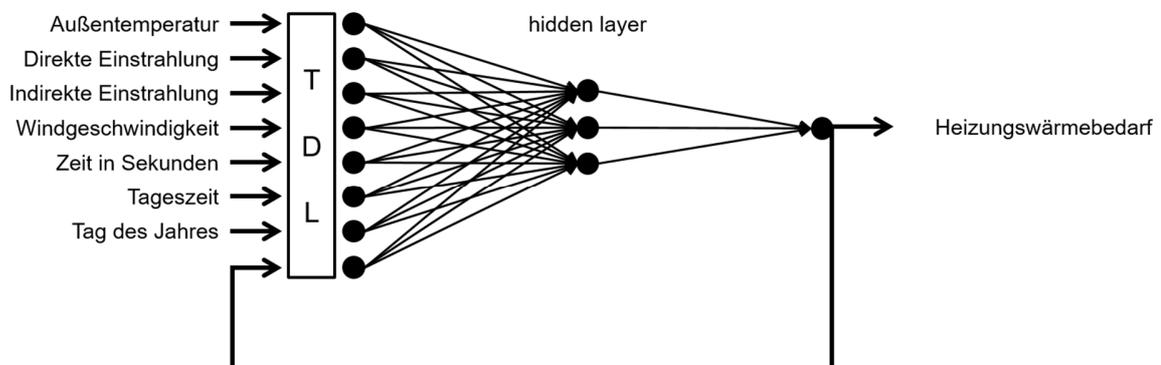


Abbildung 33: Struktur des Neuronalen Netzes mit Ein- und Ausgang

Berechnung der Verbindungsgewichte

Nach Klärung der Netzstruktur müssen die Verbindungen zwischen den Neuronen so gewichtet werden, dass das Netz den Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangsdaten möglichst genau darstellen kann. Dazu werden zunächst die Verbindungsgewichte zufällig gewählt und dann über einen Algorithmus so optimiert, dass schließlich der Fehler minimiert wird. Hier handelt es sich um ein nichtlineares Optimierungsproblem für das allgemein keine analytische Lösung vorhanden ist. Daher werden hier iterative Algorithmen genutzt, die aufgrund des Rechenaufwands meist deterministische Verfahren sind. Die deterministischen Verfahren unterscheiden den Zeitpunkt des Abbrechens des Taylorpolynoms. Aufgrund der guten und schnellen Konvergenz wird meist mit Verfahren 2ter Ordnung gearbeitet [B42, p. 94]. Bei der Optimierung werden für NARX Modelle meist Levenberg-Marquardt-Algorithmen verwendet. MATLAB empfiehlt jedoch gerade für die Vorhersage

von Zeitreihen, die mit starken Schwankungen behaftet sind, die Bayesian Regularisierung des Levenberg-Marquardt-Algorithmus. Die Heizleistung ist aufgrund der Regelung und des Einflusses der internen Lasten gewissen Schwankungen unterworfen, so dass hier zu prüfen ist, welcher der beiden Lösungsalgorithmen für den vorliegenden Anwendungsfall besser geeignet ist.

3.4.2 Festlegung der Netzparameter

Im vorstehenden Abschnitt konnte das Design der Neuronalen Netze mit Hilfe verschiedener Vorarbeiten zusammengestellt werden. Es verbleiben jedoch noch einige Parameter, die für eine optimale Vorhersage auf das individuelle System eingestellt werden müssen. Die Parameterwahl ist ein heuristischer Prozess aus logischen Überlegungen, Erfahrungswerten und „trail and error“. Dieser Prozess ließe sich auch automatisieren, wodurch die Skalierbarkeit der Anwendung dieser Methode sichergestellt wäre. Die noch festzulegenden Parameter sind die Datenmenge, die Anzahl der TDL, die Anzahl der Neuronen in der verdeckten Schicht, der Lösungsalgorithmus und schließlich die Intervalle zum Nachtrainieren der Netze.

Simulationen der Parameter

Zur Bestimmung der optimalen Parameter wurden Simulationen der Netze in MATLAB für 60 Tage durchgeführt. Die Eingangs- und Ausgangsdaten haben eine Simulation geliefert, die auf das in Anhang 7.4.1 vorgestellte Modell zurückgreift. Die Daten liegen in 15-Minuten-Schritten vor, weshalb auch in der Simulation in MATLAB in 15-Minuten-Schritten vorgegangen wurde. Das heißt, für jeden simulierten Tag wurden 96 Vorhersagen für den Wärmeverbrauch der jeweils nächsten 24 h berechnet. Es wurden also 5760 Vorhersagen erstellt. Alle Simulationen wurden am selben Tag (29. Januar) gestartet. Je nach gewünschter Trainings-Datenmenge wurden die davor liegenden Tage zum Training der Netze genutzt. Durch die Kombination der Parameter spannt sich ein mehrdimensionales Netz auf, in dem jeder Knotenpunkt die optimale Kombination der Parameter beinhalten kann. Die Veranschaulichung aller relevanten Untersuchungen würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen, weshalb nur die Untersuchungen für die optimale Datenmenge eines Zeitraums von vier Wochen gezeigt werden. Untersucht wurden die anderen Parameter auch für die Datenmenge eines Tages sowie 1 bis 4 Wochen.

Damit die Güte des Netzes, was die Güte der Vorhersage des Netzes bedeutet, beurteilt werden kann, wird sie mit zwei Kennwerten bestimmt: Zunächst den durchschnittlichen absoluten Fehler (MAE) (Gleichung (3.7)), der jedoch keine Aussage über die Varianz der Abweichung gibt. Dann die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers, der die Varianz der Vorhersage berücksichtigt (RMSE) (Gleichung (3.8)).

$$MAE = \frac{1}{5760} \sum_{i=1}^{5760} |Vorhersage_i - Verbrauch_i| \quad (3.7)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{5760} \sum_{i=1}^{5760} (Vorhersage_i - Verbrauch_i)^2} \quad (3.8)$$

Die prozentualen Fehler MAE und RMSE für die Vorhersage in Abhängigkeit zum Trainingsalgorithmus sind in den Abbildung 34 bis Abbildung 37 dargestellt. Dabei wird nur der Fehler für das Training mit einem vierwöchigen Datensatz gezeigt. Es stellte sich nämlich heraus, dass die Ergebnisse insgesamt mit zusätzlichen Daten immer besser wurden und mit mehr als 4 Wochen an Trainingsdaten keine Verbesserung mehr erreicht werden konnte. Zunächst werden die Fehler für den Leven-Marquardt-Lösungsalgorithmus gezeigt, anschließend für die Bayesian Regularization.

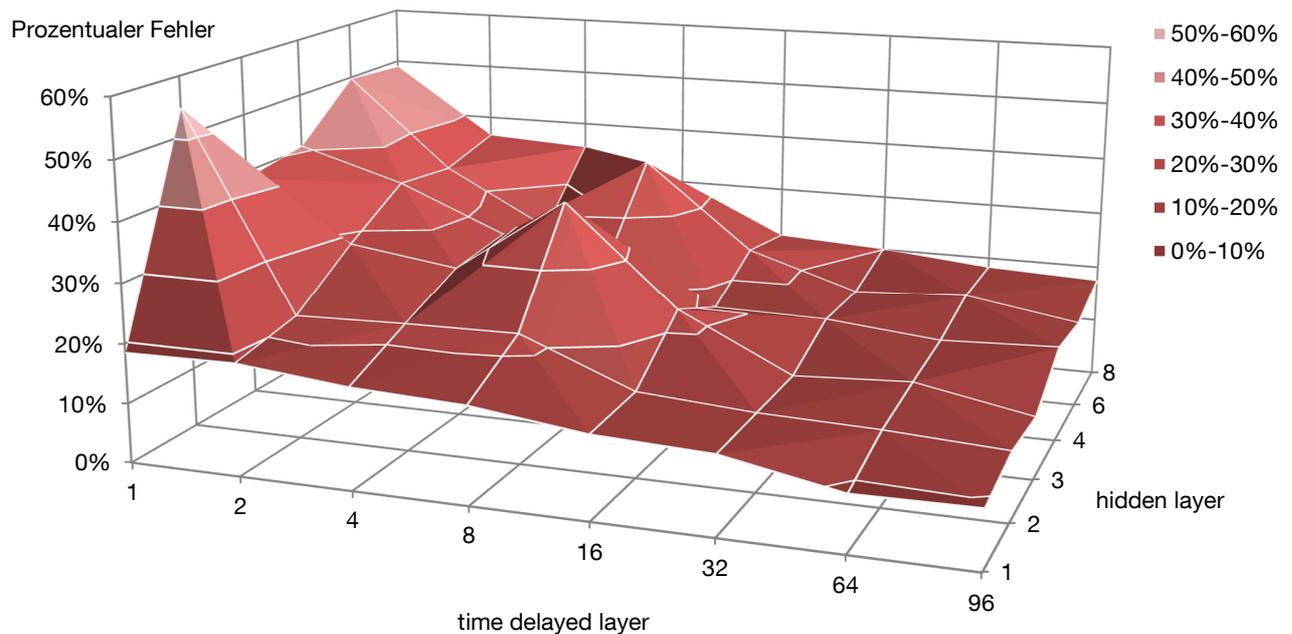


Abbildung 34: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 4-Wochen-Trainingsdaten und Leven-Marquardt-Algorithmus

In Abbildung 34 wird der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit dem Leven-Marquardt-Algorithmus in Abhängigkeit der TDL (1-96) und Neuronen (1-8) in dem hidden layer gezeigt. Offensichtlich wird der MAE mit zunehmenden TDLs und weniger Neuronen im hidden layer immer genauer. Der MAE sinkt auf 3,6 kWh, so dass bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 38,4 kWh ein Fehler von unter 10 % erreicht wurde. Der Fehler ist bei 64 TDLs noch geringer, bei 96 steigt er allerdings marginal auf 3,7 kWh.

Neben dem MAE soll nun auch der prozentuale RMSE in Abbildung 35 betrachtet werden, der hier mit den gleichen Abhängigkeiten von TDL und Neuronen in dem hidden layer wie in Abbildung 34 dargestellt ist. Hier stellt die Konfiguration mit 96 TDLs und einem Neuron in dem hidden layer die beste Wahl dar. Der RMSE ist bei 96 TDLs mit 4,56 kWh noch einmal ca. 10 % geringer als bei 64 TDLs mit 5,03 kWh, was für eine geringe Varianz bei der Vorhersage spricht. Ein marginal erhöhter durchschnittlicher Fehler bei der Wärmeverhersage wirkt sich auf die Fahrplanerstellung für die Wärmepumpe kaum aus, ein stärker schwankender Fehler hingegen könnte einen größeren Einfluss haben. Deshalb sprechen die optimalen Netzparameter für den Levenberg-Marquardt-Algorithmus,

trotz der etwas geringeren Vorhersagegenauigkeit bei Verwendung von 96 TDLs mit einem Neuron im hidden layer.

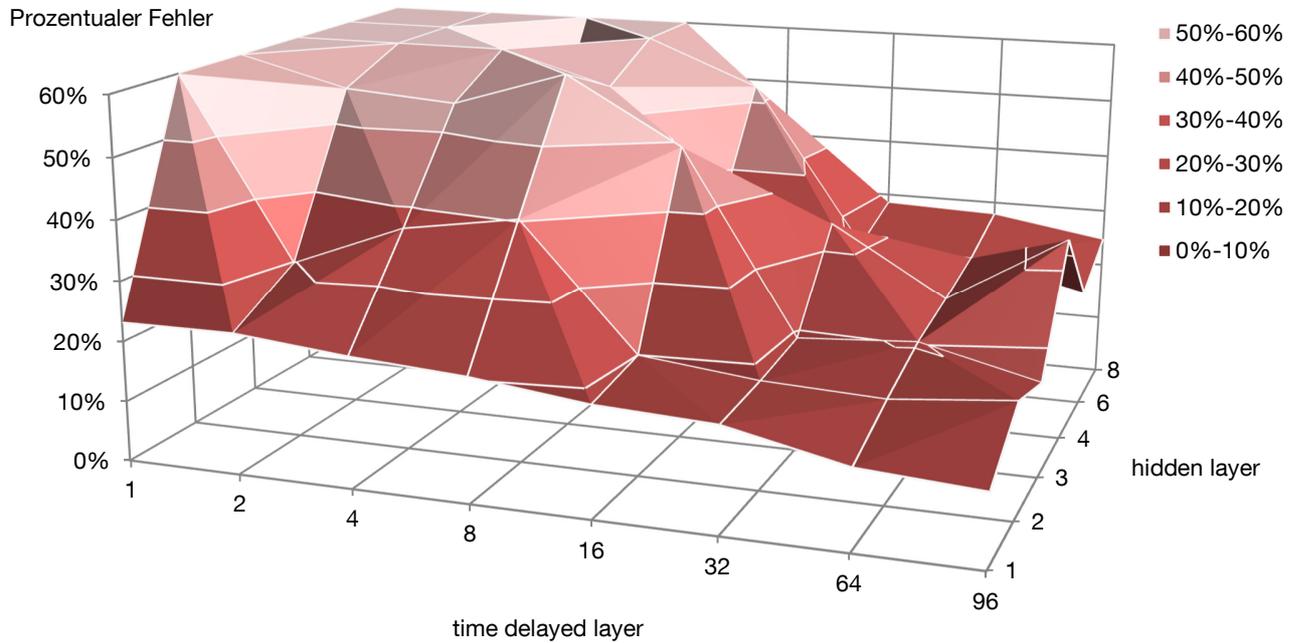


Abbildung 35: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 4-Wochen-Trainingsdaten und Leven-Marquardt-Algorithmus

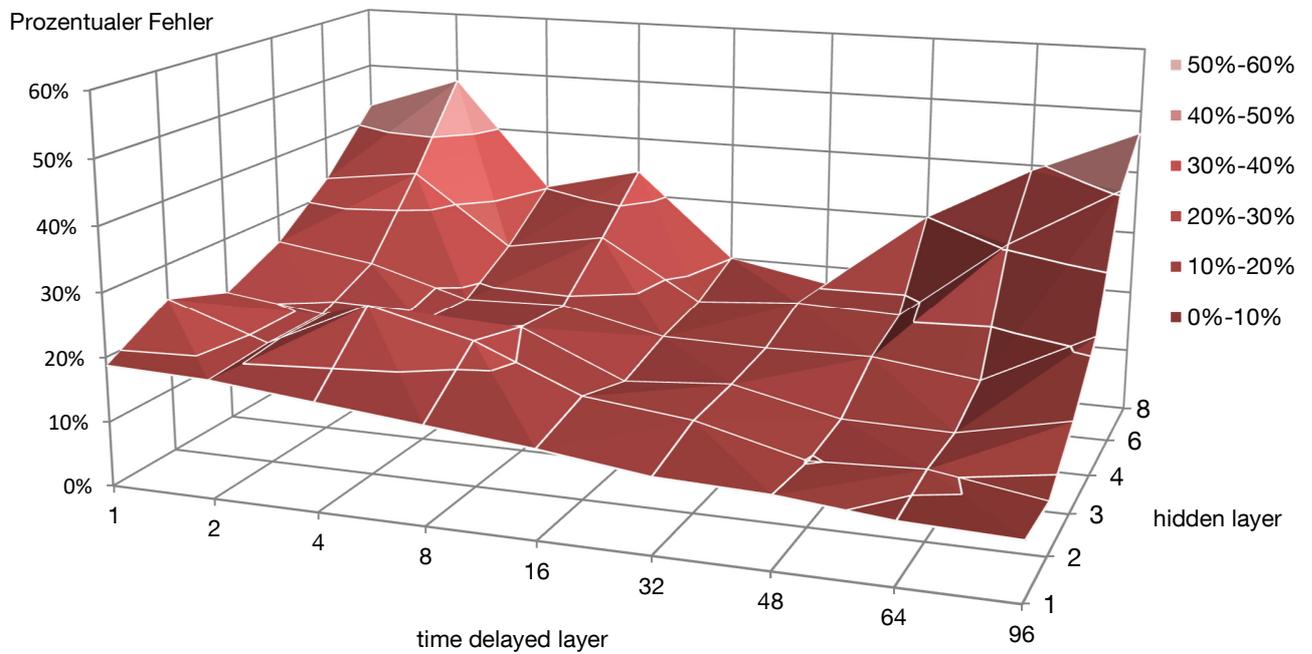


Abbildung 36: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 4-Wochen-Trainingsdaten und Bayesian Regularization-Algorithmus

Betrachtet man nun die Ergebnisse für die Bayesian Regularization in den Abbildung 36 und Abbildung 37 fällt grundsätzlich auf, dass die Fehler im Allgemeinen und im Besonderen beim RMSE geringer sind. Dieser Lösungsalgorithmus ist offensichtlich besser für diese Anwendung geeignet. Es liegen der geringste MAE und RMSE mit den gleichen Parametern vor wie beim Levenberg-Marquardt-Algorithmus verwendet. Erneut liefern 96 TDLs das beste Ergebnis, nur diesmal mit 2 Neuronen im hidden layer.

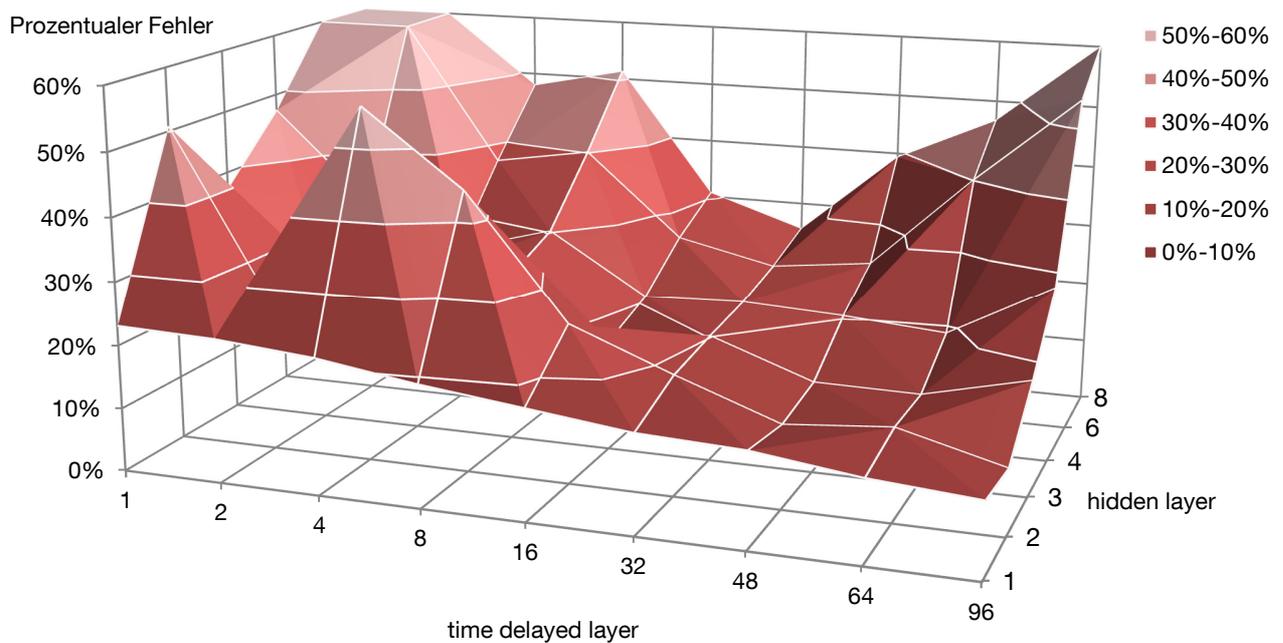


Abbildung 37: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 4-Wochen Trainingsdaten und Bayesian Regularization-Algorithmus

Der minimale MAE beträgt 3,4 kWh, der RMSE 4 kWh. Problematisch erweist sich jedoch die Rechenzeit für die Bayesian Regularization bei 96 TDLs. Sie überschreitet meist 15 Minuten, so dass sich allein für die Netzberechnung eines Jahres eine Simulationszeit von mindestens 4 Tagen ergibt. Diese Berechnungszeit könnte zwar durch geringere Trainingsintervalle reduziert werden, sie wird aber nicht annähernd vergleichbar mit dem Zeitaufwand von ca. 1 Minute für das Trainieren eines Netzes mit dem Leven-Marquardt-Algorithmus. Die Prognose des Leven-Marquardt-Algorithmus ist zwar nicht ganz so genau wie die Bayesian Regularization, hat aber den Vorteil einer vielfach geringeren Simulationszeit. Die Vorhersage mit dem Leven-Marquardt-Algorithmus zeichnet bereits eine hohe Genauigkeit von über 90 % aus, was für eine sinnvolle Fahrplanerstellung völlig ausreichend ist. Die in Kapitel 2.8 vorgestellte Methode erreicht eine ähnlich geringe Fehlerquote von ca. 10 % [B51, p. 130]. Bei [B20, p. 44] beträgt der Fehler der Prognose ca. 40%. Bei der angewandten Methode für Einfamilienhäuser wird jedoch auch der Warmwasserbedarf eingeschlossen, der in dieser Arbeit nicht betrachtet wird.

Der Fahrplan wird zwar für die nächsten 24 h entworfen, die endgültige Entscheidung über das An- und Ausschalten der Wärmepumpe wird aber nur für die nächsten 15 Minuten gefällt. Dies bedeutet,

dass die Prognose über den Verbrauch in den nächsten Stunden sehr genau sein sollte. Hier unterscheiden sich die beiden Lösungsalgorithmen kaum noch. Für die nächste Stunde haben beide eine durchschnittliche Abweichung von 0,2 kWh und für die erste Hälfte des Tages ist auch nur ein Fehler von 2,1 kWh für die Bayesian Regularization bzw. 2,4 kWh für den Leven-Marquardt-Algorithmus festzustellen. Um die Qualität und auch den geringen Unterschied in der Vorhersage der beiden Algorithmen zu veranschaulichen, wird in Abbildung 38 die Prognose beider für den Verbrauch gegenübergestellt.

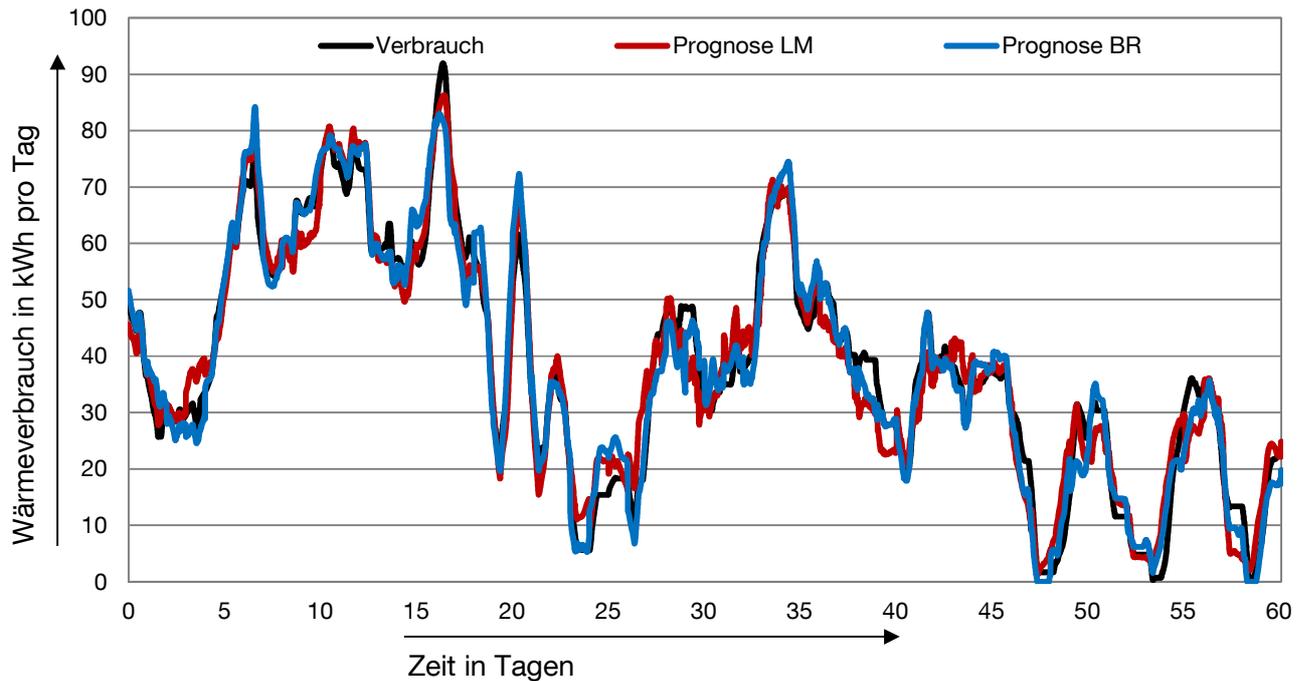


Abbildung 38: Vergleich von Verbrauch und Prognose mit Leven-Marquardt-Algorithmus und Bayesian Regularization bei optimalen Netzparametern

Man kann erkennen, dass die Güte der Vorhersage bei beiden Methoden sehr gut ist, weshalb die Unterschiede kaum zu erkennen sind. Aus diesem Grund wurde in dieser Arbeit trotz etwas schlechterer Prognose der schneller zu berechnende Leven-Marquardt-Algorithmus verwendet.

Nach Wahl des Trainingsalgorithmus muss nunmehr die Trainingshäufigkeit des Netzes festgelegt werden. Es zeigt sich, dass die Vorhersagequalität mit einem verlängerten Trainingsintervall von zwei oder auch drei Tagen keine Verschlechterung des Ergebnisses zum eintägigen bringt. Im Gegenteil, teilweise verbessern sich die Ergebnisse sogar, wenn das Trainingsintervall größer wird. Bei einem zweitägigen Intervall verschlechtert sich der RMSE leicht auf 4,6 kWh und der MAE bleibt gleich bei 3,7 kWh. Wird alle drei Tage trainiert, dann verbessert sich der RMSE sogar leicht auf 4,4 kWh sowie der MAE auf 3,5 kWh. Die geringen Verbesserungen der Vorhersage sind nur statistischer Natur und verlieren bei der Simulation eines ganzen Jahres ihre Bedeutung. Bei der Betrachtung der Ergebnisse für ein ganzes Jahr werden nicht nur die Monate Februar und März simuliert, sondern auch die Übergangszeiten Herbst und Frühling. In diesen Zeiten verändern sich die Wetterdaten und das Gebäudeverhalten schnell gegenüber den vorherigen Wochen, so dass ein häufiges Nachtrainieren

dem Netz ermöglicht, die neuen Informationen zu nutzen. Beispielhaft dafür ist die Situation im Herbst, wenn die Außentemperaturen auf Werte fallen, die vom Trainingsdatensatz vorher nicht erfasst wurden. Für diese Situation wurde das Netz nicht trainiert, so dass die Ergebnisse für die Vorhersage schlechter werden. Wird lediglich mehrtägig trainiert, dann bleiben die Prognosen bis zum Nachtrainieren ungenau. Deshalb sollte täglich trainiert werden und nicht erst nach mehreren schlecht prognostizierten Tagen.

3.5 Bestimmung des optimalen Fahrplans der Wärmepumpe

In Kapitel 2.6 wurden schon verschiedene Möglichkeiten diskutiert, wie die Fahrplanerstellung für Wärmepumpen realisiert werden kann. Zusätzlich wurde in Kapitel 2.3 vorgestellt, wie in [B51, p. 137] und [B19] die Fahrplanerstellung optimiert wurde.

In der Forschung wurde die MPC zur Lösung des Optimierungsproblems bei Fahrplanerstellung mit guten Ergebnissen verwendet. Für dieses Verfahren wird jedoch ein Experte benötigt, um die individuelle Problemartikulation anzupassen und den Identifikationsprozess für die Modellparameter durchzuführen. Dies widerspricht jedoch dem Erfordernis der Skalierbarkeit, die die hier entwickelte Regelung aufweisen soll, weshalb hier kein MPC gewählt und in der Praxis nicht verwendet wird. Auch der evolutionäre Algorithmus, der in [B51, p. 182] und [B42, p. 18] angewandt wird, erscheint sehr aufwendig zu implementieren, weshalb hier auf eine einfache, modellfreie adaptive Lösung gesetzt wird, die möglicherweise etwas schlechtere Ergebnisse liefert, jedoch wesentlich einfacher skalierbar ist. Gerade die in [B39, pp. 18–23] genutzte Lösung des Optimierungsproblems in Analogie zum Knapsack-Problem und dem Greedy-Algorithmus ist einfach anzuwenden und hat ausreichend gute Ergebnisse geliefert. Deshalb soll diese Methode auch hier angewendet werden. Das Einbetten der Lösung des Optimierungsproblems in die Fahrplanerstellung der Wärmepumpe und der Regelung als Ganzes wurde schon in Abbildung 29 dargestellt. Dabei ergibt sich, dass die optimalen Erzeugungszeitpunkte für die Wärmepumpe nur dann bestimmt werden müssen, wenn die Vorhersage einen höheren Verbrauch als den verfügbaren Speicherinhalt prognostiziert. Deshalb wird hier die Bestimmung des Speicherinhalts nachfolgend kurz beschrieben. Sollte bei der Regelung festgestellt werden, dass die Wärme aus dem Speicher nicht ausreicht, muss die Fehlmenge zu den optimalen Zeitpunkten hinsichtlich Strompreis und Anlageneffizienz generiert werden. Dieses Problem wird dann in Analogie zum Knapsack-Problem formuliert. Im nächsten Schritt werden die optimalen Zeitpunkte mit dem Greedy-Algorithmus bestimmt. Anschließend muss überprüft werden, ob der Speicher in jedem Zeitschritt die Heizung ausreichend mit Wärme versorgen kann, so dass die Komfortbedingungen im Haus stets erfüllt sind. Sollte dies nicht der Fall sein, müssen neue optimale Zeitpunkte zur Wärmeerzeugung gefunden werden, bevor der Speicher leergelaufen ist. Dazu wird der Algorithmus nicht für die nächsten 96 Schritte, sondern nur für den Zeitraum bis zum Leerlaufen des Speichers durchgeführt. Wurde schließlich ein Fahrplan gefunden, bei dem der Speicher nicht leerläuft, muss dieser noch einmal hinsichtlich eventuell häufigerer Taktung überarbeitet werden. Nach dieser kurzen Einführung in den Ablauf der Lösung des Optimierungsproblems werden nachfolgend die einzelnen Schritte ausführlich erläutert:

Knapsack-Problem und der Greedy-Algorithmus

Bei dem Knapsack-Problem, was auch als Rucksackproblem bekannt ist, handelt es sich um ein Optimierungsproblem. Der Name leitet sich aus der Veranschaulichung des Problems ab. Es gibt ein definiertes Volumen, in das verschiedene Gegenstände mit wiederum einem definierten Volumen und Nutzen verstaut werden können. Es gilt dann den „Rucksack“ so zu packen, dass der eingepackte Nutzen maximiert wird. Die Lösung dazu liefert der Greedy-Algorithmus. Mit ihm wird ein Quotient aus Nutzen und Volumen für jeden Gegenstand gebildet. Anschließend wird begonnen, Gegenstände mit dem höchsten Quotienten in den Rucksack zu packen. Wird das maximale Volumen des Rucksacks unter Beachtung des fallenden Quotienten erreicht, wurde das Optimierungsproblem gelöst und der Nutzen der mitgenommenen Gegenstände maximiert.

Das Optimierungsproblem für den Einsatz der Wärmepumpe an den Zeitpunkten mit dem höchsten Nutzen stellt sich analog zum Rucksack-Problem. Es soll auch hier bei der Auswahl der Intervalle der Nutzen maximiert werden. Der Nutzen maximiert sich in diesem Fall bei minimalen Stromkosten, wie in Gleichung (3.11) beschrieben, natürlich unter der Nebenbedingung, dass ausreichend Wärme für die nächsten 24 h zur Verfügung gestellt wird (Gleichung (3.12)). Die Lösung des Optimierungsproblems ist der Lösungsvektor x_i , in dem die Erzeugungszeitpunkte binär mit null oder eins festgelegt sind (Definition (3.13)).

$$K_{Strom} = \min \sum_{i=1}^{96} x_i \times k_{Strom\ i} \quad (3.11)$$

Nebenbedingung ist, dass die benötigte Wärmemenge erreicht wird:

$$\sum_{i=1}^{96} x_i \times E_{WP\ i} \geq C \quad (3.12)$$

$$x_i \in \{0,1\} \quad (3.13)$$

mit	$E_{WP\ i}$: Produzierte Wärmeenergie im Intervall i
	$k_{Strom\ i}$: Stromkosten im Intervall i
	K_{Strom}	: Stromkosten für die nächsten 24 h
	$t_{ambient\ i}$: Außentemperatur im Intervall i
	C	: Benötigte Wärmeenergie für die nächsten 24 h
	x_i	: Lösungsvektor des Optimierungsproblems

Die Lösung dieses Optimierungsproblems erfolgt analog zum Knapsack-Problem durch den Greedy-Algorithmus. Der Nutzen eines Intervalls steigt mit der erzeugten Wärmemenge $E_{WP}(t_{ambient})$, die wegen der Wärmequelle der Wärmepumpe außentemperaturabhängig ist. Das Volumen des Gegenstandes beim Knapsack-Problem stellt hier der Strompreis dar. Der Nutzen des Intervalls sinkt mit steigenden Stromkosten des Intervalls. Der Quotient für das aktuelle Problem wurde als eine Bewertungsfunktion

aus erzeugter Wärme und Stromkosten des Intervalls in Gleichung (3.14) definiert. Der Quotient ist damit am höchsten, wenn der Strom günstig ist und die Außentemperatur hoch.

$$BF_i = \frac{E_{WP_i}(t_{ambient\ i})}{P_{Strom\ i}} \quad (3.14)$$

mit BF_i : Bewertungsfunktion im Intervall i
 E_{WP_i} : Produzierte Wärmeenergie im Intervall i
 $P_{Strom\ i}$: Strompreis im Intervall i

Im nächsten Berechnungsschritt wird der Quotient für alle 96 Schritte berechnet, und diese werden, beginnend beim Intervall mit dem höchsten Quotienten, absteigend sortiert, wie in der Reihe (3.15) beschrieben.

$$BF_{aa} \geq BF_{ab} \geq \dots \geq BF_{nn}; \quad aa, ab, \dots, nn \in \{i\} \quad (3.15)$$

Anschließend werden die zu den sortierten Zeitpunkten gehörenden erzeugten Wärmemengen - beginnend mit dem höchsten Quotienten - summiert, bis für die nächsten 24 h ausreichend Wärme vorhanden ist. Diese Zeitpunkte werden dann unter Berücksichtigung von (3.13) in den Lösungsvektor (3.16) für die initiale Gleichung (3.12) eingetragen. Das Knapsack-Problem ist damit gelöst.

$$x_i = (x_1, x_2, \dots, x_{96}) \quad (3.16)$$

Speicherlimitationen

Nach Berechnung der optimalen Zeitpunkte ist nun zu prüfen, ob bei dieser geplanten Wärmeerzeugung der Speicherfüllstand innerhalb der definierten Grenzen bleibt. Der Mindestspeicherfüllstand wird durch die Fähigkeit des Speichers definiert, die Komfortbedingungen im Gebäude mindestens aufrecht zu erhalten. Die obere Grenze wird durch die maximale Temperatur im Speicher definiert, die vom Speicher selbst oder den maximalen Betriebstemperaturen der wärmeerzeugenden Anlage ausgeht.

Damit sichergestellt werden kann, dass der Speicherinhalt E_{Speicher} in jedem Zeitschritt sich innerhalb der definierten Grenzen bewegt, wird er auch für jeden Zeitschritt berechnet. Zur Berechnung des Speicherinhaltes E_{Speicher} in jedem Zeitschritt wird - ausgehend von seinem Stand im letzten Zeitschritt - der prognostizierte Wärmeverbrauch E_{WV} subtrahiert und die Wärme, die aus der Wärmepumpe zu den im Lösungsvektor definierten Zeitpunkten geliefert wird, addiert.

Beginnend mit dem initialen Wert für den Speicherinhalt, bekannt aus der aktuellen Berechnung des Speicherinhalts, kann nun für die Reihe der Erzeugungszeitpunkte aus dem Lösungsvektor der jeweilige Speicherinhalt berechnet werden (siehe (3.16) und (3.17)).

$$E_{\text{Speicher min}} \leq (E_{\text{Speicher } i-1} + x_i \times E_{\text{WP } i} - E_{\text{Wv } i}) \leq E_{\text{Speicher max}} \quad (3.17)$$

mit	$E_{\text{Speicher min}}$: Minimaler Speicherinhalt
	$E_{\text{Speicher } i}$: Speicherinhalt im Intervall i
	$E_{\text{WP } i}$: Produzierte Wärmeenergie im Intervall i
	$E_{\text{Wv } i}$: Vorhersage des Wärmeverbrauchs im Intervall i
	$E_{\text{Speicher max}}$: Maximaler Speicherinhalt

Bei Unterschreitung des minimalen Speicherinhalts wird der Lösungsvektor für die Erzeugungszeitpunkte erneut berechnet. Dabei werden nicht mehr die nächsten 96 Schritte betrachtet, sondern lediglich die verbliebene Anzahl bis zum nächsten Erzeugungszeitpunkt des ursprünglichen Lösungsvektors. Zudem wird nicht die gesamte bis zu diesem Zeitpunkt benötigte Energie erzeugt, sondern nur so viel, dass der Speicher nicht vor diesem Zeitpunkt leerläuft. Anschließend wird wieder mit dem nun neu berechneten Lösungsvektor überprüft, ob der Speicher bis zu dem ersten durch den Algorithmus gewählten Zeitpunkt abermals leerläuft. Geschieht dies, befinden sich alle effizienten Zeitpunkte am Ende des Vorhersagezeitraums. Hier werden die Grenzen der modellfreien Lösung des Optimierungssystems offenbar, nicht immer das globale Optimum zu finden. Deshalb wird nun das lokale Optimum gesucht. Dies geschieht durch die Nutzung des jeweils effizientesten Intervalls vor der Leerung des Speichers. Dieses lokale Optimum weist ähnlich effiziente Nachbarintervalle auf, da sich Preise und Temperaturen von einem zum andern Intervall naturgemäß nicht sprunghaft ändern. Im Intervall, das auf das lokale Optimum folgt, wird die später erläuterte Anti-Takt Überwachung die Wärmepumpe eingeschaltet gelassen, für den Fall, dass in den nächsten 2 h keine effizienteren Zeitpunkte eintreten. So werden die Fehlmengen ohne häufiges Takten überbrückt, bis effizientere Zeitpunkte erreicht werden können.

Ergibt die Berechnung aus der Gleichung (3.17) eine Überschreitung des maximalen Speicherfüllstands, wird geprüft, in welchem Zusammenhang sich dies ereignet. Handelt es sich nur um ein Intervall, in dem der Speicher überfüllt werden sollte, wird das Einschalten der Wärmepumpe unterdrückt. Ergibt sie das Überladen jedoch aus einer Reihe von effizienten Intervallen, wird geprüft, wie lange die ununterbrochene Reihe andauert. Dies geschieht zum Beispiel, wenn der Strompreis über Stunden bei 0 Cent/kWh liegt. Der Regler belädt dann den Speicher so, dass dieser am Ende der Reihe maximal gefüllt ist. Sollte die Reihe so lange dauern, dass der Speicher in dieser Zeit leerläuft, wird er innerhalb dieser Reihe so oft wie nötig aufgefüllt.

Anti-Takten

Die effizientesten, im Lösungsvektor festgehaltenen, Intervalle liegen nicht immer nacheinander, so dass es zu einer unerwünschten Taktfrequenz kommt. Diese kann mit einfachen Überlegungen stark reduziert werden. Vor dem Ausschalten der Wärmepumpe sollte geprüft werden, wie unzureichend die Effizienz des Zeitschritts nach der Bewertungsformel tatsächlich ist. Es wird in der Gleichung (3.14) nämlich nicht der beachtliche Verlust des An- oder Abfahrprozesses verrechnet. Ist der Quotient vor dem Hintergrund gesparter An- oder Abfahrerenergie gleich groß wie derjenige der Erzeugungszeitpunkte im Lösungsvektor, dann bleibt die Wärmepumpe eingeschaltet.

In der oben geschilderten Situation, in der der Speicher leerliefe und deshalb ein lokales Optimum als Einschaltzeitpunkt gesucht würde, könnte die Wärmepumpe nach dem Intervall möglicherweise wieder ausgeschaltet werden. Dies wird verhindert, wenn auf den Zeitschritt mit eingeschalteter Wärmepumpe und drohendem Leerlaufen des Speichers in den nächsten 2 h kein effizienteres Intervall folgen sollte. Bei der Beurteilung der Effizienz wurden in diesem Fall auch die An- und Abfahrverluste einbezogen.

4 Modellierung und Simulation

Das Modell der Regelung für den Prosumer, das in Kapitel 3 vorgestellt wurde, und das Modell des Gebäudes werden getrennt voneinander in drei verschiedenen Programmen modelliert und simuliert. Die getrennte Simulation ermöglicht erst diese Kombination, da die jeweiligen Programme für sich allein nur unzureichend die Aufgaben des anderen übernehmen können. Die gemeinsame Simulation ist nur möglich, da die drei Programme über Schnittstellen miteinander verbunden werden können, so dass eine sogenannte Co(uple)d-Simulation erschaffen wurde. Das Gebäude wird in SimulationX mit seiner gesamten hydraulischen und elektrischen Technik modelliert und besitzt zusätzlich eine TCP/IP Schnittstelle zu Simulink. In Simulink wurde ein Regelungsmodell erstellt, das wiederum regelmäßig über eine interne Schnittstelle auf MATLAB für das Trainieren der Netze zurückgreift, da dieses in Simulink nicht möglich ist. Über die TCP/IP Schnittstelle zwischen SimulationX und Simulink, können nicht nur Daten empfangen werden, sondern auch wieder zurück in SimulationX übertragen werden. So können die Brennstoffzelle sowie die Wärmepumpe von der Regelung in Simulink angesteuert werden.

Der Programmablauf der Co-Simulation wird in Abbildung 40 dargestellt. Nach dem Programmstart wird zunächst zur Initialisierung mit den schon vorher berechneten Gebäudedaten das in Kapitel 3.4.2 definierte Neuronale Netz in MATLAB trainiert. Anschließend wird mit dem trainierten Netz eine Verbrauchsvorhersage erstellt, um gemeinsam mit berechnetem Speicherinhalt den Fahrplan der Wärmepumpe (siehe Kapitel 3.5) und der Brennstoffzelle (siehe Kapitel 3.2) zu bestimmen.

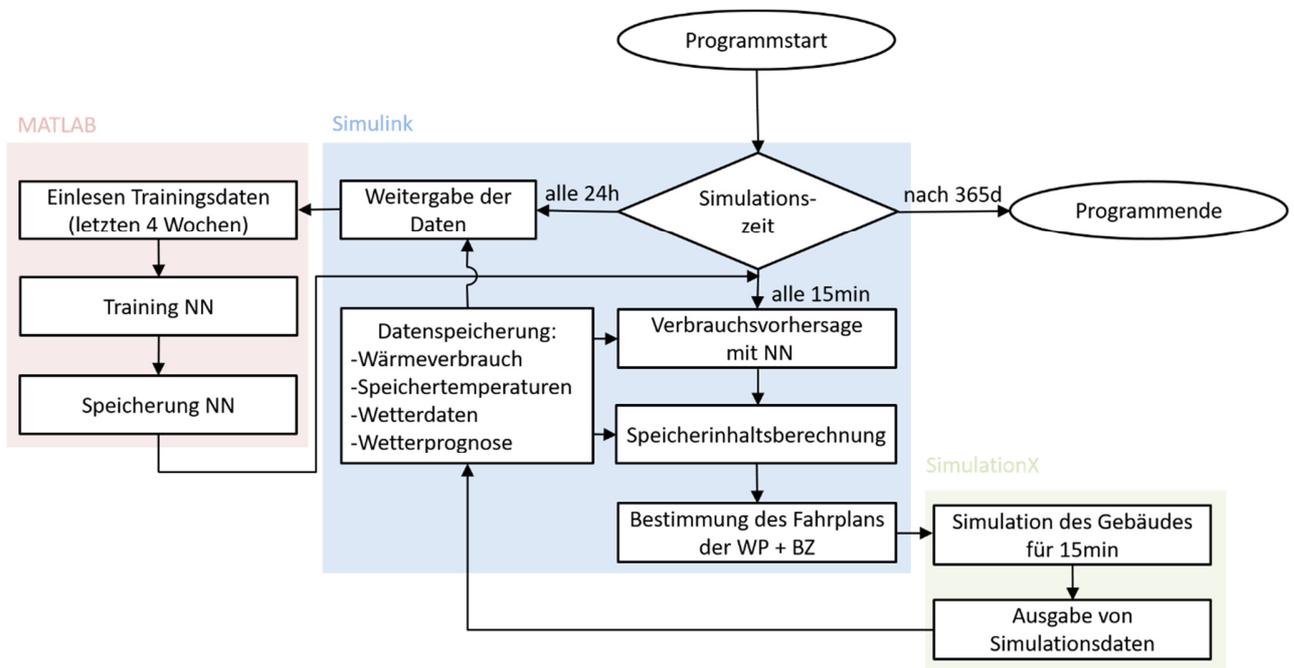


Abbildung 40: Co-Simulation und Programmaufruf

Der Fahrplan für die nächsten 15 min wird über die Schnittstelle zu SimulationX gesendet, und mit diesen Vorgaben wird dann das Gebäude für 15 min in Sekundenschrittweite simuliert. Die Endwerte

der Simulation werden abschließend an Simulink gesendet und dort in einen Datenspeicher eingelesen. Bis zum Ablauf der Simulationszeit prüft dann Simulink, ob direkt der neue Fahrplan für den Prosumer berechnet werden kann oder ob nach 24 simulierten Stunden vorher zunächst die Netze in MATLAB mit den aktuellen Daten trainiert werden müssen.

Nachdem der generelle Ablauf der Co-Simulation vorstehend erläutert wurde, wird nun in Kapitel 4.1 das Gebäudemodell in SimulationX allgemein und im Anhang 7.4.1. ausführlich erläutert. Die Regelung des Prosumers wurde schon in Kapitel 3.4 und 3.5 entwickelt, deshalb wird ihre detaillierte Modellierung nur noch im Anhang 7.4.2 beschrieben. Die ersten, qualitativen Ergebnisse der Regelung des Prosumers werden im Anschluss in Kapitel 4.2 gezeigt.

4.1 Gebäudemodell in SimulationX

SimulationX ist ein modelica basiertes objektorientiertes Simulationsprogramm für physikalisch-technische Systeme. Vordefinierte Komponenten, oder auch Typs genannt, können miteinander zu einem Modell oder einem Sub-Modell verknüpft werden. Die für bestimmte Bereiche benötigten Komponenten werden in einer Bibliothek zusammengefasst. Im Falle der Gebäudesimulation ist es die GreenBuilding Bibliothek. Sie stellt Komponenten, wie Wärmepumpe und Warmwasserspeicher, zur Verfügung, so dass diese dann nur noch parametrisiert und miteinander zu dem gewünschten System zusammengeführt werden müssen. Komponenten, die nicht vorhanden sind, können über Grundelemente, die SimulationX über eine gesonderte Bibliothek zur Verfügung stellt, oder ganz individuell auf Codeebene mit modelica Befehlen programmiert werden.

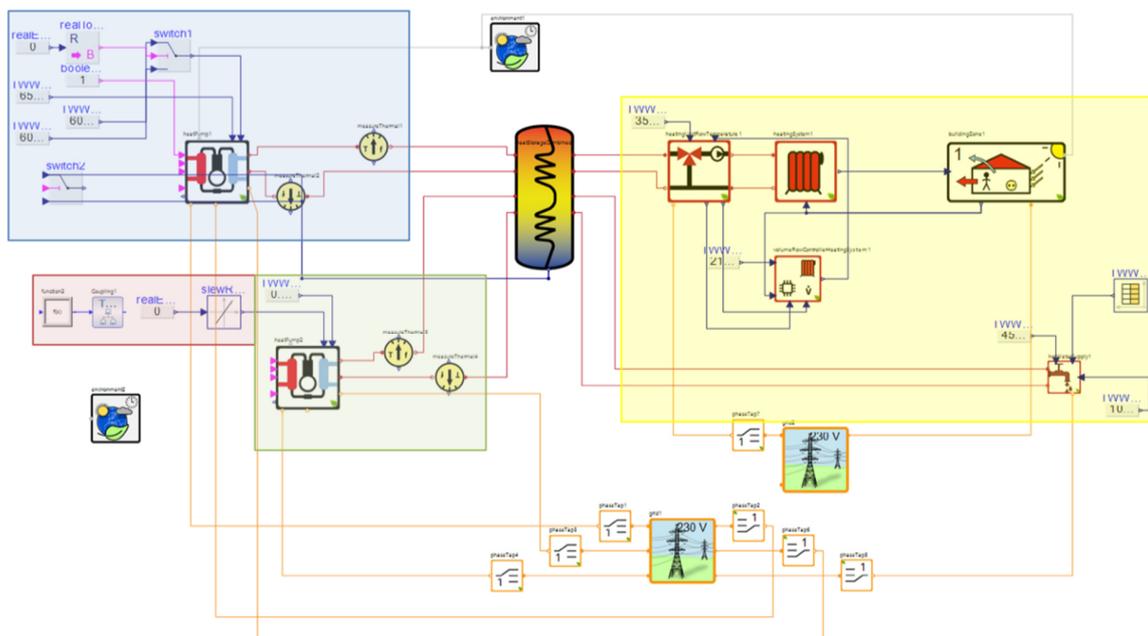


Abbildung 41: Überblick auf das Gebäudemodell in SimulationX

Für die Problemstellung dieser Arbeit fehlt ein Modell für die Brennstoffzellen-Anlage in Simulation X, weshalb dies im Vorfeld erstellt und in die vorhandene Bibliothek integriert wurde. Die Simulation wird in Sekundenschritten über ein Jahr, alle 900 s von der Co-Simulation unterbrochen, durchgeführt. Das Gleichungssystem, das SimulationX mit der Codegenerierung erstellt, wurde von einem externen CVODE-Solver gelöst.

Die graphische Oberfläche des genutzten Modells in SimulationX ist in Abbildung 41 dargestellt. Zentral kann man in der Abbildung den Speicher erkennen, um den herum verschiedene farblich unterlegte Komponenten des Gebäudemodells zu erkennen sind. Die Wärmepumpe und der dazugehörige Regler befinden sich links vom Speicher als Wärmequellen, hellblau unterlegt. Darunter ist grünlich hinterlegt der selbstgeschriebene Brennstoffzellentyp zu sehen, der auch den Speicher lädt. Die Steuerung wird komplett durch das Simulink/MATLAB-Modell vorgenommen, so dass in der Abbildung nur ein Eingang, der von der Schnittstelle zu Simulink kommt, für das Steuersignal erscheint. Die Verbraucher der Wärme aus dem Speicher sind rechts von ihm gelblich hinterlegt. Sie bestehen aus einem Mischer, der die Vorlauftemperatur einstellt, der eigentlichen Heizung und der Heizungsregelung für den Mischer. Letztlich kann man rechts von der Heizung noch das Gebäudemodell, das die thermische Last vorgibt, erkennen. Der Trinkwarmwasserverbrauch wird mit der Komponente unterhalb des Gebäudes simuliert.

Die farblich rot hinterlegten Komponenten links stellen die sichtbaren Komponenten der Schnittstelle zu Simulink dar. Die beiden linken Quadrate stellen die Bündelung der Werte und den Ausgang dar. Das weiter rechts zu sehende Rechtecke ist ein Eingänge aus Simulink, der die elektrische Leistung der Brennstoffzelle vorgibt.

Details zu den einzelnen Komponenten sind im Anhang 7.4.1 zu finden.

4.2 Ergebnisse für die Regelung des Prosumers

Die quantitativen Ergebnisse für die Regelung des Prosumers werden erst in Kapitel 5 gezeigt, jedoch sollen hier schon die qualitativen Ergebnisse der Regelung der Wärmepumpe und der Steuerung der Brennstoffzelle gezeigt werden, da sich aus den quantitativen Ergebnissen allein kein komplettes Bild für die Güte der Regelung ergibt.

4.2.1 Steuerung der Brennstoffzelle

Zunächst wird in Abbildung 42 ein Beispiel für die Steuerung der Brennstoffzelle gegeben. Diese wurde in Gleichung (3.6) schon dargelegt und führt bei einem ausreichenden Strompreis zur Erhöhung der elektrischen Leistung. Der Grenzkostenpreis von 3,97 Cent/kWh ist in der Abbildung gestrichelt dargestellt. Die Leistung der Brennstoffzelle folgt dem Strompreissignal etwas verzögert, da die Laständerung der BlueGEN nicht der Änderung des Strompreises folgen kann; dabei ist sogar der Strompreis aufgrund der Ergebnisdaten aus SimulationX stetig und nicht sprunghaft von Zeitschritt zu Zeitschritt dargestellt.

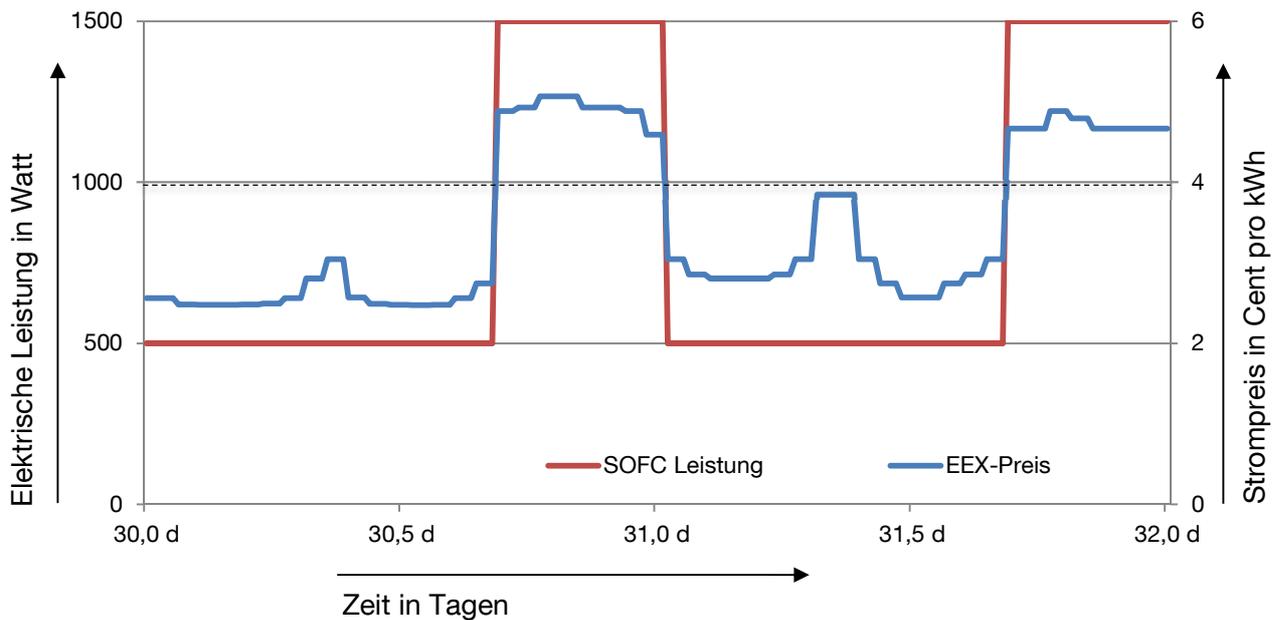


Abbildung 42: Beispiel für die Steuerung der Brennstoffzelle

4.2.2 Regelung der Wärmepumpe

Die Beispiele für die qualitativen Ergebnisse der Wärmepumpenregelung werden in den Abbildung 43 und Abbildung 44 gezeigt. Dazu wurde in beiden Abbildungen der Speicherinhalt, der EEX-Strompreis und das binäre Signal der Wärmepumpe für zwei Tage aufgetragen. Außerdem wurden in den Grafiken einzelne Ereignisse durchnummeriert, anhand derer die Qualität der Regelung beurteilt werden kann.

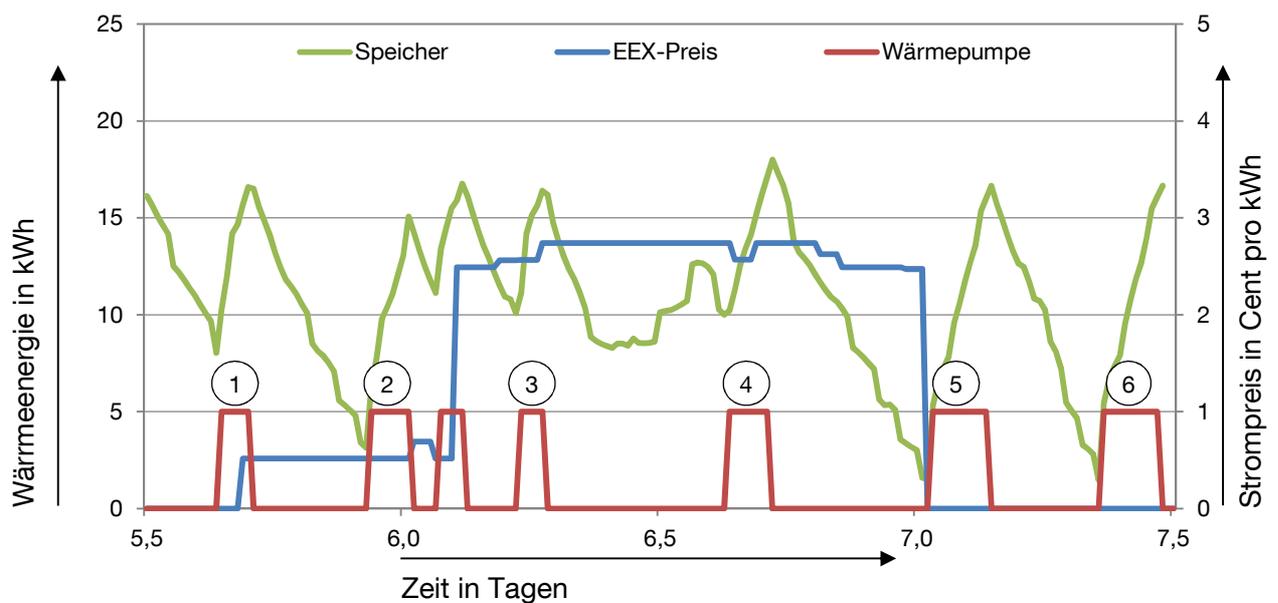


Abbildung 43: Beispiel 1 für die entwickelte Regelung der Wärmepumpe

Im ersten Punkt der Abbildung 43 kann man erkennen, dass die Wärmepumpe trotz eines Strompreises von 0 Cent/kWh nicht läuft, jedoch anspringt, bevor der Strompreis erhöht wird, und damit der Speicher wieder rechtzeitig gefüllt ist, bevor der Strom teurer wird. Hier kann man klar identifizieren, dass das Erkennen der optimalen Erzeugungszeitpunkte nach der Beurteilungsfunktion und zusätzlich die Überwachung der Speicherlimitationen zumindest für die maximale Befüllung gegeben ist.

Kurz vor dem eingezeichneten Punkt 2 wird der Speicher aus den gleichen Überlegungen wie an Punkt 1 kurz vor der Preiserhöhung geladen. Das Einschalten der Wärmepumpe kurz nach Punkt 2 resultiert nur aus der Identifikation der optimalen Einschaltpunkte und der nicht vollständigen Füllung des Speichers.

Im Punkt 3 kann erneut das in Punkt 1 beschriebene Verhalten beobachtet werden: Der Speicher wird wieder maximal geladen, obwohl er nicht leer ist, da der Preis kurze Zeit später steigt, lange hoch bleibt, und der Speicher ohne diese zusätzliche Wärme bis zu dem nächsten günstigen Zeitpunkt nicht über genügend Wärmereserven verfügt hätte.

Betrachtet man nun Punkt 4, dann wird hier der Speicher wieder aufgrund eines optimalen Zeitpunktes geladen, da hier der Preis gegenüber dem Preis davor und auch danach kurz sinkt und die erzeugte Wärme offensichtlich gebraucht wird, um wieder den Zeitpunkt mit einem Strompreis von 0 Cent/kWh zu erreichen.

Nach einer Hochpreisphase wird in Punkt 5 der Speicher wieder ganz gefüllt und in Punkt 6 nach dem Leerfahren des Speichers erneut aufgefüllt.

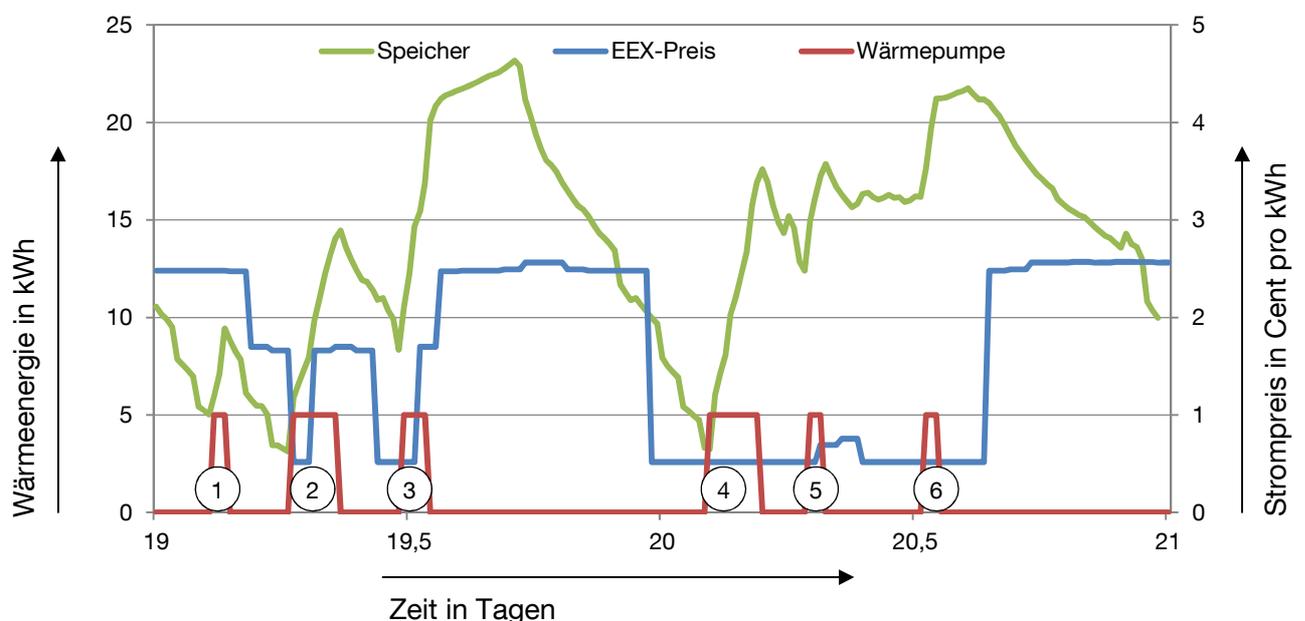


Abbildung 44: Beispiel 2 für die entwickelte Regelung der Wärmepumpe

In Abbildung 44 wird das zweite Beispiel für die qualitativen Ergebnisse gezeigt. Nach den in Abbildung 43 offensichtlich optimalen Schaltzeitpunkten lässt die modellfreie Methode in Abbildung 44 ihre Grenzen erkennen. Betrachtet man zunächst die Punkte 1 und 2, dann scheinen die Erzeugungszeitpunkte optimal gewählt. Bevor der Speicher leertläuft, wird die Wärmepumpe nur kurz gestartet, so dass der Speicher bis zum Punkt 2 reicht und bei geringen Preisen wieder geladen werden kann. Dies wurde auch bei geringen Preisen begonnen, jedoch stieg der Preis, bevor der Speicher gefüllt war, und die Wärmepumpe wurde nicht abgestellt. Der Speicher hätte jedoch in Punkt 2 nicht so stark gefüllt werden sollen. Auch nach Preiserhöhung wurde weiter geladen. Dies kann gewollt sein, in diesem Fall jedoch nicht, da kurz darauf der Preis fiel, und die Ladung des Speichers besser zu dieser Zeit stattgefunden hätte. Der Fehler stammt aus dem Regelungsteil, der Taktung verhindern soll. Dies wird aber nur geduldet, wenn das Intervall noch zu den effizienten gehört. Dies hilft normalerweise, das Takten zu unterbinden, jedoch in diesem Fall mit negativen Auswirkungen auf die Maxime der Erzeugung zu den günstigsten Zeitpunkten. Dasselbe geschieht noch einmal am Ende des Laufens der Wärmepumpe an Punkt 3, so dass der Speicher dort zu höheren Preisen unnötigerweise gefüllt wird, obwohl die Wärme bis zur nächsten Niedrigpreisphase ausgereicht hätte.

In Punkt 5 wird die Wärmepumpe wieder angestellt, obwohl die Wärme im Speicher auch noch über diese kurze Phase erhöhter Preise ausgereicht hätte. Dies geschieht wegen der Speicherlimitationen, die das Überladen des Speichers in den Zeitpunkten des weiterhin geringen Strompreises nach Punkt 4 verhindert hat. Steigt der Preis, wird der Speicher zum Ende der optimalen Zeitpunkte voll beladen. In diesem beispielhaften Fall kommt allerdings nach wenigen Stunden ein geringer Strompreis, so dass es unnötig war, die Wärmepumpe in Punkt 5 anzuschalten. Falls jedoch eine längere Phase mit hohen Preisen gefolgt wäre, hätte diese Regelung genau richtig gearbeitet.

Im Punkt 6 wird die Wärmepumpe nicht erst ganz am Ende der Niedrigpreisphase angeschaltet. Dies rührt aus der die Effizienz bestimmenden Bewertungsfunktion, die auch noch eine außertemperaturabhängige Wärmeerzeugung mit einschließt. In diesem Fall sinkt die Außentemperatur und damit auch die Wärmeerzeugung stark ab, so dass die Wärmepumpe schon vor Ende der günstigen Preisphase zu einem effizienteren Zeitpunkt eingeschaltet wurde.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die modellfreie Regelung der Wärmepumpe mit einem simplen Ansatz in Analogie zum Knapsack-Problem und dem Greedy-Algorithmus mit einigen Anpassungen, die bei Hitzelberger aufgrund des gewählten HTNT-Profiles für den Preis und dem fehlenden „rolling horizon“ nicht nötig waren, sehr gute Ergebnisse geliefert hat. Im Februar war zum Beispiel die Wärmepumpe in 540 Zeitpunkten eingeschaltet, von diesen waren 487 optimal, dies entspricht einer optimalen Wahl von über 90 %. Leichte Limitationen, die vermutlich mit einem MPC-Ansatz vermeidbar gewesen wären, sind zu erkennen, jedoch erscheinen sie im Rahmen der Gesamtoptimierung vernachlässigbar.

5 Ergebnisse und Potentiale

In Kapitel 4.2 wurden bereits die qualitativen Ergebnisse für die Regelung des Prosumers dargestellt, sie sollen nun mit quantitativen Ergebnissen untermauert werden. In diesem Kapitel wird daher gezeigt, welches Potential dieser Prosumer zur Flexibilisierung seiner Erzeugung und seines Verbrauchs hat, und inwieweit er mit umfassendem Einsatz einen Beitrag zur Netzstabilität leisten kann. Abschließend wird die Wirtschaftlichkeit dieses Prosumers mittels VDI 2067 beleuchtet, da nur so das energiewirtschaftliche Potential dieses Prosumertyps im Strommarkt 2.0 abgeschätzt werden kann.

5.1 Simulationsergebnisse

In diesem Abschnitt werden zunächst die Simulationsergebnisse für den Prosumer für die Jahre 2020 und 2030 gezeigt, wobei die Lastverschiebung von Zeiten mit hohem Strompreis hin zu solchen mit niedrigem Strompreis besonders beleuchtet wird. Dazu wird zuerst die Verschiebung des Strombezugs durch die Wärmepumpe gegenüber einer im üblichen ungesteuerten, wärmegeführten Betrieb betrachtet.

Die Quantifizierung der Lastverschiebung gestaltet sich allerdings schwierig, da hierzu keine allgemein gültige Regel existiert. Deshalb wurde der Strompreis in dieser Arbeit unter der Annahme kategorisiert, dass er sich meistens zwischen 0 und 6 Cent/kWh bewegt. Die Kategorien werden mit einer Preisspanne von 0,5 Cent/kWh gebildet. Erreicht die Regelung der Wärmepumpe die Reduktion des Verbrauchs in einer der Kategorien, so dass der Verbrauch in einer niederen Kategorie höher wird, dann wird dies als Lastverschiebung betrachtet.

Im nächsten Schritt soll die Lastverschiebung der unterschiedlichen Speichergrößen sowie die Auswirkung der Lastverschiebung auf die Effizienz der Anlagen untersucht werden. Abschließend werden die Wechselwirkungen der Kombination von Brennstoffzelle und KWK-Anlage analysiert und beschrieben.

Jahr 2020

Abbildung 45 zeigt die Verteilung des Strombezugs der Wärmepumpe für das Jahr 2020. Neben den Ergebnissen einer an Strompreis und Effizienz orientierten Wärmepumpenregelung wird als Referenzfall auch der Einsatz einer Wärmepumpe gezeigt, die wärmegeführt betrieben wird. Mit einem Vergleich des Stromverbrauchs in den einzelnen Kategorien kann die Verschiebung des Verbrauchs zu günstigeren Zeitpunkten quantifiziert werden. Aus den Ergebnissen kann man erkennen, dass der Strombezug in beiden Fällen offensichtlich in Zeiträume mit niedrigen Stromkosten verschoben wurde. Der Einsatz der Wärmepumpe wurde auf die sehr günstigen Zeitpunkte mit Stromkosten von unter 1 ct/kWh und zwischen 2,5 und 3 ct/kWh verlagert. Dies bedeutet, dass der Einsatz zu Zeiten erfolgt, in denen der Stromverbrauch zur Netzstabilität beitragen kann oder zumindest ein weiterer Stromverbraucher die Netzstabilität nicht zusätzlich belastet.

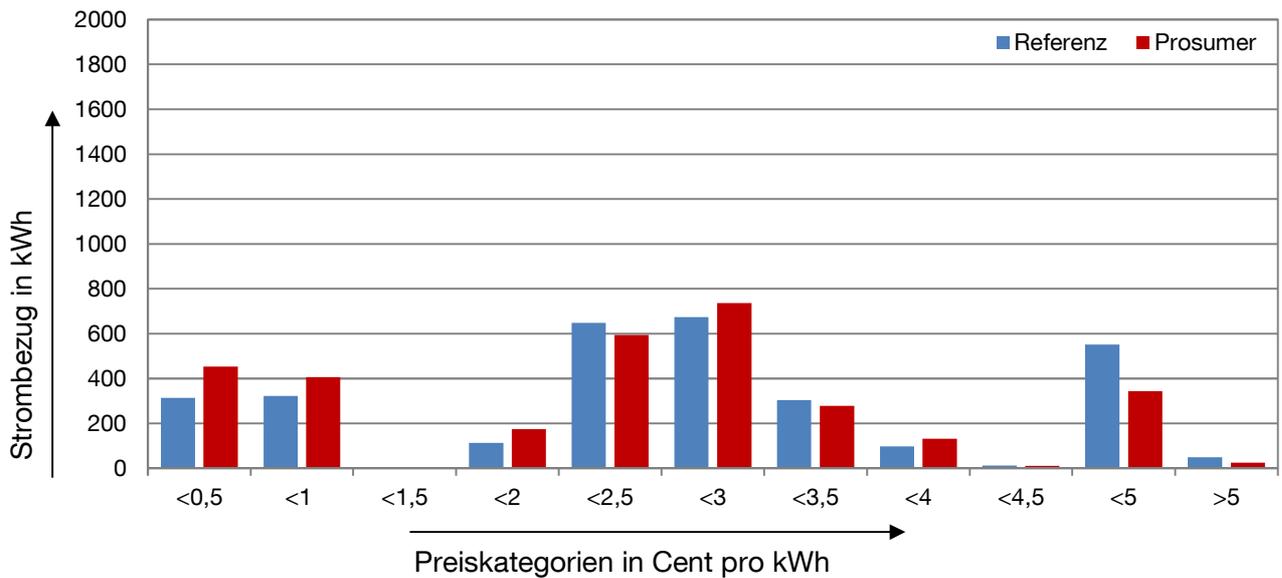


Abbildung 45: Verteilung des Strombezugs der Wärmepumpe im Referenzfall und als Prosumer auf Preiskategorien im Jahr 2020

Wie außerdem zu erkennen ist, konnte der Strombezug zu Spitzenlastzeiten stark reduziert werden, womit eine Entlastung der Netze erreicht wird. Durch die neue Prosumerregelung bezieht die Wärmepumpe bei Spitzenlast, Strompreis größer als 4,5 ct/kWh, weniger als die Hälfte des Stroms, den sie unregelt benötigt. Die allgemeine Lastverschiebung über die ganze Bandbreite des Strompreises beläuft sich im gezeigten Fall insgesamt auf ca. 11 % des gesamten Wärmepumpenstroms.

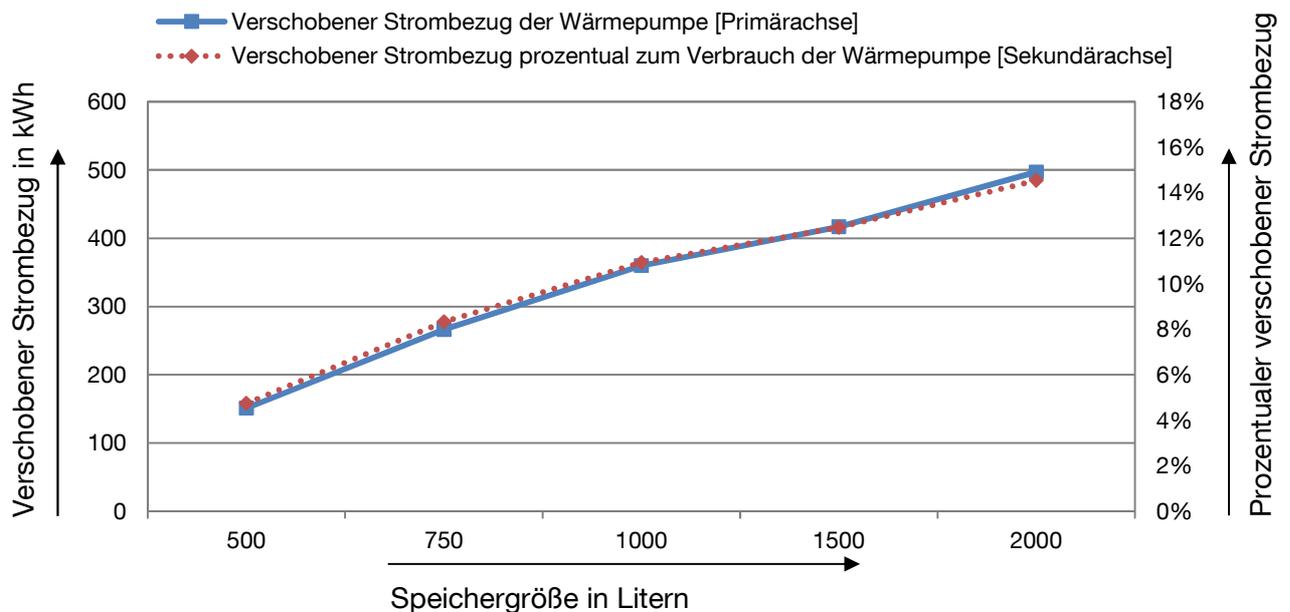


Abbildung 46: Lastverschiebung der Wärmepumpe in Abhängigkeit des Speichervolumens in 2020

Im nächsten Schritt wird die Speichergröße des Prosumers variiert, um ihren Einfluss auf die Flexibilisierungspotentiale und Effizienz zu untersuchen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 46 dargelegt und fallen erwartungsgemäß aus: Die verschobene Strommenge steigt mit der Speichergröße. Jedoch können selbst bei einem sehr großen 2000 l Warmwasserspeicher nicht mehr als 15 % des Stromverbrauchs der Wärmepumpe verschoben werden.

Die Flexibilisierung des Verbrauchs bleibt nicht folgenlos für die Anlagenperformance. Gegenüber der Referenzanlage steigen die Speicherverluste und insbesondere sinkt die Ausbeute bei der Abwärmenutzung der BlueGEN. Die Verluste in Abhängigkeit zur Speichergröße sind in Abbildung 47 dargestellt. Die zusätzlichen Speicherverluste resultieren nämlich aus einer erhöhten durchschnittlichen Speichertemperatur, die durch die häufigere Nutzung des Speichers beim netzdienlichen Betrieb hervorgerufen wird. Die Nutzung des Speichers ist auch von der Speichergröße abhängig, so dass der kleinere Speicher häufiger be- und entladen wird, als der größere. Korrespondierend dazu ist die durchschnittliche Speichertemperatur bei kleinen Speichern höher als bei großen. Die Speicherverluste sind jedoch trotz der höheren Speichertemperatur bei kleinen Speichern geringer, da hier die Verluste durch die Speicherfläche dominiert werden.

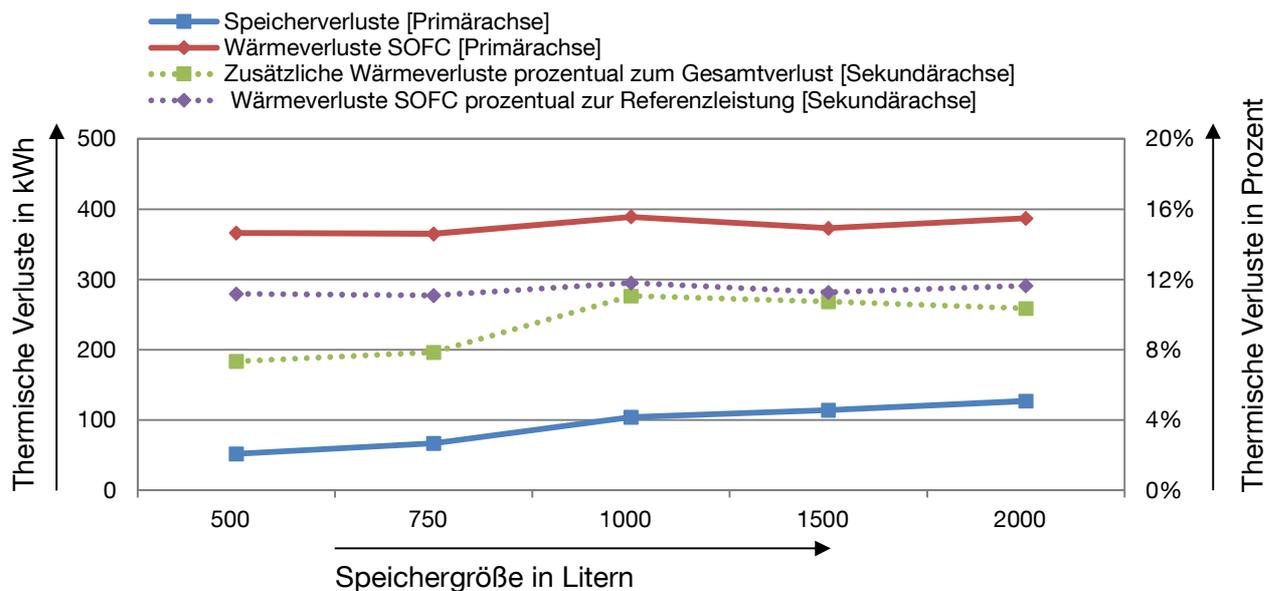


Abbildung 47: Verluste durch eine netzdienliche Betriebsweise in Abhängigkeit der Speichergröße im Jahr 2020

Direkte Auswirkungen hat die Speichertemperatur auf die Ausbeute bei der Abwärmenutzung der BlueGEN, deren Temperaturabhängigkeit in Abbildung 17 und Abbildung 18 bereits gezeigt wurde. In diesem Fall sinken die Verluste mit sinkender Speichertemperatur bzw. –größe. Maximal gehen durch die erhöhte Speichertemperatur ca. 514 kWh Wärme verloren, wobei die Einbußen durch die Reduktion der thermischen Leistung der BlueGEN die Einbußen durch den Speicher um das 3 bis 6-Fache übersteigen. Die Verluste müssen letztlich von der Wärmepumpe bereitgestellt werden und

erhöhen so den Stromverbrauch – je nach Speichergröße – um ca. 220 kWh, was ca. 6 % ausmacht (siehe Tabelle 18).

Die Effizienz der Wärmepumpe wird am besten – wie in Gleichung (2.18) beschrieben – durch die Jahresarbeitszahl charakterisiert. Diese ist gegenüber den Referenzanlagen bei kleineren Speichergrößen nur geringfügig schlechter (< ca. 1 %) und wird auch nur bei größeren Anlagen etwas besser (< ca. 1,2 %) (siehe Tabelle 18). Dieses Ergebnis verhält sich konträr zu dem, was Forschungsarbeiten, bei denen sich die Regelung am Day-Ahead-Preis orientiert, ermittelt haben (siehe Kapitel 2.6). Diese Anlagen erzeugen die Wärme meist in den windreichen, kalten Nachtstunden, in denen die Effizienz niedrig ist. Die dennoch unveränderte Effizienz der Anlage folgt aus der Integration der Effizienz der Wärmegeneration in die Bewertungsformel (3.4).

Die Effizienz der Brennstoffzelle des Prosumers ändert sich mit der Speichergröße nicht, ist jedoch gegenüber der Referenzanlage konstant geringer. Die Referenzanlage liegt mit einem Gesamtwirkungsgrad von 74 % im Vergleich zu einem solchen von 69 % der flexibel geregelten Anlage deutlich höher (siehe Tabelle 18). Dies resultiert vor allem aus dem geringeren elektrischen Wirkungsgrad der netzgeführten Anlage, die im Gegensatz zur Referenzanlage nicht konstant bei Nennleistung und optimalem Wirkungsgrad gefahren wird. In Teillast liegt der thermische Wirkungsgrad normalerweise höher als bei der elektrischen Nennleistung, er kann hier aber aufgrund der hohen Speichertemperaturen nicht genutzt werden.

Die Energie, die die Brennstoffzelle zusätzlich bei einem ausreichend hohen Strompreis von 3,97 Cent/kWh (siehe Gleichung (3.6)) durch die Leistungssteigerung von 500 W auf 1500 W, generiert, summiert sich auf 2878 kWh.

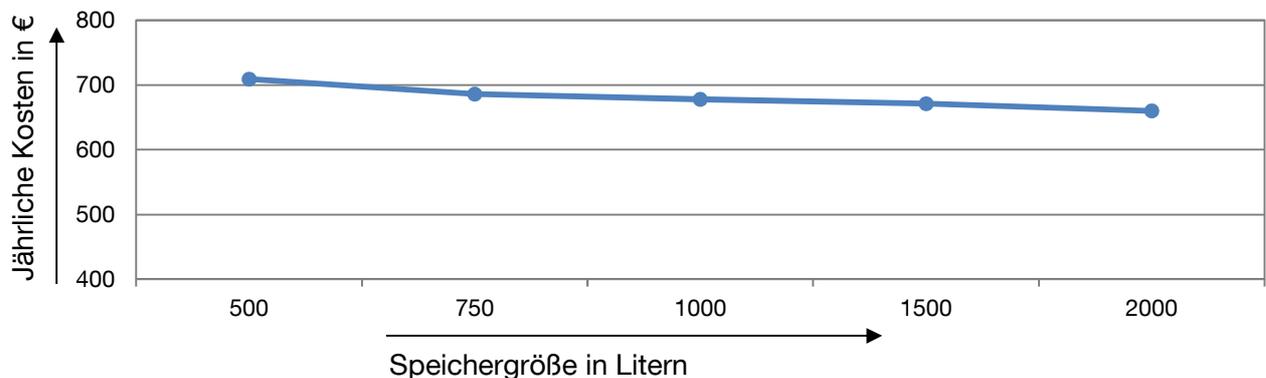


Abbildung 48: Jährliche Stromkosten für den Prosumer nach dem Spotmarktmodell im Jahr 2020

Letztlich werden noch die Stromkosten für den Prosumer nach dem Strommarktmodell aus Kapitel 3.1 und Gleichung (3.2) betrachtet (siehe Abbildung 48). Der Ertrag durch den Stromverkauf ist dabei bereits abgezogen. Die Stromkosten sinken erwartungsgemäß mit steigender Speichergröße. Jedoch sinken die Kosten jährlich zunächst nur um 20 € von 500 l auf 750 l Speichervolumen, bei weiterer Vergrößerung sogar noch weniger. Deshalb ist es fraglich, ob ein größerer Speicher überhaupt wirtschaftlich sein kann.

Jahr 2030

Wie bereits in Kapitel 3.1 dargelegt, kann angenommen werden, dass die Veränderungen im Energiemix durch die Energiewende das Preisniveau und die Verteilung des Preises für Strom ebenfalls stark verändern. Das Preisniveau wird dann allgemein gefallen sein und die Zeiten, in denen Strom sehr günstig sein wird, werden stark zunehmen. Außerdem kann angenommen werden, dass die Spitzenpreise höher sein und auch häufiger Vorkommen häufiger werden. Abbildung 49 zeigt, ähnlich wie

Abbildung 45, die Ergebnisse für die Verteilung des Strombezugs in den unterschiedlichen Preiskategorien für einen Prosumer mit 1000 l Warmwasserspeicher im Jahr 2030.

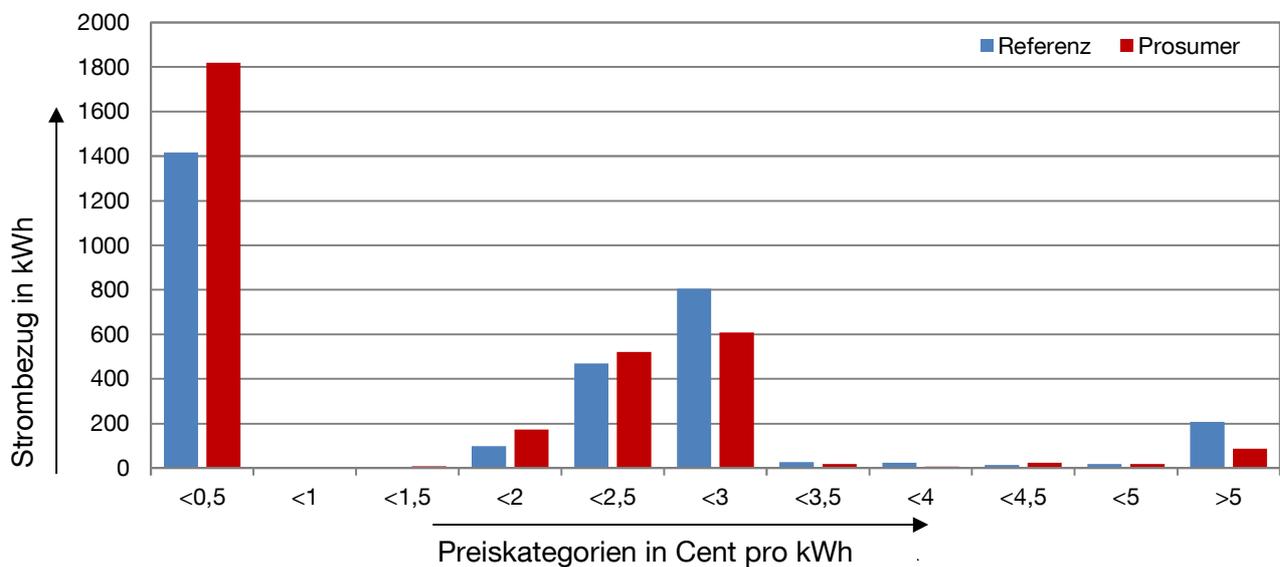


Abbildung 49: Verteilung des Strombezugs der Wärmepumpe im Referenzfall und als Prosumer auf Preiskategorien im Jahr 2030

Die Auswirkungen, welche die Veränderungen des Preissignals mit sich bringen, werden bei Betrachtung der Erzeugungszeitpunkte deutlich. Ein Großteil des Verbrauchs findet bereits zu sehr geringen Strompreisen statt und der Rest des Verbrauchs nur selten zu Spitzenpreisen. Dennoch konnte insgesamt etwa die gleiche Menge Strom wie 2020 verschoben werden. Ebenfalls wurde der Bezug von Strom in beiden Spitzenpreiskategorien halbiert, auch wenn in diesen Kategorien verhältnismäßig wenig Strom verbraucht wird. Im Bereich von 2,5 bis 3 ct/kWh kann der Bezug zudem in Segmente mit etwas geringeren Preisen verschoben werden. Insgesamt kann festgestellt werden, dass ca. 10 % des Wärmepumpenstroms bei einem 1000 l Speicher in günstigere Preiskategorien verschoben werden könnten.

Der verschobenen Strombezug für die anderen untersuchten Speichergrößen wird in Abbildung 50 gezeigt und ist vergleichbar zu dem in Abbildung 46. Erneut können selbst beim größten simulierten Speicher nur gerade 15 % des Stromverbrauchs der Wärmepumpe in günstigere Zeitpunkte verschoben werden.

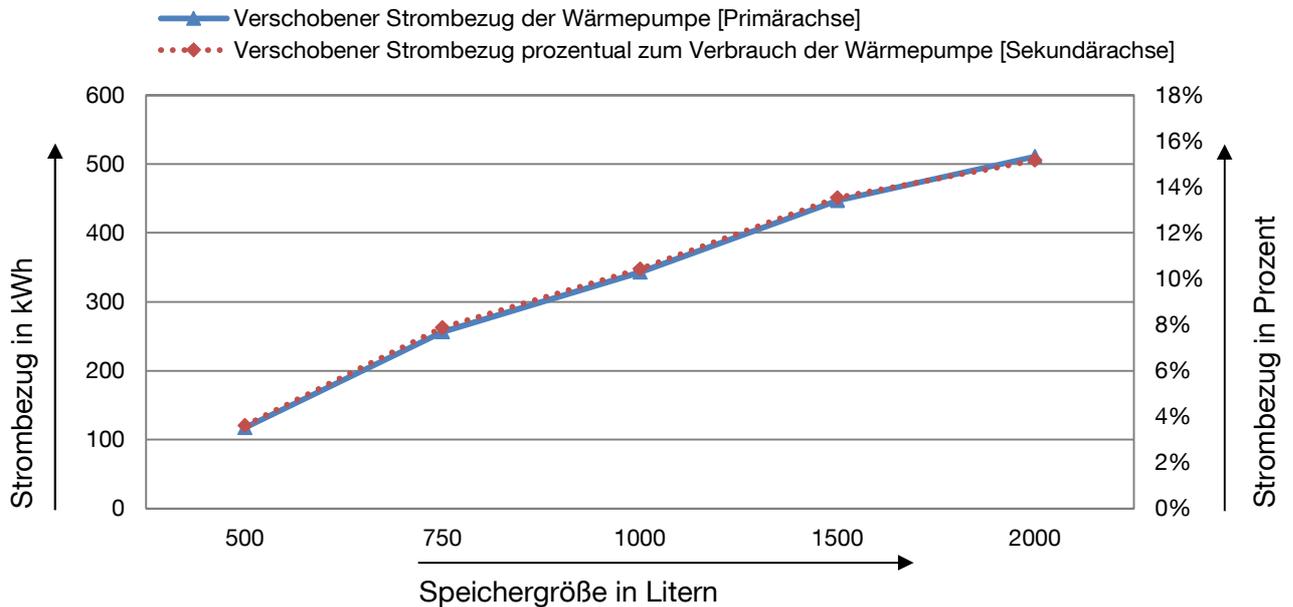


Abbildung 50: Lastverschiebung der Wärmepumpe in Abhängigkeit des Speichervolumens in 2030

Entsprechend der fast identischen Lastverschiebung unterscheiden sich die Auswirkungen des netzdienlichen Betriebs auf die Anlagenperformance auch kaum von denen im Jahr 2020 (siehe Abbildung 47). Wegen des flexiblen Betriebs sind lediglich die Verluste um maximal 65 kWh größer. Insgesamt summieren sich die Verluste auf ca. 560 kWh beim netzdienlichen Betrieb, wie in Abbildung 51 nachvollzogen werden kann.

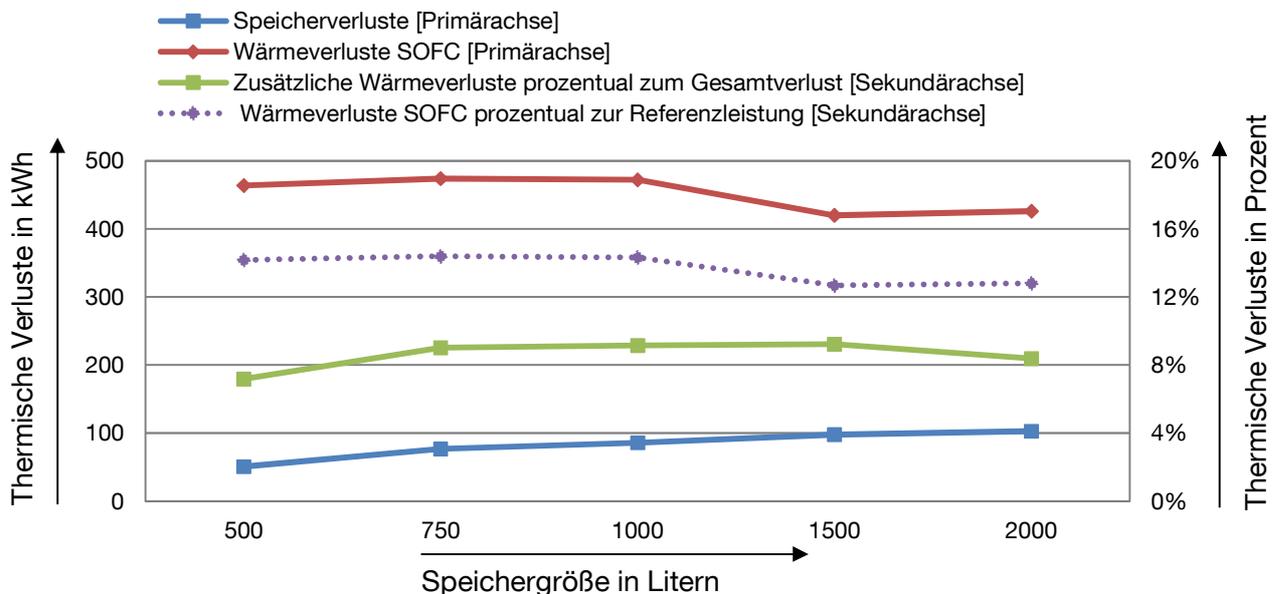


Abbildung 51: Verluste aufgrund der netzdienlichen Betriebsweise in Abhängigkeit der Speichergröße im Jahr 2030

Die simulierte Jahresarbeitszahl im Jahr 2030 ändert sich gegenüber den Ergebnissen aus dem Jahr 2020 ebenfalls nur geringfügig (siehe Tabelle 19). Bei den kleineren simulierten Speichern ist die Jahresarbeitszahl etwas schlechter und bei den größeren Speichern ist sie etwas besser als im Referenzfall. Auch in dieser Simulation kann die Integration des Effizienzkriteriums in die Regelung die Jahresarbeitszahl offensichtlich erfolgreich stabilisieren.

Die größte Veränderung in den Ergebnissen des Jahres 2030 ist bei der Effizienz der Brennstoffzelle festzustellen. Es werden aufgrund des meist geringen Strompreises nur noch 1214 kWh netzdienlich zusätzlich zur Verfügung gestellt, und nur dabei erreicht die Brennstoffzelle ihren maximalen Wirkungsgrad. Daher sinkt der elektrische Wirkungsgrad auf 43 %. Der Gesamtwirkungsgrad sinkt von 69 % im Jahr 2020 auf 66 % im Jahr 2030. Auch im Jahr 2030 ändert sich der Wirkungsgrad des Prosumers nicht mit der Speichergröße.

Die Stromkosten, von denen der Erlös für eingespeisten Strom schon abgezogen ist, sinken erwartungsgemäß wieder durch die Möglichkeit, die Erzeugung immer flexibler zu gestalten, mit der Speichergröße. Jedoch sind die Stromkosten im Jahr 2030 viel geringer als im Jahr 2020, da die Strompreise erheblich gesunken sind (siehe Tabelle 10). Betrachtet man, wie die Kosten mit einem wachsenden Speicher sinken, dann erkennt man, dass ab einer Speichergröße von 1500 l eine Vergrößerung des Speichers kaum noch Ersparnisse bringt. Auch die Stromkosteneinsparungen durch die Vergrößerung des Speichers auf 750 oder 1000 l von ca. 20 bis 30 € sind gegenüber den Mehrkosten für den größeren Speicher wirtschaftlich sehr fragwürdig.

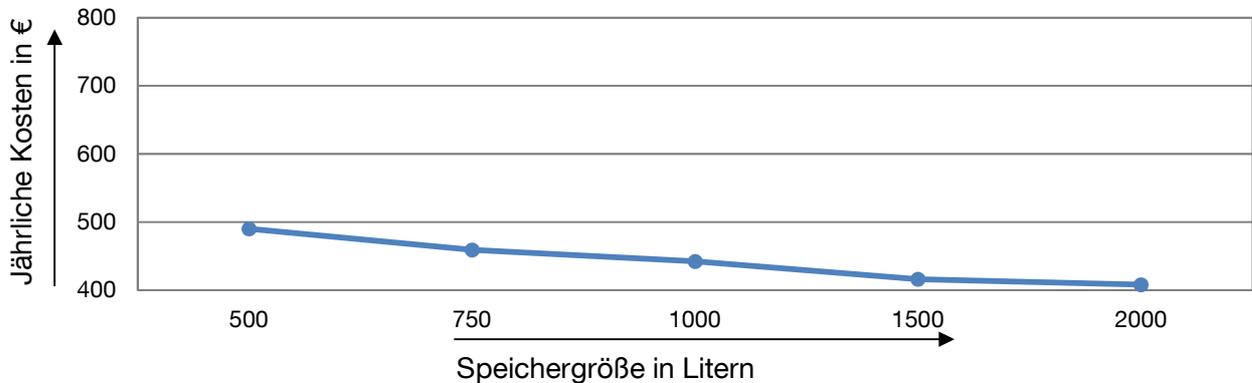


Abbildung 52: Jährliche Stromkosten für den Prosumer nach dem Spotmarktmodell im Jahr 2030

Wechselwirkungen zwischen Wärmepumpe und Brennstoffzellen-nKWK-Anlage

Aus den Simulationen sind die Wechselwirkungen zwischen Wärmepumpe und Brennstoffzelle im netzgeführten Betrieb deutlich geworden: Die Flexibilisierung des Prosumers erfolgt zu Lasten seiner Effizienz. Die erhöhte durchschnittliche Speichertemperatur senkt die Wärmeausbeute und erhöht die Speicherverluste, so dass die Wärmepumpe mehr Wärme bereitstellen muss.

5.2 Potentieller Beitrag zur Netzstabilität

Die mögliche netzdienliche Stromerzeugung oder -nutzung durch einen einzelnen Prosumer wurde im vorstehenden Abschnitt dargelegt. Zur groben Abschätzung eines möglichen Beitrages einer Vielzahl von Prosumern zur Netzstabilität im Jahr 2030 müssen Szenarien zur Entwicklung der Anlagenzahl in den nächsten Jahren beschrieben werden. Hierzu stehen verschiedene Ansätze zur Verfügung. Es sollen hier drei mögliche – jedoch sehr ambitionierte – Szenarien für die Entwicklung der Anlagenzahlen durchgespielt werden

- Weiterführung der aktuellen Entwicklung der Anlagenzahlen
- Entwicklung der Anlagenzahlen in Analogie zur Brennwerttherme
- Entwicklung der Anlagenzahlen anhand der Zahl der Einfamilienhäuser

Der einzelne Prosumer kann mit einem 1000 l Speicher ca. 300-400 kWh seines Stromverbrauchs verschieben und je nach Strompreis bis zu 2878 kWh zusätzlichen Strom zur Verfügung stellen.

Für die erste Annahme werden die positiven Signale der Antragszahlen für die KfW 433 Förderung zu Grunde gelegt. Im letzten Jahr wurden über die KfW ca. 1000 Brennstoffzellen-KWK-Anlagen gefördert [B45, p. 2], dies entspricht etwa einer Verdopplung des Brennstoffzellen-nKWK-Bestandes in Deutschland gegenüber 2016. Geht man weiterhin von dieser positiven Entwicklung aus und nimmt an, dass sich die Anlagenzahl zumindest anfangs eines jeden Jahres verdoppeln wird, dann werden in 2026 ca. 1 Million Anlagen in Betrieb sein. Danach kann sich die Verkaufszahl nicht mehr verdoppeln, da aktuell nur ca. 700.000 Heizungsanlagen insgesamt in Deutschland jährlich installiert werden. Von 2026 an soll daher davon ausgegangen werden, dass der jährliche Zuwachs bei ca. 500.000 Anlagen stagniert. Dies entspricht auch fast dem gesamten jährlichen Absatz von gasgefeuerten Heizungsanlagen in Deutschland, der sich aktuell auf ca. 600.000 Anlagen beläuft [B49, p. 1]. Gleichzeitig würde dies bedeuten, dass im Jahr 2020 lediglich ca. 16.000 Anlagen, in 2030 aber schon ca. 3 Millionen am Markt vorhanden wären.

Neben dem im ersten Szenario gewählten Ansatz zur Abschätzung der Anlagenzahl gibt es auch die Möglichkeit, die Anlagenzahl anhand der Entwicklung der Brennwerttherme im Heizungsmarkt zu approximieren. Der Anteil der Brennwertthermen bei jährlich verkauften, fossil befeuerten Heizungsanlagen hat sich nach einer schleppenden Startphase von Jahr zu Jahr um ca. 5 % gesteigert, bis er bei ca. 90 % stagnierte [B41, p. 171]. Im Fall des Prosumers wird angenommen, dass die schleppende Startphase noch bis in das Jahr 2020 anhält. Ab diesem Zeitpunkt nimmt der Anteil an den verkauften Anlagen jedes Jahr um 5 % zu. Im Jahr 2030 würden somit ca. 2 Millionen Prosumer verkauft und installiert sein.

Die dritte Annahme nähert sich einer möglichen zukünftigen Anlagenzahl über die Anzahl der Einfamilienhäuser. Zunächst werden dabei die Anzahl der Neubauten und danach die Anzahl der Sanierungsfälle betrachtet. Derzeit werden ca. 100.000 Einfamilienhäuser im Jahr neu gebaut [B82, pp. 10–12]. Von diesen verfügt ca. die Hälfte über einen Gasanschluss [B14, p. 29] und könnten damit potentieller Nutzer dieser Anlage werden. Nimmt man weiterhin an, dass die Hälfte der potentiellen Nutzer zu einem Prosumer werden – ca. 25.000 Anlagen – und dass ab 2020 bis 2030 solche Zahlen

installiert werden, entspräche dies ca. 275.000 Anlagen. Hinzu kämen die Anlagen, die bei Sanierung des Einfamilienhaus-Bestandes installiert werden könnten. Derzeit geht man allgemein von einer Sanierungsquote von ca. 1 % der 15 Millionen bestehenden Einfamilienhäuser [B82, pp. 10–12] aus. Verrechnet man dann die Anzahl der sanierten Häuser mit den Multiplikatoren für Gasanschluss und Einbauwahrscheinlichkeit, wie bei den Neubauten, dann kommen pro Jahr noch einmal ca. 37.500 Anlagen hinzu. Dies bedeutet, dass in 2030 insgesamt ca. 700.000 Anlagen existieren werden.

Nachdem die Anlagenzahlen für 2030 geschätzt wurden, müssen diese noch mit den Leistungen und der verschobenen Energie eines Prosumers verrechnet werden. Die durchschnittliche Leistungsaufnahme einer Wärmepumpe lag bei ca. 4 kW und die verschobene Strommenge wurde bei einem 1000 l Speicher mit 350 kWh angenommen. Die Brennstoffzelle kann pro Anlage 1 kW Leistung und ca. 1214 kWh Energie netzdienlich zur Verfügung stellen. Die Ergebnisse für diese Szenarien sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

Tabelle 11: Übersicht der Anlagenzahl, Leistung und Energie der Prosumer

	Anlagen 2030	negative/positive Leistung 2030	negative/positive Energie 2030
1.Szenario	3 Millionen	ca. 12 GW/ ca. 3 GW	ca. 1 TWh/ ca. 4 TWh
2.Szenario	2 Millionen	ca. 8 GW/ ca. 2 GW	ca. 0,7 TWh/ ca. 2,7 TWh
3.Szenario	0,7 Millionen	ca. 2,8 GW/ ca. 0,7 GW	ca. 0,25 TWh/ ca. 1 TWh

Mit den drei verschiedenen – jedoch allesamt eher optimistischen – Ansätzen wurden drei Szenarien aufgespannt, die versuchen, mögliche aggregierte Leistung, flexible Erzeugung und Verbrauch aller Prosumer dieses Typs abzuschätzen. Die Ergebnisse der Szenarien sollen nun eingeordnet werden, um das Potential der Anlagen auf dem Strommarkt 2.0 zu ermitteln. Das Vorgehen gestaltet sich schwierig, da es in Deutschland nur wenige Anlagen gibt, die ähnlich zum Prosumer mit positiver sowie negativer Leistung am Strommarkt agieren können. Deshalb werden die Ergebnisse nachfolgend aus verschiedenen energiewirtschaftlichen Blickwinkeln bewertet:

Zu den wenigen Anlagen, die positive sowie negative Leistung liefern und diese auf dem Strommarkt verkaufen können, gehören Pumpspeicherkraftwerke. Mit ihrer positiven sowie negativen Leistung von ca. 6 GW können sie in Deutschland derzeit ca. 6 TWh jährlich speichern und wieder einspeisen [B15, p. 2], [B15, pp. 1–2]. An diese Leistungen und Energien können die aggregierten Prosumer selbst in Szenario 1, mit den meisten installierten Anlagen, nicht heranreichen. Lediglich bei der Bereitstellung negativer Leistung übertreffen die aggregierten Prosumer die Pumpspeicherkraftwerke gleich doppelt.

Um eine Vorstellung für die Dimension der flexiblen Energien der aggregierten Prosumer zu bekommen, werden sie mit der am Spotmarkt gehandelten Energiemenge verglichen. Jährlich werden ca. 535 TWh (2017) gehandelt, mit steigender Tendenz. Die 1 TWh und die 4 TWh, die zusätzlich erzeugt oder flexibel verbraucht werden können, machen noch nicht einmal 1 % davon aus. Betrachtet man dagegen die gehandelte Menge am Regemarkt, kann der Prosumer dort mehr

erreichen. Es können selbst im 3. Szenario mit den geringen Stückzahlen ca. 10 % der Sekundärregelleistung und ca. 80 % der negativen Minutenreserveleistung im Jahr 2015 mit dem Prosumer abgedeckt werden.

Eine weitere Betrachtungsmöglichkeit ist die Abschätzung der benötigten flexiblen Leistung in 2030 wegen der Ausbaupläne für Wind und Sonnenenergie der Bundesregierung. Im Jahr 2030 sollen ca. 75 GW Leistung aus Wind zur Verfügung stehen und diese ca. 170 TWh Strom produzieren. Für PV-Anlagen sieht der Ausbauplan ca. 57 GW installierter Leistung und ca. 53 TWh produzierten Stroms vor [B12, p. 4], [B12, p. 150]. Die Gesamtleistung der installierten Sonnen- und Windanlagen von ca. 132 GW im Jahr 2030 wird wegen des regional unterschiedlichen Wetters nie gleichzeitig generiert. Zusätzlich werden in Deutschland ca. 60-80 GW direkt verbraucht. Dies bedeutet zunächst, dass die flexible Leistung, die aus regenerativen Quellen aufgenommen wird, höchstens ca. 70 GW beträgt. Wahrscheinlich dürfte sie überwiegend viel geringer sein. Obwohl der aggregierte Prosumer mit 12 GW negativer Leistung auch nicht immer sein volles Potential abrufen kann, kann vermutlich ein nennenswerter zweistelliger Prozentsatz vom regenerativen Strom zu Spitzenlastzeiten aufgenommen werden. Die positive Leistung des Prosumers von 3 GW ist im Verhältnis zu den von Verbrauchern benötigten 60-80 GW sehr gering und kann in Fällen von Windstille und fehlender solarer Strahlung kaum die fehlenden fluktuierenden Energien nennenswert ausgleichen.

Abschließend erscheint der Prosumer nur im Falle massiv steigender Anlagenzahlen (Szenario 1) für eine erhebliche Nutzung von Strom aus Überproduktion von Wind- und Sonnenenergie und damit zur Sicherung der Netzstabilität rechnerisch geeignet. Für den Ausgleich fehlender Einspeisung durch regenerative Energien mangelt es der Brennstoffzelle an hier erforderlicher Leistung. Der Einfluss auf den Regelleistungsmarkt erscheint auf den ersten Blick zwar groß, die ausgeschriebenen Kapazitäten sind jedoch begrenzt und sollen in Zukunft noch weiter limitiert werden. So kann keine große Stückzahl der Anlagen auf diesem Markt agieren. Die Ergebnisse für die Potentiale zum Beitrag zur Netzstabilität könnten anders ausfallen, wenn man nicht – wie hier – den nationalen Strommarkt betrachtet, sondern regionale Smart Grids. In solchen kleineren Netzen könnte der Prosumer eine signifikante Rolle beim Ausgleich von fluktuierenden regenerativen Einspeisern übernehmen.

5.3 Finanzielle Betrachtung

Die Ergebnisse der Simulation und des möglichen Beitrags zur Netzstabilität zeigen, dass durchaus, wenn auch geringe, energetische Potenziale für den Prosumer vorhanden sind. Es stellt sich nun die Frage, ob dieses Konzept für den Nutzer jemals wirtschaftlich werden kann. Zur Beantwortung wurde eine finanzielle Betrachtung nach der VDI-Richtlinie 2067 (Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen) durchgeführt. Die VDI-Richtlinie verwendet bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit die Annuitätenmethode. Diese Methode stammt aus der klassischen, dynamischen Investitionsrechnung und verteilt die Kosten sowie Einnahmen der Anlage gleichmäßig über die Nutzungsdauer. Deshalb können die Kosten der Anlage in jeder Periode miteinander verglichen werden. In dieser Arbeit werden die Kosten der Anlage auf jährlicher Basis miteinander verglichen.

Es werden für die Jahre 2016 und 2020 drei verschiedene Markt- und Fördervarianten berechnet. Zunächst wird für das Jahr 2016 die bis dahin übliche Förderung der Investitionskosten durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und der darauf aufbauenden pauschalen Förderung der Einspeisung nach dem KWK-Gesetz geprüft. Zusätzlich wird die Wirtschaftlichkeit unter Inanspruchnahme der seit Ende 2016 möglichen Investitionsförderung durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) nach dem Zuschuss 433 „Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle“ in Kombination mit dem KWK-Gesetz betrachtet. Der Prosumer muss sich in diesen bestehenden Vergütungsmodellen zu den Marktkonditionen eines Haushaltskunden Strom und Gas beschaffen. Dies ist bei dem in Kapitel 3.1 beschriebenen Spotmarktmodell anders, es wird deshalb ergänzend zu den beiden Modellen mit Förderung untersucht.

Für das Jahr 2030 werden nur noch zwei unterschiedliche Varianten betrachtet, da aufgrund der Reformen des Strommarktes jegliche Verzerrung des Marktpreissignals durch Subventionen ausgeschlossen wird. Es wird daher eine Variante ohne Förderung und das Spotmarktmodell betrachtet.

Die Ergebnisse zwischen beiden Varianten sind aufgrund der teilweise unterschiedlichen und spekulativen Annahmen nur schwer zu vergleichen. Das Ergebnis der finanziellen Betrachtung soll deshalb weniger eine exakte Berechnung sein, auch wenn die Richtlinie diesen Eindruck vermittelt, sondern eher eine Abschätzung, um einerseits erkennen zu können, wohin sich die verschiedenen Modelle entwickeln und andererseits Sensitivitätsanalysen zu ermöglichen. Die getroffenen Annahmen für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit nach der VDI-Richtlinie 2067 für die drei Varianten BAFA, KfW und Spotmarktmodell werden im Anhang 7.6 erläutert.

Ergebnisse für 2016

Als erstes wird die Wirtschaftlichkeit für 2016 berechnet. In diesem Jahr gab es zwei verschiedene Fördermöglichkeiten. Es gab die Möglichkeit der Förderung durch die BAFA bei der Investition, der Vergütung nach dem KWK-Gesetz und der Befreiung von der Energiesteuer, der Stromsteuer für den selbstverbrauchten Strom sowie der Erstattung der vermiedenen Netzentgelte. Seit Ende 2016 gibt es zudem die Möglichkeit von der KfW bei der Investition viel stärker als bei der BAFA gefördert zu werden, allerdings nicht in Kombination mit einer Befreiung des Eigenverbrauchs von der Stromsteuer. Dies schlägt sich auch in der Annuität der Kosten nieder (siehe Abbildung 53): Die jährlichen kapitalgebundenen Kosten sind erwartungsgemäß bei der KfW-Förderung ca. 800 € niedriger als bei der BAFA-Förderung und die bedarfsgebundenen Kosten für Strom entsprechend ca. 100 € höher.

Die übrigen Kosten und Einnahmen sind bei beiden Varianten gleich, so dass sich die KfW-Variante als die günstigere herausstellt (siehe Tabelle 12). Zusätzlich wird betrachtet, wie es wäre, wenn die Anlage, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, am Spotmarkt ihren Strom frei kaufen und verkaufen könnte. Der Kaufpreis ist über einen Faktor (siehe Gleichungen (3.2) und (3.3)) mit den üblichen Abgaben belastet, und es gibt keine Befreiung von Steuern oder eine andere Subvention für die Einspeisung.

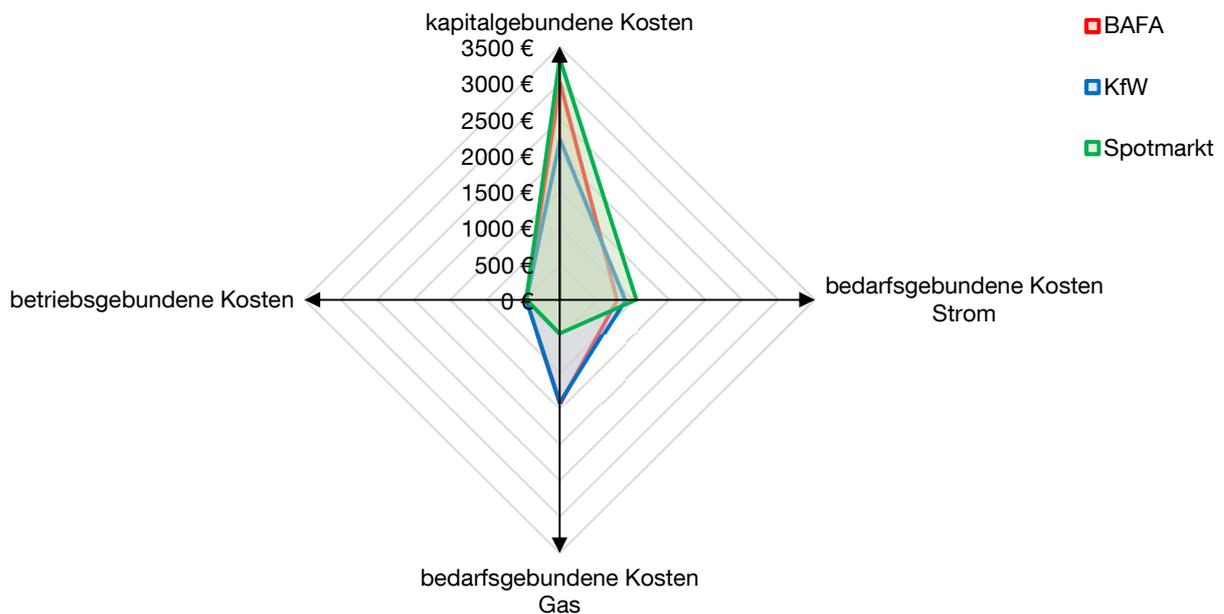


Abbildung 53: Darstellung der einzelnen Kostenannuitäten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2016

Die fehlenden Subventionen spiegeln sich auch im Kostenvergleich der Abbildung 53 wider. Die jährlichen Annuitäten für die Anlageninvestitionen sind die höchsten. Zusätzlich steigen die jährlichen Stromkosten des Prosumers, was durch zwei Faktoren bedingt ist. Zunächst wird die Brennstoffzellenleistung dem Strompreis angepasst, wodurch die Anlage nicht mehr durchgängig mit der maximalen Nennlast betrieben wird und mehr Strom zugekauft werden muss.

Tabelle 12: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2016

Annuitäten	BAFA	KfW	Spotmarkt
Kosten	-5654 €	-4987 €	-5315 €
Einnahmen	745 €	745 €	122 €
Gesamtkosten	-4908 €	-4242 €	-5194 €

Darüber hinaus braucht die Anlage durch die Flexibilisierung des Verbrauchs mehr Strom, wie schon in Kapitel 5.1 dargelegt. Die durch den netzgeführten Betrieb erhöhten Stromkosten werden jedoch durch die erheblich gesunkenen Gaskosten überkompensiert. Die Gaskosten sinken, da zum einen Gas zum Gewerbetarif bezogen werden kann und zum anderen erheblich weniger verbraucht wird. Die fehlende Einspeisevergütung am Spotmarkt sowie die geringere Menge an generiertem Strom führen zu geringeren Erlösen, was gepaart mit den hohen Kosten das Betreibermodell „Spotmarktmodell“ zur teuersten Wahl macht (siehe Tabelle 12).

Vergleicht man noch die betrachteten Varianten mit einem Referenzsystem, welches seinen Strom komplett zukauf und mit einer Wärmepumpe beheizt wird, kostet dies nach der Annuitätenmethode

der VDI-Richtlinie nur jährlich 3644 €. Deshalb ist bei aktueller Förderung der Prosumer für Einfamilienhäuser nicht wirtschaftlich betreibbar. Lediglich in Ausnahmefällen, in denen die Gebäude einen sehr hohen Eigenstromverbrauch aufweisen, könnte ein solches Brennstoffzellen-nKWK-System wirtschaftlich betrieben werden. Wäre zum Beispiel der Selbstverbrauch ca. 3000 kWh höher, würde sich bereits die BlueGEN mit der KfW-Förderung lohnen. Dies entspricht ungefähr dem Verbrauch eines Zweifamilienhauses. Außerdem könnte eine ähnliche Förderung der Investitionskosten, wie bei der KfW-Variante, das Strommarktmodell wirtschaftlich werden lassen und es ließen sich schon heute die DSM-Potentiale des Prosumers realisieren.

Letztlich kann man schon ganz allgemein bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit des Prosumers für 2016 erkennen, dass vor allem bei der unflexiblen Energieerzeugung hohe Gaskosten entstehen, die auch nicht durch die Förderung des zum Phelix-Preis verkauften Stroms aufgefangen werden können. Dies trotz des höchsten elektrischen Wirkungsgrades bei der BlueGEN! Die Anlage kann nur über einen hohen Eigenverbrauch des Stroms wirtschaftlich werden – oder das Verhältnis von Strom- zu Gaspreis müsste sich massiv verändern. Die flexible Vermarktung am Strommarkt kann die fehlenden Subventionen nicht kompensieren.

Ergebnisse für 2020

Im Jahr 2020 verändert sich gegenüber dem Jahr 2016 in den Annahmen wenig. Veränderungen zeigt vor allem das Strompreisprofil sowie der Preis der Brennstoffzelle aufgrund der Skaleneffekte. Der Strom wird insgesamt günstiger und weist eine größere Varianz auf. Dies spiegelt sich auch in den Kostenannuitäten wider, die in Abbildung 54 für das Jahr 2020 dargestellt sind.

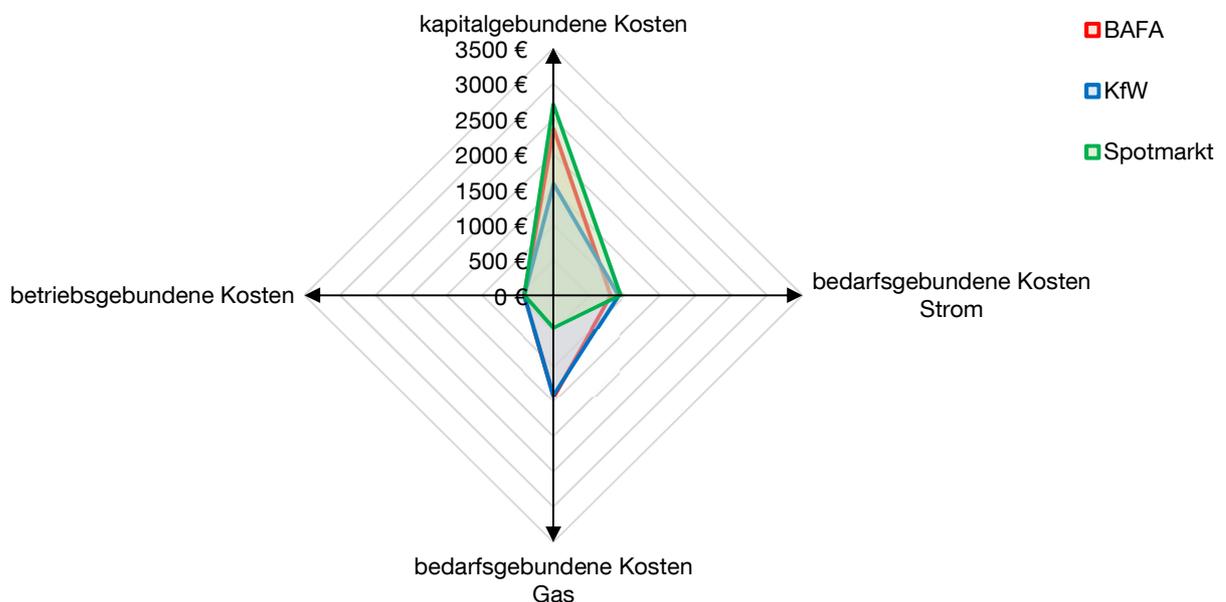


Abbildung 54: Darstellung der einzelnen Kostenannuitäten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2020

Die gesunkenen Brennstoffzellenkosten führen zu erheblich geringeren kapitalgebundenen Kosten. Die Stromkosten steigen für die herkömmlich geförderten Anlagen geringfügig durch den etwas

gestiegenen Haushaltskunden-Strompreis, der niedrige Spotmarktpreis reduziert die Stromkosten für das Spotmarktmodell. Die Stromkosten für das Strommarktmodell gleichen sich so den Kosten für den Haushaltsendkunden langsam an.

Die mit dem Stromverkauf generierten Einnahmen gehen wegen des geringeren Strompreises zurück, lediglich das Spotmarktmodell kann seine Einnahmen halten, da bei hohen Strompreisen gezielt eingespeist wird (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2020

Annuitäten	BAFA	KfW	Spotmarkt
Kosten	-4986 €	-4320 €	-4517 €
Einnahmen	701 € €	701 €	124 €
Gesamtkosten	-4285 €	-3618 €	-4393 €

Vergleicht man die Gesamtkosten mit denen eines Referenzsystems (3938 €), dann ist der Prosumer mit KfW-Förderung mittlerweile günstiger. Die subventionsfreie Variante der Betriebsführung am Spotmarkt ist noch immer nicht konkurrenzfähig gegenüber den anderen Varianten. Die fehlende Subventionierung der Anlagekosten und der Einspeisung des Stroms kann durch das freie Handeln am Markt nicht kompensiert werden. Eine Investitionsförderung wie bei der KfW würde jedoch das Spotmarktmodell sofort zum wirtschaftlichsten erheben.

Abschließend kann man festhalten, dass der Prosumer in naher Zukunft mit den aktuellen Subventionen wirtschaftlich werden könnte. Dies wäre insbesondere mit massiver KfW-Förderung der Anlage sowie herkömmlichem Markt- oder auch Spotmarktzugang möglich.

Ergebnisse für 2030

Für die weitere Zukunft, 2030, kann man davon ausgehen, dass die Reformen für den Strommarkt 2.0 umgesetzt wurden und jegliche den Strompreis verzerrende Förderung eingestellt wurde. Deshalb wurden die KfW- und auch die BAFA-Fördervarianten nicht mehr betrachtet. Lediglich die Möglichkeit, zum durchschnittlichen Phelix-Quartalspreis einzuspeisen, ist geblieben. Diese Variante wird als Vergleichsfall betrachtet, bei dem die Anlage ungesteuert einspeist und den zusätzlich benötigten Strom von einem Versorger bezieht.

Betrachtet man die einzelnen Kostenannuitäten (siehe Abbildung 55), kann man erkennen, weshalb die flexible Erzeugung und der flexible Verbrauch in Zukunft wirtschaftlich von Vorteil sind. Gasseitig beruht der Vorteil vor allem auf dem geringeren Verbrauch durch die flexible Erzeugung und den günstigeren Tarifen für das Gewerbe. Auf der Stromseite entsteht der Vorteil durch den günstigen Stromeinkauf zu Zeiten des Stromüberschusses an der Strombörse. Insgesamt entstehen bei den Kostenannuitäten signifikant geringere Gesamtkosten für das Spotmarktmodell.

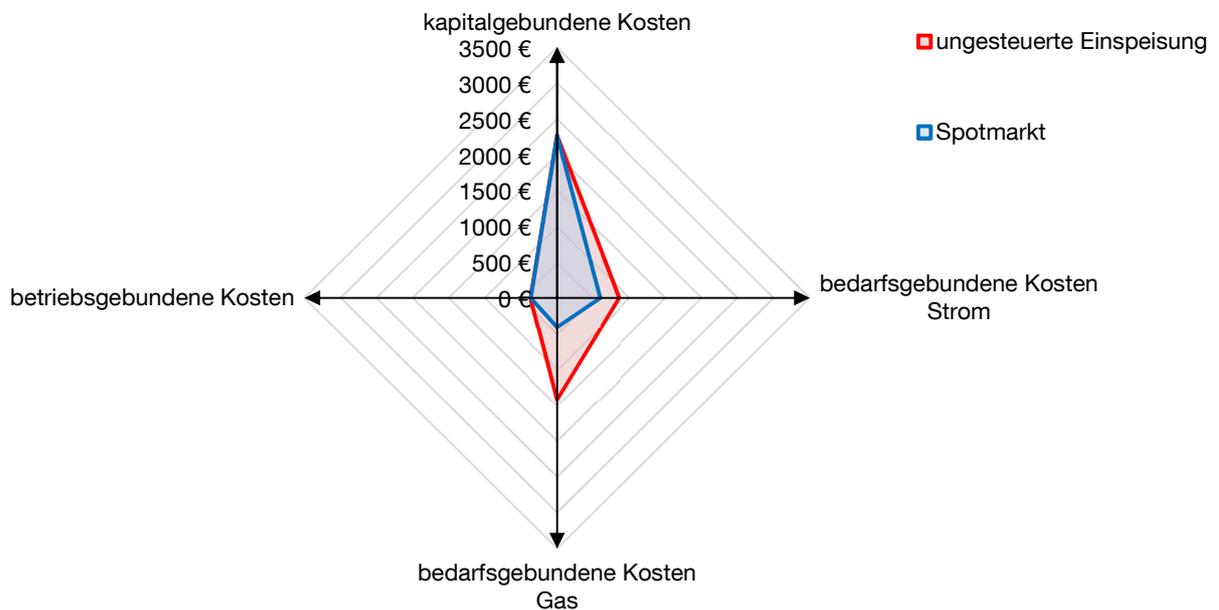


Abbildung 55: Darstellung der einzelnen Kostenannuitäten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2030

Die Einnahmen durch den Stromverkauf können aufgrund ihrer geringen Höhe diese Diskrepanz nicht mehr ändern. Vergleicht man die Gesamtkosten mit denen eines Referenzsystems mit 3763 €, dann zeigt sich, dass ein ungesteuerter Prosumer trotz der gegenüber 2016 sehr stark gesunkenen Investitionskosten nicht wirtschaftlich arbeitet.

Tabelle 14: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2030

Annuitäten	ungesteuerte Einspeisung	Spotmarkt
Kosten	-4918 €	-3641 €
Einnahmen	164 €	75 €
Gesamtkosten	-4753 €	-3567 €

Dies bedeutet, dass die Brennstoffzellen-nKWK-Anlage wohl auch unter optimalen Voraussetzungen langfristig nicht wirtschaftlich betrieben werden kann, da die zusätzlichen Kosten der Brennstoffzelle durch Eigenverbrauch und ungesteuertes Einspeisen von Strom nicht kompensiert werden können. Betrachtet man jedoch das Spotmarktmodell, könnte dies den wirtschaftlichen Betrieb des Prosumers sicherstellen.

Den entscheidenden Faktor für die Wirtschaftlichkeit der flexiblen Stromeinspeisung mit der Brennstoffzelle gegenüber der unflexiblen stellt das Verhältnis von Strom- zu Gaspreis dar. Wird

jederzeit eingespeist, so generiert die Anlage meist Verluste, da die Gaskosten höher liegen als der erzielte Strompreis. Würde die Anlage nur mit ihrer Minimalleistung betrieben und so möglichst wenig einspeisen, verliert sie maximal die 75 €, die sie lediglich am Spotmarkt erwirtschaften kann. Die Anlage wäre also kaum weniger wirtschaftlich, wenn die Anlage nur zur Grundlastdeckung lief. Damit ist die Brennstoffzelle auch in Zukunft vor allem zur Eigenstromdeckung optimal. Die strompreisgetriebene Erzeugung rechnet sich zwar, kann zur Wirtschaftlichkeit der Anlage jedoch kaum beitragen. Sollte sich der Strompreis noch stärker fluktuierend entwickeln und zusätzlich der Gaspreis weiter sinken, könnte die flexible Erzeugung für die Wirtschaftlichkeit der Anlage eine höhere Bedeutung erlangen.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Nachdem alle Forschungsfragen beantwortet sind, sollen nun noch einmal die wichtigsten Aussagen zu den Fragen zusammengefasst werden. Die ersten beiden Fragen dieser Arbeit nach der Leistungsfähigkeit und der Degradation der Brennstoffzellen-nKWK-Anlage konnten mithilfe des in Kapitel 2.4 beschriebenen Prüfstandes beantwortet werden: Zunächst wurden die Herstellerangaben von SOLIDpower für die BlueGEN hinsichtlich der elektrischen Leistung bestätigt. Sie beträgt am Anfang ihrer Betriebszeit $1,5 \text{ kWh}_{\text{el}}$ und wird wohl auch noch nach 10 Jahren Betrieb erreicht. Die Annahme der konstanten elektrischen Nennleistung der Brennstoffzelle beruht auf der aus Prüfstandergebnissen approximierten geringen Degradation sowie der nötigen Leistungsreserve des Stacks, um diese geringen Verluste auszugleichen. Der elektrische Wirkungsgrad liegt anfangs sogar oberhalb der versprochenen 60 % und wird wohl auch nach der versprochenen Standzeit von 10 Jahren noch mehr als 50 % betragen. Zusätzlich wurde die zuvor unbekannte thermische Leistung der Brennstoffzelle in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur bestimmt. Es hat sich dabei ergeben, dass diese mehr von der Rücklauftemperatur als von der elektrischen Leistung abhängt (siehe Kapitel 2.4.2). Die thermische Leistung variiert zwischen ca. 200 W und 840 W. In den Simulationen (Kapitel 5.1) mit wechselnden elektrischen Leistungen und Rücklauftemperaturen betrug die durchschnittliche Jahresleistung ca. $325 \text{ W}_{\text{th}}$. Damit lag der thermische Wirkungsgrad der Brennstoffzellen-nKWK-Anlage in diesen Simulationen bei ca. 20-23 %. Der Gesamtwirkungsgrad lag in den Simulationen zwischen ca. 66 % und 69 % und erfüllt damit nicht mehr die BAFA-Voraussetzungen für eine KWK-Förderung, da er unterhalb von 85 % liegt [B67, p. 4].

Die nächste, zentrale Forschungsfrage nach einer Regelung des Prosumers für einen netzdienlichen Betrieb konnte erfolgreich beantwortet werden: Eine Nebenbedingung für die Regelung war ihre Skalierbarkeit in der Anwendung, so dass sie nicht nur für den spezifisch simulierten Fall, sondern theoretisch auch in anderen Gebäuden gleichen Typs funktioniert, folglich eine große Anzahl dieser Anlagen installiert werden kann. Dies wird durch die Nutzung einer adaptiven Wärmebedarfsprognose und einer universellen Lösung des Optimierungsproblems für die Erstellung des Fahrplans der Wärmepumpe ermöglicht. Die adaptive Wärmebedarfsprognose wurde durch ein prädiktives Modell, das auf Neuronalen Netzen basiert, ermöglicht. Die Güte der Vorhersage ist hinreichend genau (siehe Abbildung 38) und erlaubt eine erfolgreiche Regelung. Die Lösung des Optimierungsproblems in Analogie zum Knapsack-Problem liefert insgesamt brauchbare Ergebnisse und stellt eine gute Alternative zu aufwendigen MPC-Ansätzen dar.

Mit dieser Regelung konnte anschließend die nächste Forschungsfrage nach dem möglichen netzdienlichen Beitrag des Prosumers beantwortet werden: Ein einzelner Prosumer kann unter den in Kapitel 4 genannten Rahmenbedingungen nur ca. 10 % der von der Wärmepumpe benötigten Energie von Zeiten knappen Stroms hin zu Zeiten, in denen er im Überfluss zur Verfügung steht, verschieben. Mehr ist wegen des begrenzten Wärmespeichers und der Fluktuation des Strompreises nicht möglich. Die zusätzliche Erzeugung von Strom in Spitzenlastzeiten wird durch das Kostenverhältnis von Strom zu Gas definiert. Im Jahr 2020 könnte die Anlage jährlich bis zu 2878 kWh netzdienlich liefern. Bei einem sehr wahrscheinlich sinkenden durchschnittlichen Strompreis und einem stabilen Gaspreis wird die Brennstoffzelle immer weniger Zeitpunkte finden, zu denen sich

eine Einspeisung lohnt. Die zusätzlich eingespeiste Strommenge wird sich mit den getroffenen Annahmen im Jahr 2030 auf 1214 kWh reduzieren. Mit diesem positiven wie negativen DSM-Potential des Prosumers wurde schließlich der mögliche Beitrag im Strommarkt 2.0 zur Sicherung der Netzstabilität abgeschätzt (siehe Kapitel 5.2). Selbst bei einem massiven Ausbau der Anlagenzahlen auf ca. 3 Millionen in 2030 kann der Prosumer nur eine kleine Rolle im Strommarkt 2.0 spielen. Lediglich die Wärmepumpe des Prosumers kann zur Nutzung von Überschussstrom aus regenerativen Quellen nennenswert beitragen. Lediglich in regionalen Smart Grids mit einem hohen Anteil von Prosumern an der Gesamterzeugung und -verbrauch könnten diese einen signifikanten Beitrag zur Netzstabilität leisten.

Letztlich stellte sich neben den energetischen Potentialen noch die wirtschaftliche Frage: Derzeit sind diese Anlagen für ein durchschnittliches Einfamilienhaus gegenüber einer Referenzanlage nicht wirtschaftlich. Nur in Fällen, in denen ein Großteil des erzeugten Stroms genutzt wird, ist aktuell ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Mit der Annahme eines stark steigenden Absatzes dieser Anlagen und damit einer Kostendegression ähnlich zu Japan, könnten in den nächsten 5 Jahren die Anlagen mit der aktuellen KfW-Förderung wirtschaftlich werden. In der Annahme, dass es in 2030 keine Förderung mehr geben wird, wird die Anlage mit der jetzt üblichen Vergütung nach dem durchschnittlichen Phelix-Preis des letzten Quartals nicht gegenüber einem Referenzsystem wirtschaftlich betrieben werden können. Nur mit dem entwickelten Spotmarktmodell könnte der Betrieb einer solchen Anlage wirtschaftlich Sinn machen. Dies würde jedoch nicht auf der Möglichkeit, Strom am Spotmarkt verkaufen zu können, beruhen, sondern allein auf der Kombination von Eigenbedarfsdeckung durch die Brennstoffzelle mit flexiblem Stromeinkauf. Deshalb sollte – unter den angenommenen Rahmenbedingungen, insbesondere des Gaspreises – die Anlage in Zukunft nicht mehr zum Ausgleich fehlender regenerativer Energien genutzt werden, sondern ausschließlich zur Eigenbedarfsdeckung. Abschließend lässt sich also für die Wirtschaftlichkeit festhalten, dass der Prosumer in dieser Konstellation nur aggregiert als virtuelles Kraftwerk mit dem Strommarktmodell eine Zukunft hat. Eine subventionsfreie Anlage, die nur die Möglichkeit hat, ungesteuert zum durchschnittlichen Phelix-Preis des letzten Quartals einzuspeisen, wird auch bei einer optimistischen Entwicklung der Anlagenzahlen nicht wirtschaftlich werden.

Für zukünftige weiterführende Arbeiten gibt es verschiedene vielversprechende Ansätze auf verschiedenen Ebenen dieser Arbeit. Am lohnendsten dürfte jedoch der Einsatz des Prosumers in einem lokalen Smart Grid sein. Die Strompreise werden dort in Höhe und Fluktuation unterschiedlich zu den aktuell national bestimmten Preisen sein. In einem solchen Smart Grid könnte der Einsatz eines derartigen Prosumers wieder wirtschaftlich sein und könnte energetisch hier auch eine wichtigere Rolle zur Integration lokaler erneuerbarer Energien spielen, als es in einer nationalen Dimension möglich ist.

7 Anhang

7.1 Messergebnisse der thermischen Leistung der BlueGEN

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die thermische Leistung in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur für die Zwischenstufen der elektrischen Leistung von 500 W auf 1500 W gezeigt. In Abbildung 56 wird die thermische Leistung für 700 W elektrischer Leistung gezeigt. Für 900 W elektrischer Leistung wird die thermische Leistung in Abbildung 57 dargestellt. Für die letzten beiden Zwischenschritte von 1100 W und 1300 W werden die thermischen Leistungen in Abbildung 58 und Abbildung 59 gezeigt.

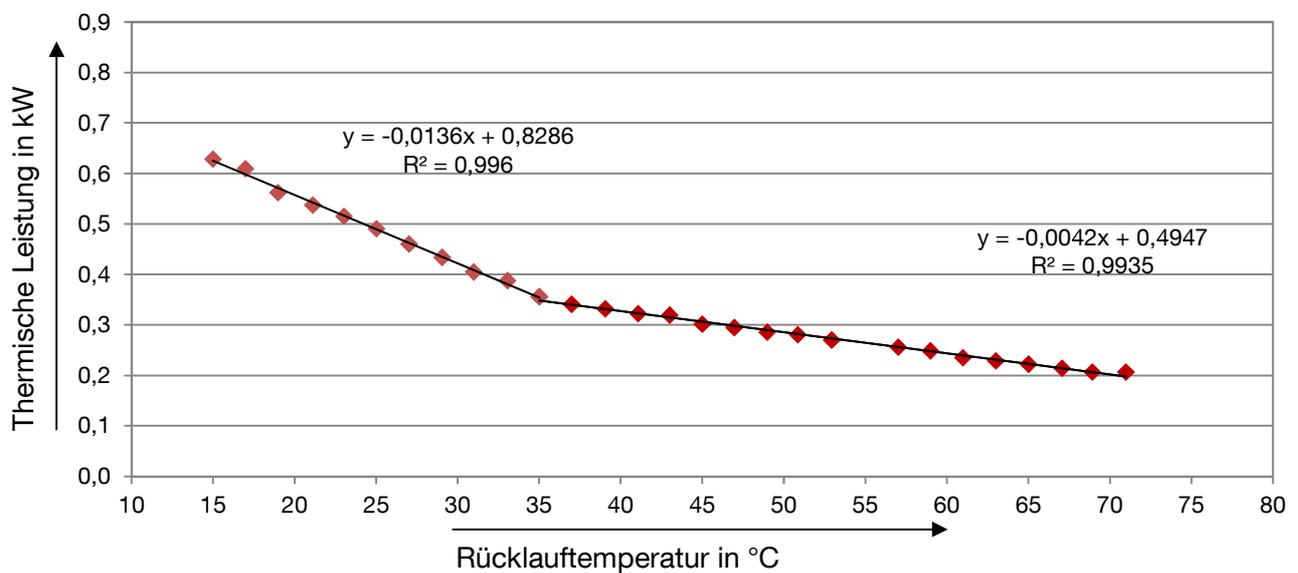


Abbildung 56: Thermische Leistung der BlueGEN bei 700 W_{el} in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur

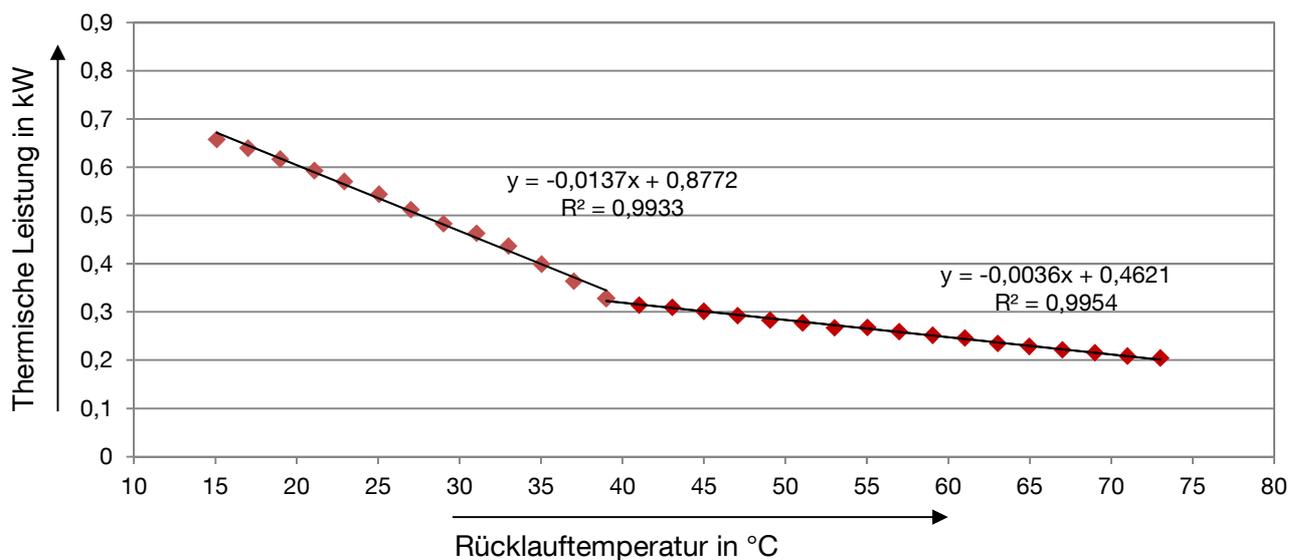


Abbildung 57: Thermische Leistung der BlueGEN bei 900 W_{el} in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur

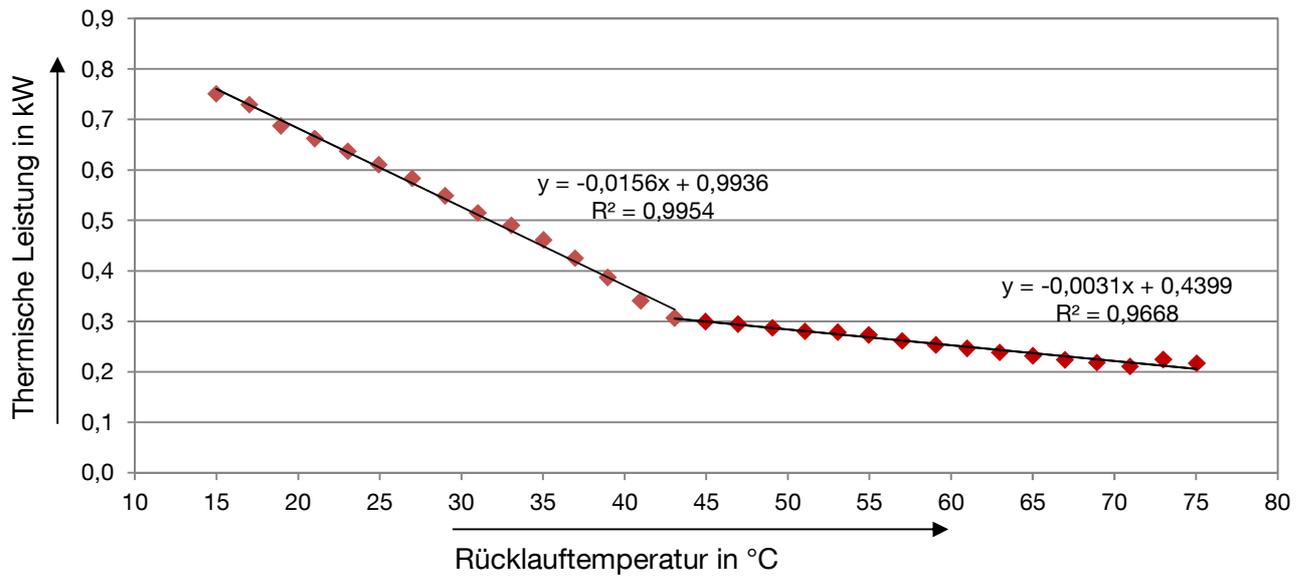


Abbildung 58: Thermische Leistung der BlueGEN bei 1100 W_{el} in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur

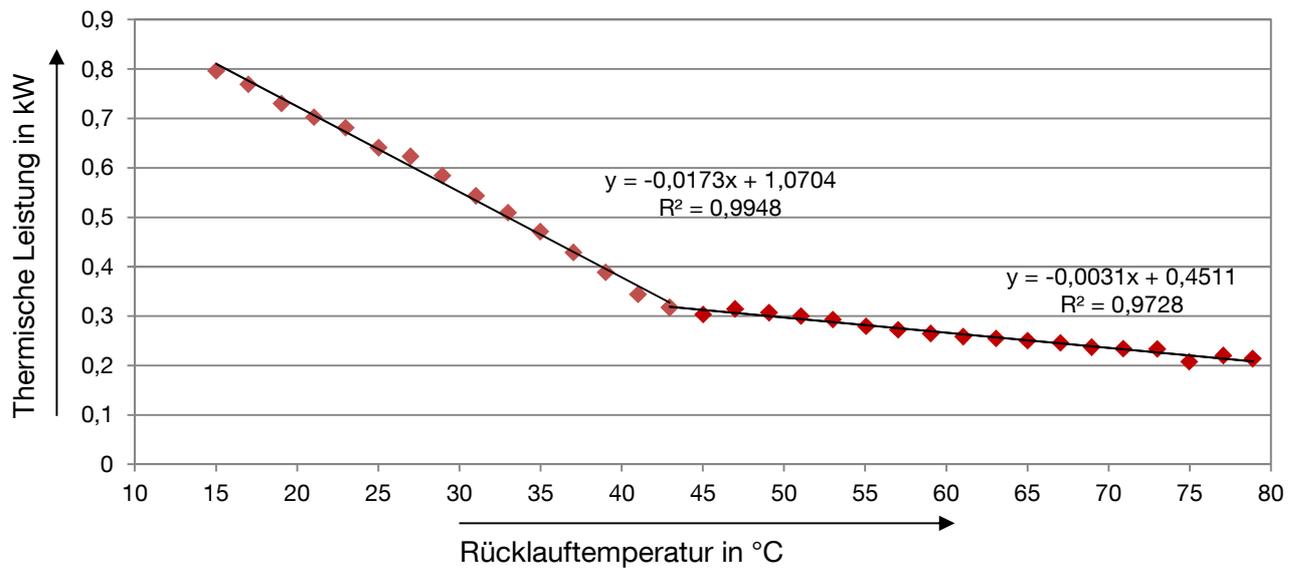


Abbildung 59: Thermische Leistung der BlueGEN bei 1300 W_{el} in Abhängigkeit zur Rücklauftemperatur

7.2 Strombörsenpreise

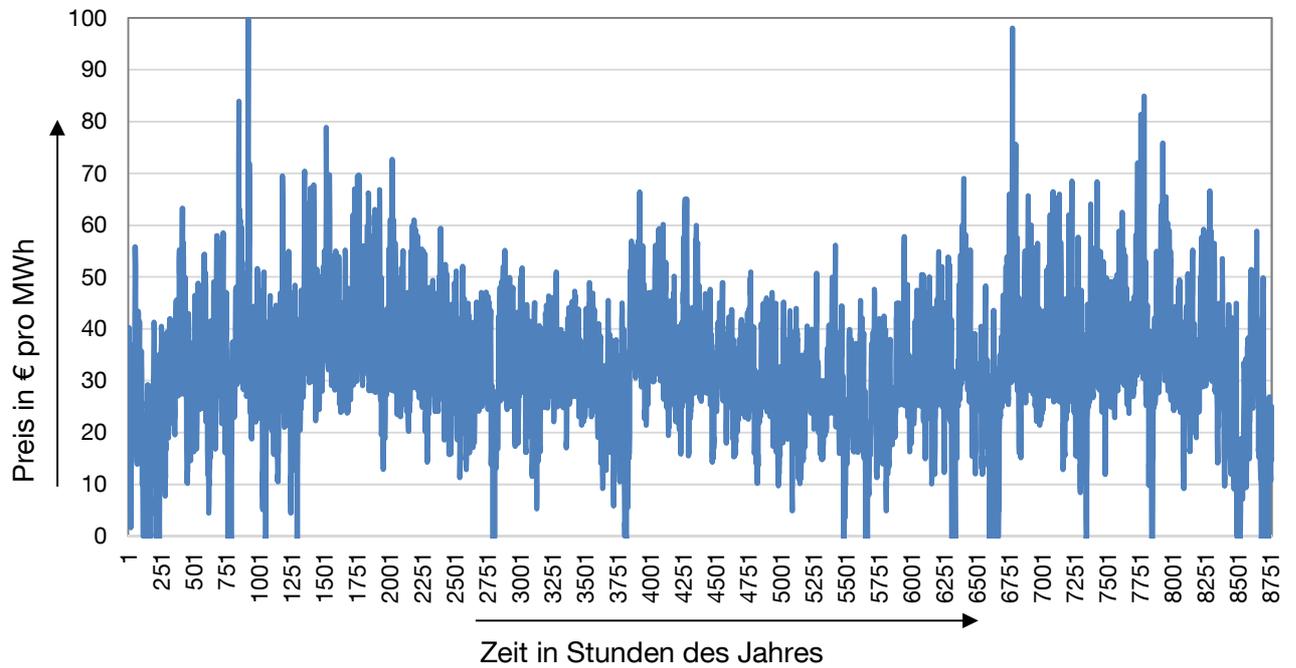


Abbildung 60: Strompreis Day-Ahead-Markt EPEX Spot 2015

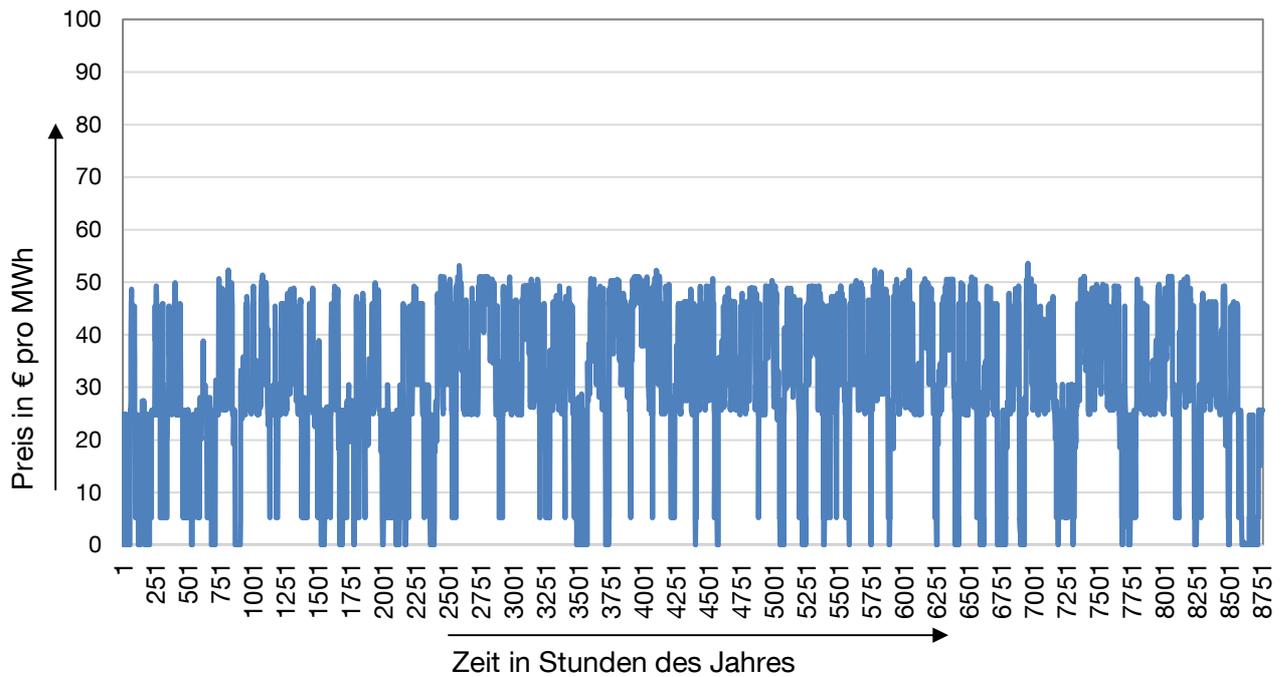


Abbildung 61: Grenzkostenpreise für die Stromerzeugung 2020 [B42, pp. 16–18]

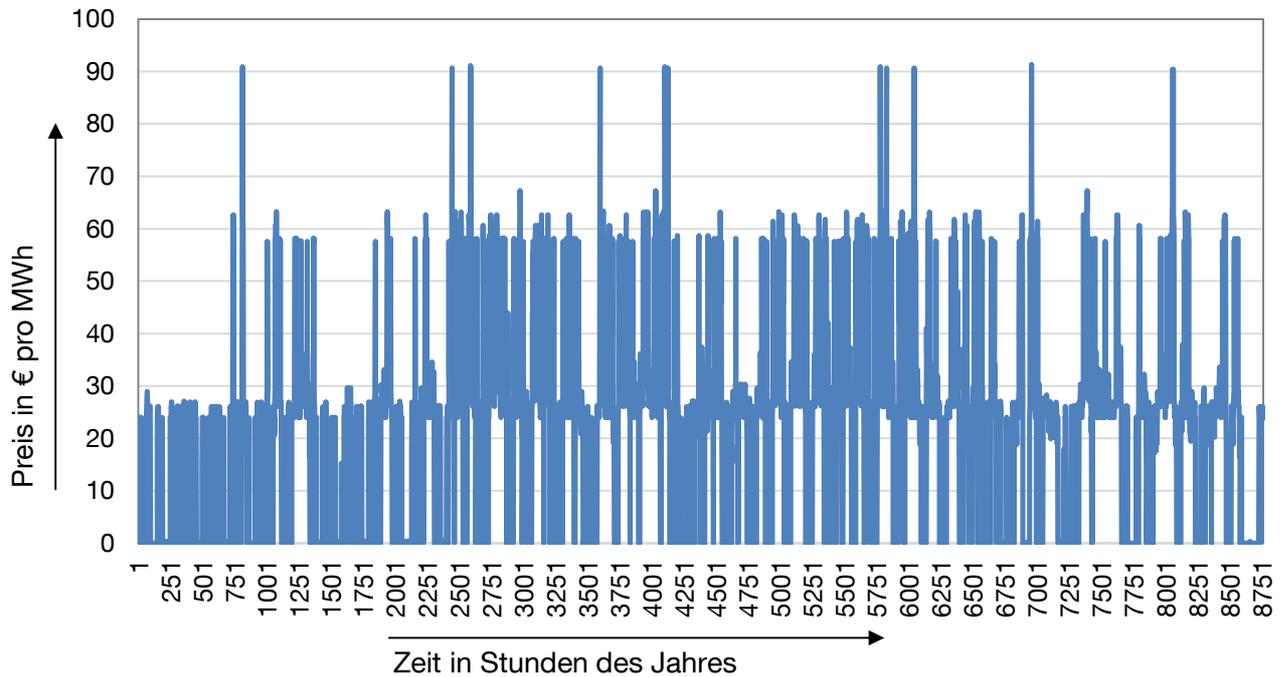


Abbildung 62: Grenzkosten für die Stromerzeugung 2030 [B42, pp. 16–18]

7.3 Festlegung der Netzparameter

Im Folgenden werden die prozentualen Fehler für die Vorhersage unter Variation der TDL und des hidden layer für unterschiedlich große Trainingsdatensätze gezeigt.

7.3.1 Prozentualer Fehler des Leven-Marquardt-Algorithmus

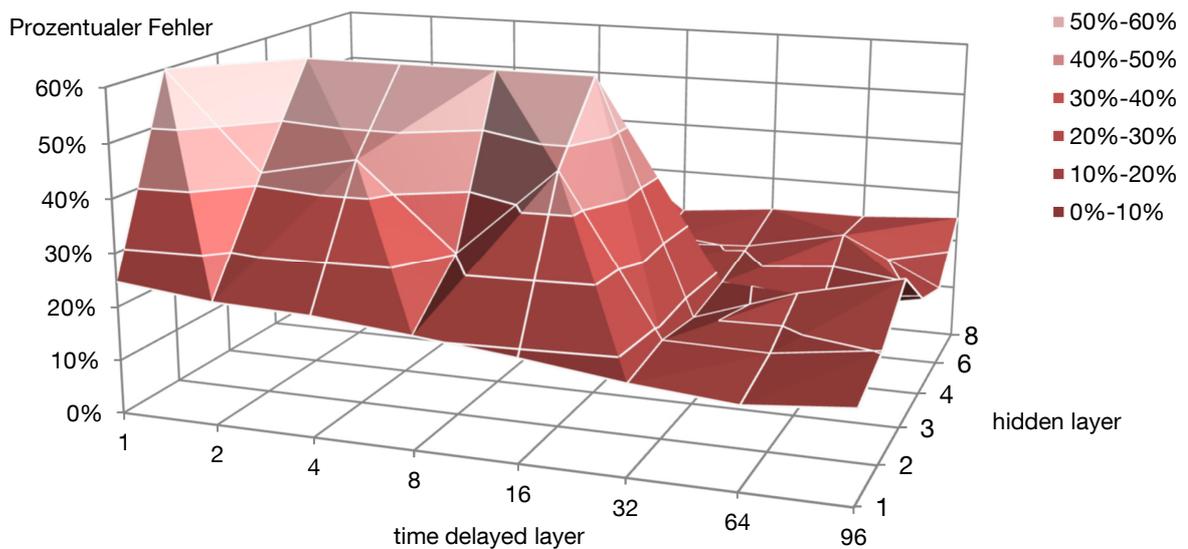


Abbildung 63: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 3-Wochen-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus

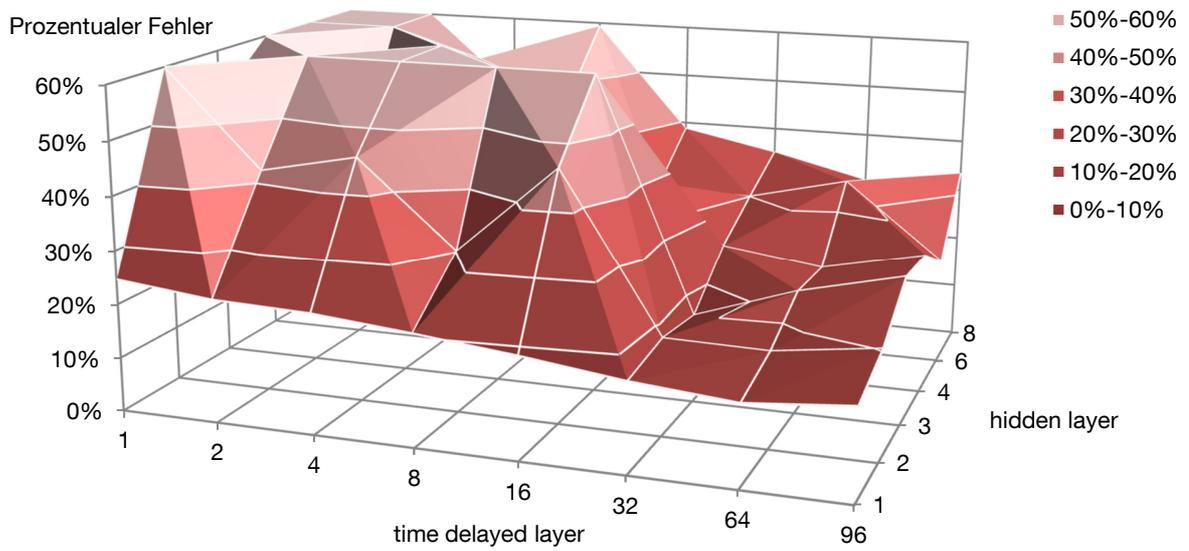


Abbildung 64: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 3-Wochen-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus

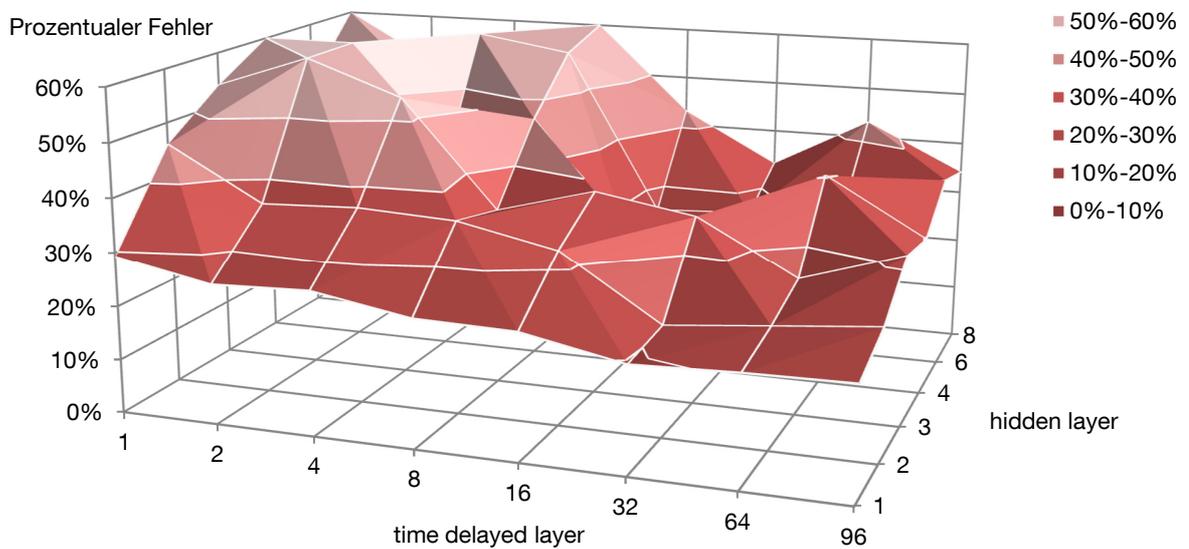


Abbildung 65: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 2-Wochen-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus

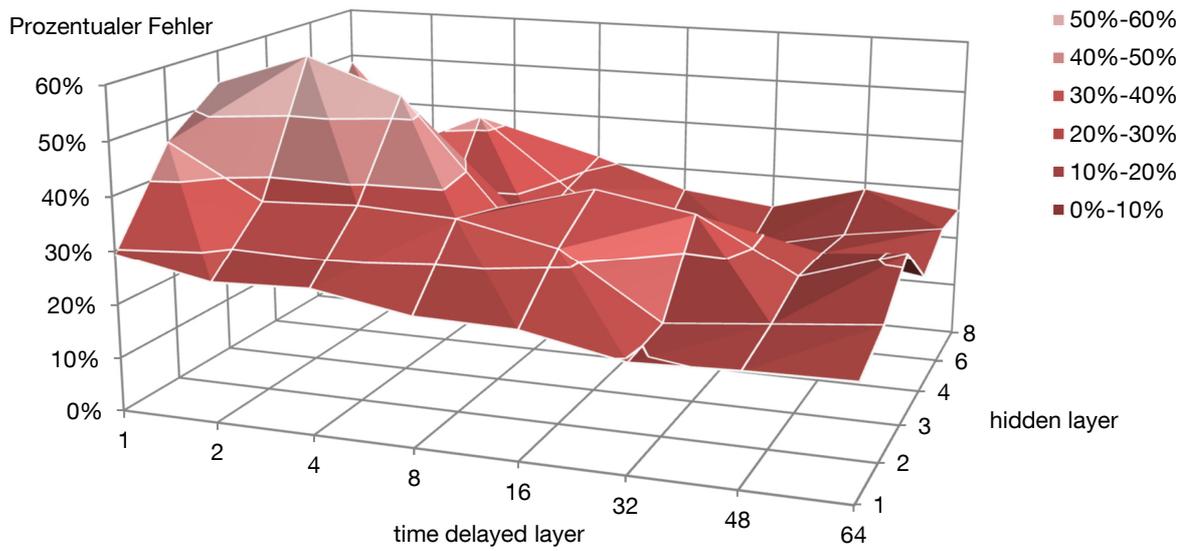


Abbildung 66: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 2-Wochen-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus

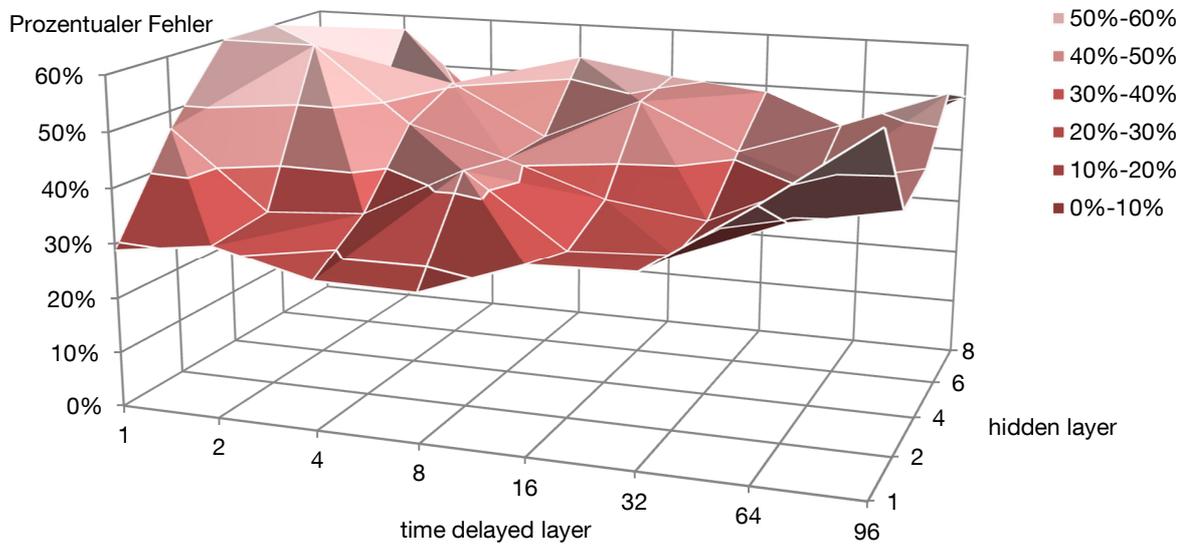


Abbildung 67: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Wochen-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus

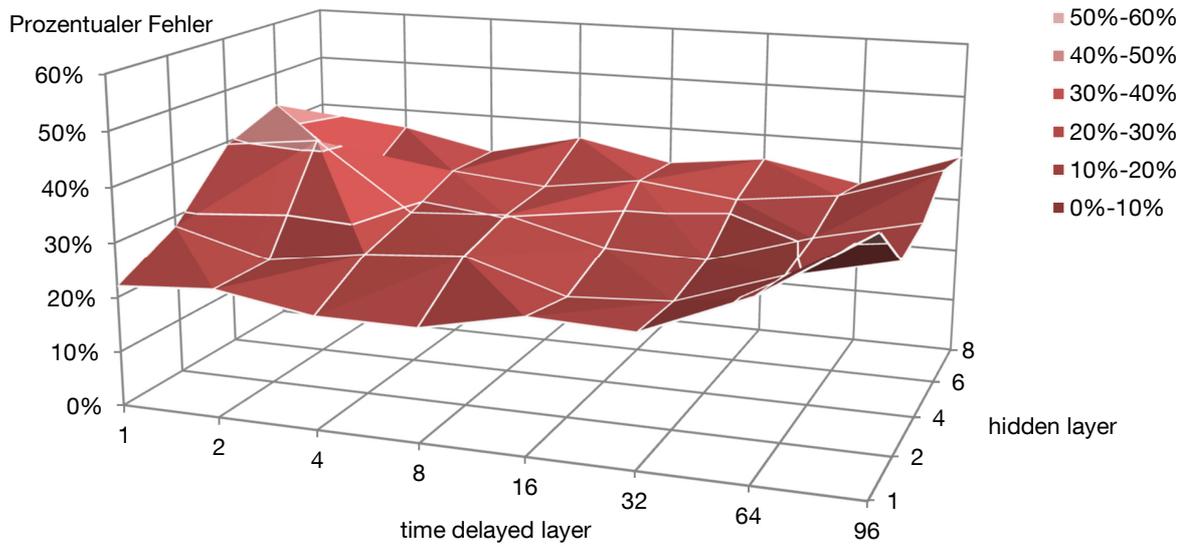


Abbildung 68: Der prozentuale MAE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Woche-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus

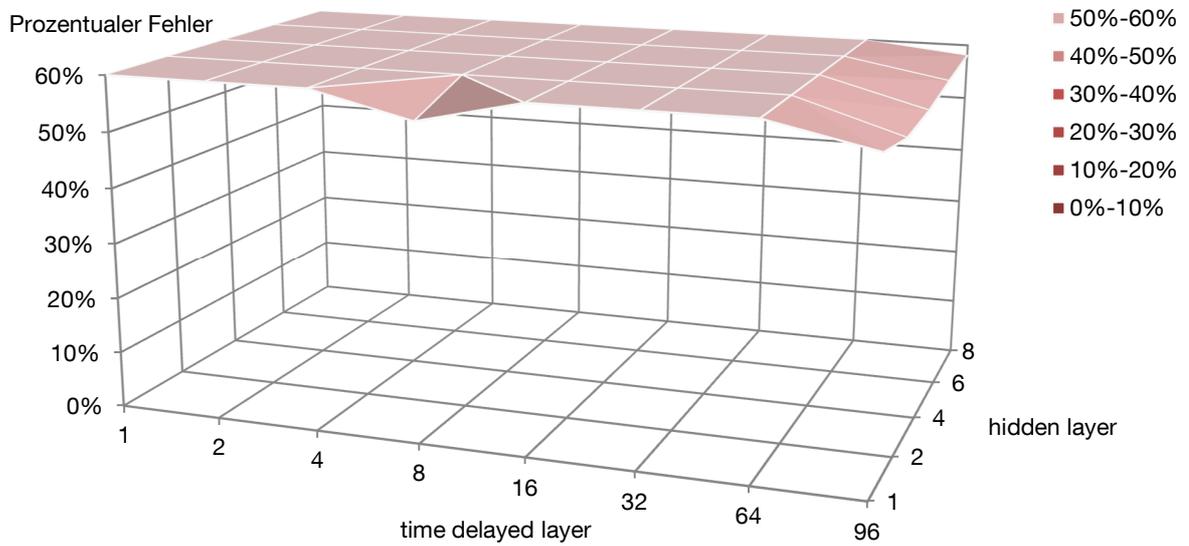


Abbildung 69: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Tag-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus

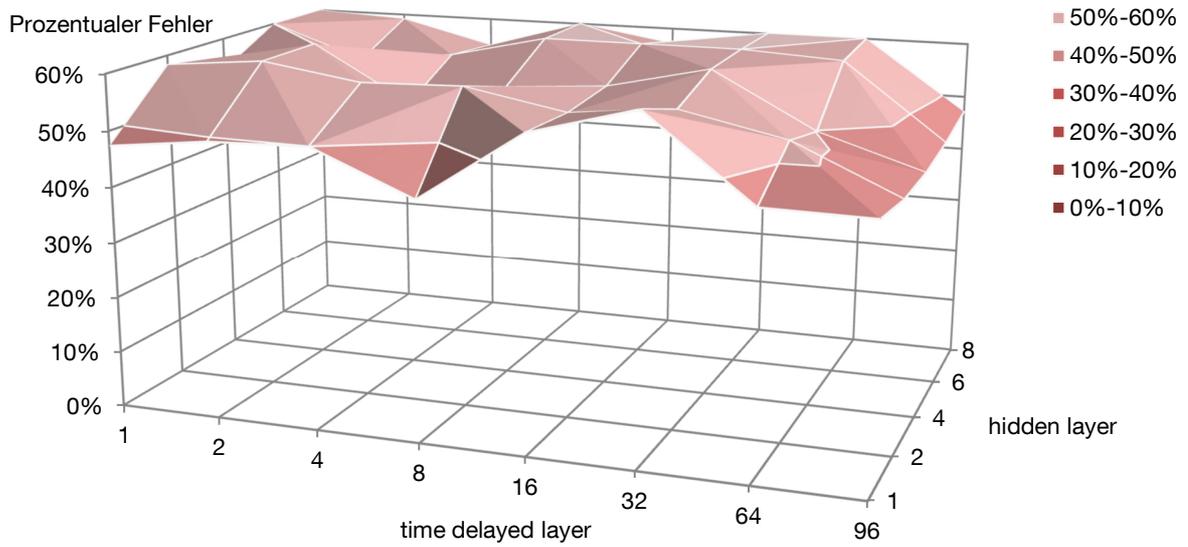


Abbildung 70: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Tag-Trainingsdaten und dem Leven-Marquardt-Algorithmus

7.3.2 Prozentualer Fehler der Bayesian Regularization

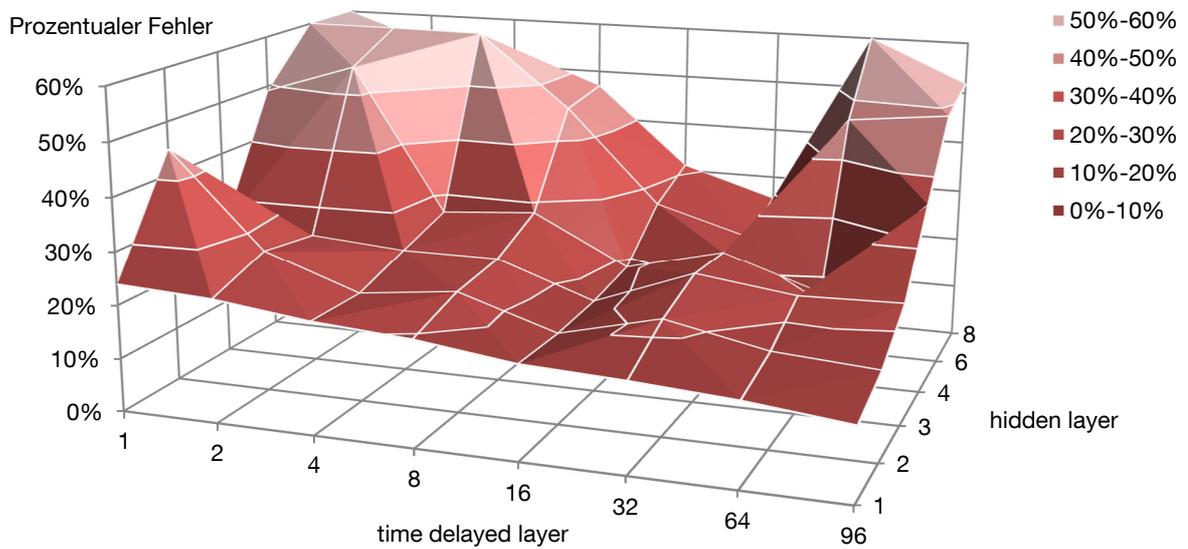


Abbildung 71: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 3-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization

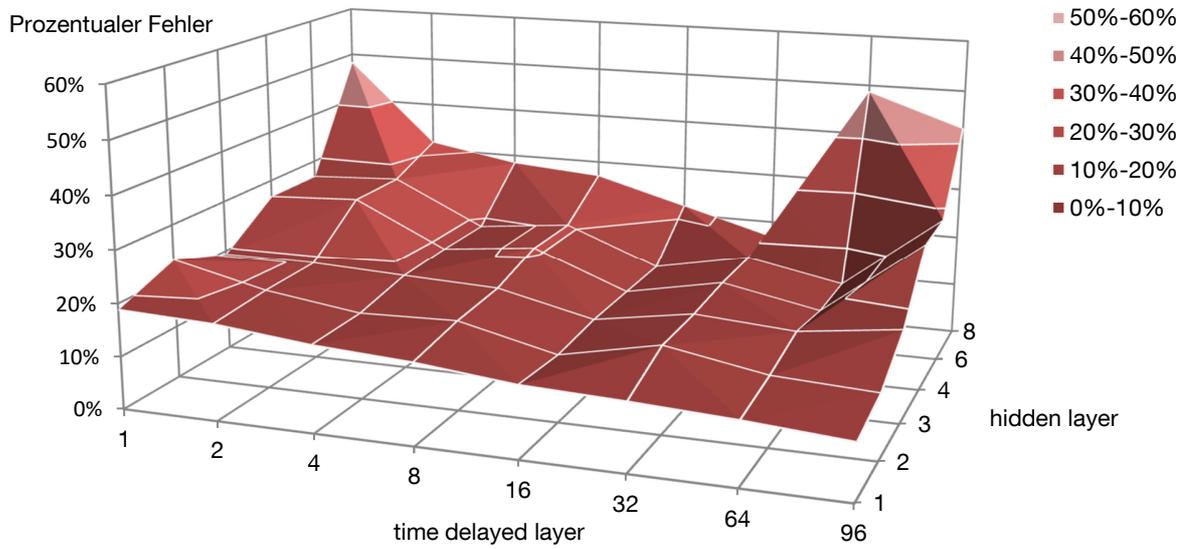


Abbildung 72: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 3-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization

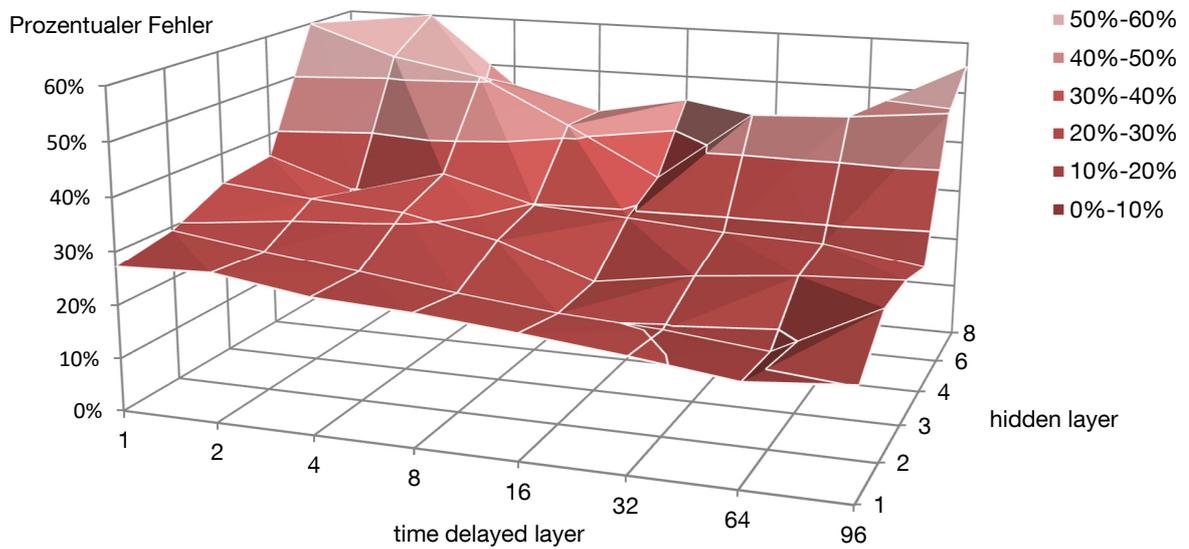


Abbildung 73: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 2-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization

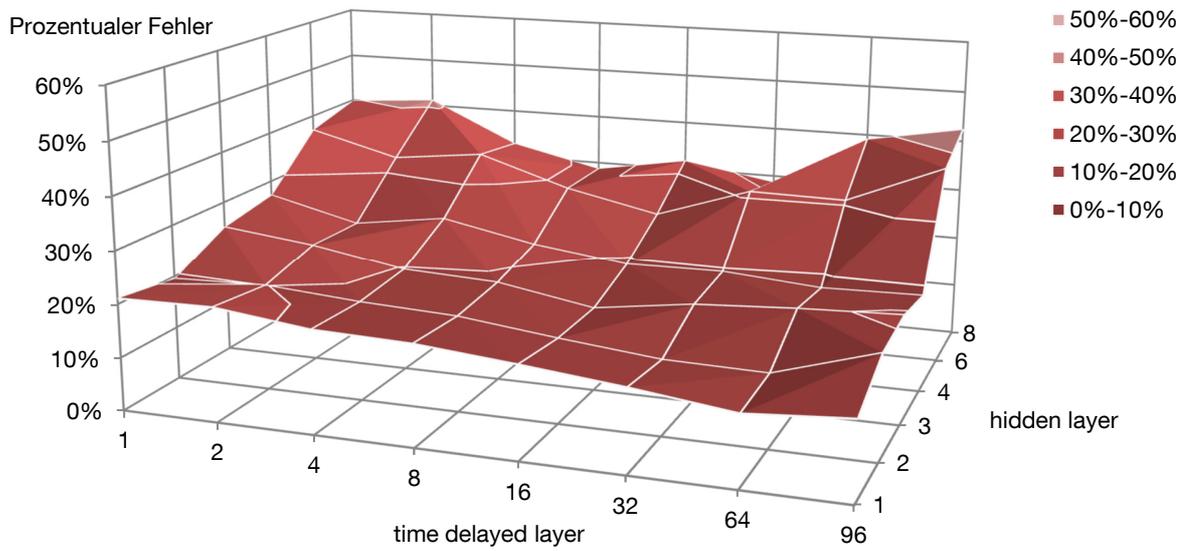


Abbildung 74: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 2-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization

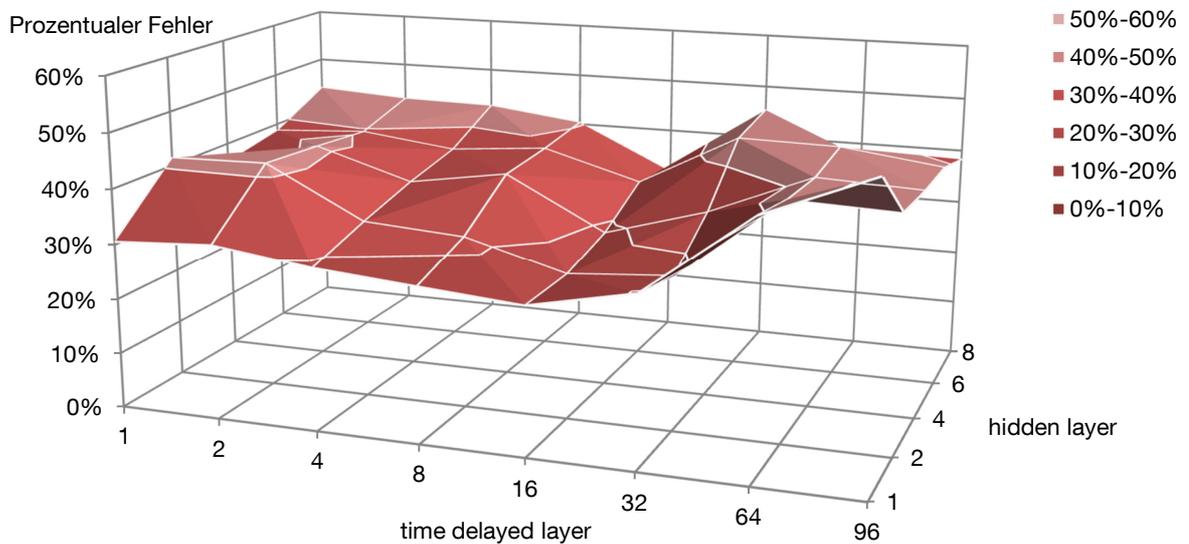


Abbildung 75: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization

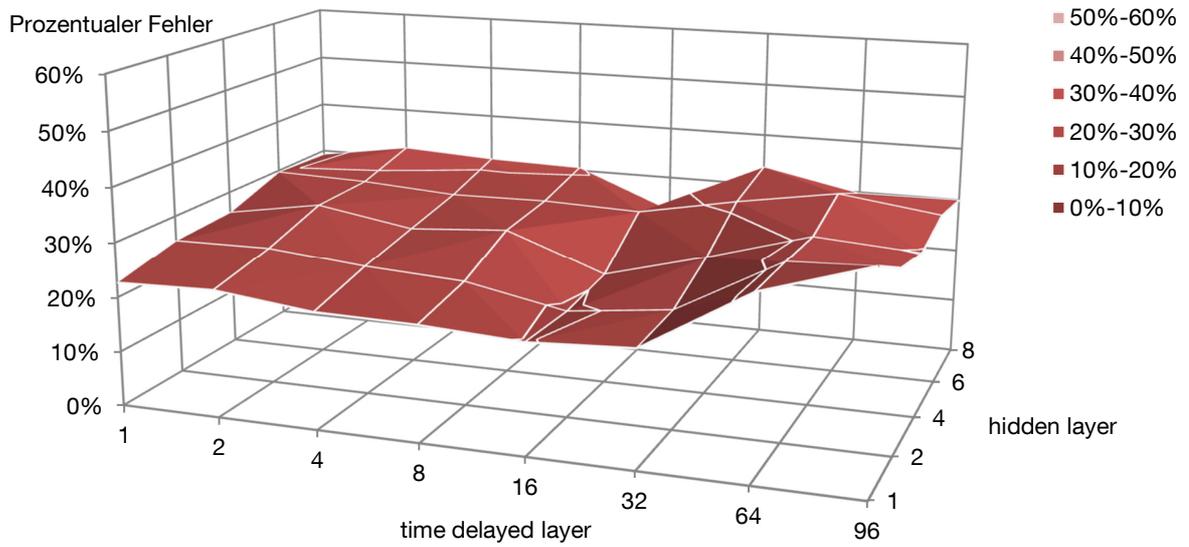


Abbildung 76: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Wochen-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization

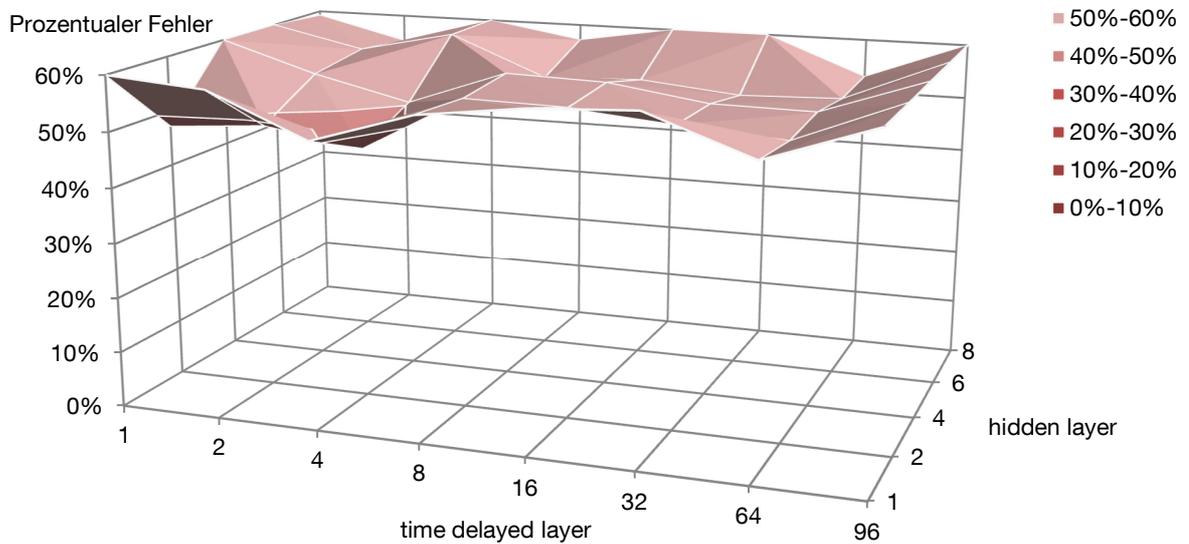


Abbildung 77: Der prozentuale RMSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Tag-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization

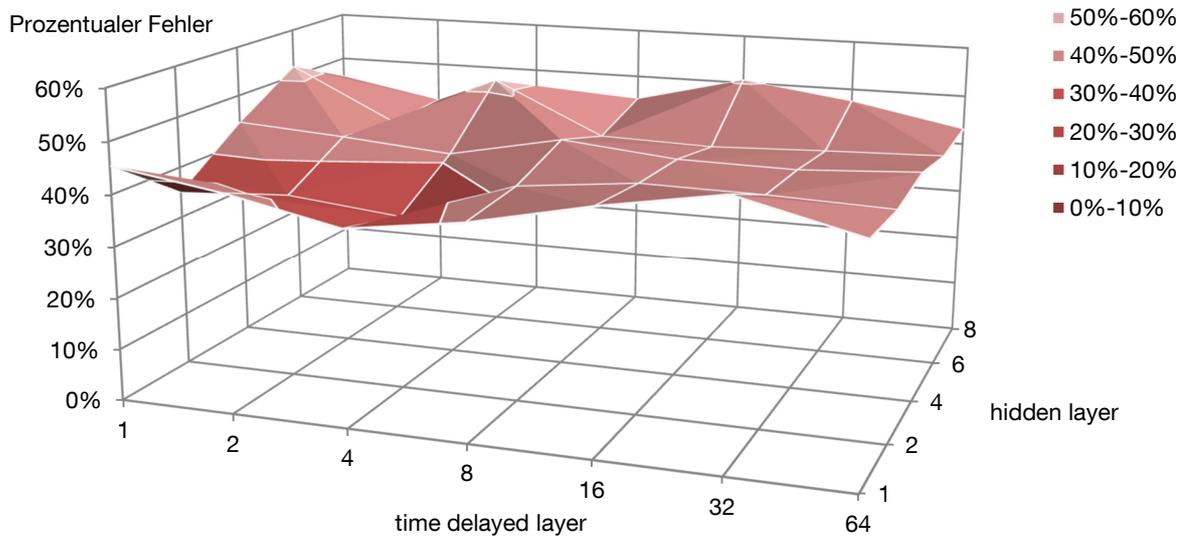


Abbildung 78: Der prozentuale MSE der Vorhersage des Wärmeverbrauchs mit 1-Tag-Trainingsdaten und der Bayesian Regularization

7.4 Detaillierte Informationen zur Modellierung und Simulation

7.4.1 Detaillierte Informationen zum Gebäudemodell in SimulationX

Gebäude

Das Gebäudemodell soll ein modernes und den EnEV 2014 Anforderungen entsprechendes Einfamilienhaus repräsentieren. Es wurde analog zu dem modernen Einfamilienhaus aus dem Projekt e-mobile als ein 1-Zonenmodell mit Flachdach erstellt und erfüllt alle Anforderungen an das EnEV 2014 Referenzgebäude [B5, pp. 1–2]. Das Haus hat eine Grundfläche von 69 m². Die Fläche der Wände wurde mit insgesamt 183,8 m² angenommen und hat einen U-Wert von 0,15 W/m²K. Die Verluste durch Wärmebrücken werden mit zusätzlichen 0,05 W/m²K angenommen. Die Fenstereigenschaften wurden auf Energieeffizienz optimiert. Deshalb wurden die Nord- und Ostseite auf Kosten der solaren Erträge besser isoliert, die bei diesen Orientierungen sowieso nicht hoch ausgefallen wären. Die Fensterfläche umfasst ca. 7 m² bei einem U-Wert von 0,81 W/m²K und g-Wert von 0,5. Die großflächigen Fenster von insgesamt 40,8 m² mit einer Süd- und West- Orientierung hingegen sind weniger gut isoliert (1 W/m²K), erlauben jedoch eine bessere Nutzung der solaren Strahlung (g-Wert= 0,63). Die Wärmeübergangskoeffizienten wurden innen mit 7,7 W/m²K und außen mit 25 W/m²K angenommen. Das Flachdach hat (entsprechend der Grundfläche) 69 m² und einen U-Wert von 0,15 W/m²K. Das Simulationsprogramm berücksichtigt auch die innere thermische Masse. Sie wird hier insgesamt mit 13,8 m³ angenommen bei einer Dichte von 1800 kg/m³. Die Wärmekapazität beträgt 0,92 kJ/kgK. Die Lüftungsverluste werden mit 0,5 1/h angenommen.

Tabelle 15: Übersicht der physikalischen Werte des Gebäudes

Bauteil	Wert	Einheit
Wohnfläche	138	m ²
Grundfläche	69	m ²
Dachfläche	69	m ²
Dachdicke	0,45	m
Raumhöhe (Innen)	5,5	m
Wandfläche	183,8	m ²
Wanddicke	0,4	m
Bodenplattendicke	0,53	m
Volumen der inneren thermischen Masse	13,8168	m ³
Dichte der Gebäudemasse	1800	kg
Wärmespeicherfähigkeit der Gebäudemasse	0,92	$\frac{\text{kJ}}{\text{kg K}}$
Fensterfläche Nord & Ost	7	m ²
Fensterfläche Süd & West	40,8	m ²
U-Wert Außenwand	0,15	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$
U-Wert Dach	0,2	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$
U-Wert Bodenplatte	0,2	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$
U-Wert Fenster Nord & Ost	0,81	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$
U-Wert Fenster Süd & West	1	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$
g-Wert Fenster Nord & Ost	0,5	
g-Wert Fenster Süd & West	0,63	
Wärmebrückenzuschlag	0,05	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$
Wärmeübergangskoeffizient innen	7,7	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$
Wärmeübergangskoeffizient außen	7,7	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$
Lüftungsverluste	0,5	1/h
Luftwechselrate	75	m ³ /h
Wirkungsgrad der Wärmerückgewinnung	84	%

Zur effizienten Belüftung des Gebäudes gibt es eine mechanische Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung. Der Luftwechsel ist nach [B8, p. 46] auf 75 m³/h festgelegt worden. Dabei handelt es sich um eine Anlage mit Wärmerückgewinnung von 84 %.

Anwesenheit

Die Anwesenheit der Familie im Gebäude wird durch einen wöchentlichen Zeitplan geregelt, der in Abbildung 79 zu sehen ist. Ausgegangen wird von einer durchschnittlichen vierköpfigen deutschen Familie, die heute im Einfamilienhaus in einem suburban geprägten Gebiet lebt, in der eine Person voll-erwerbstätig ist. Als Wärmeleistung der anwesenden Körper wird 80 W angenommen.

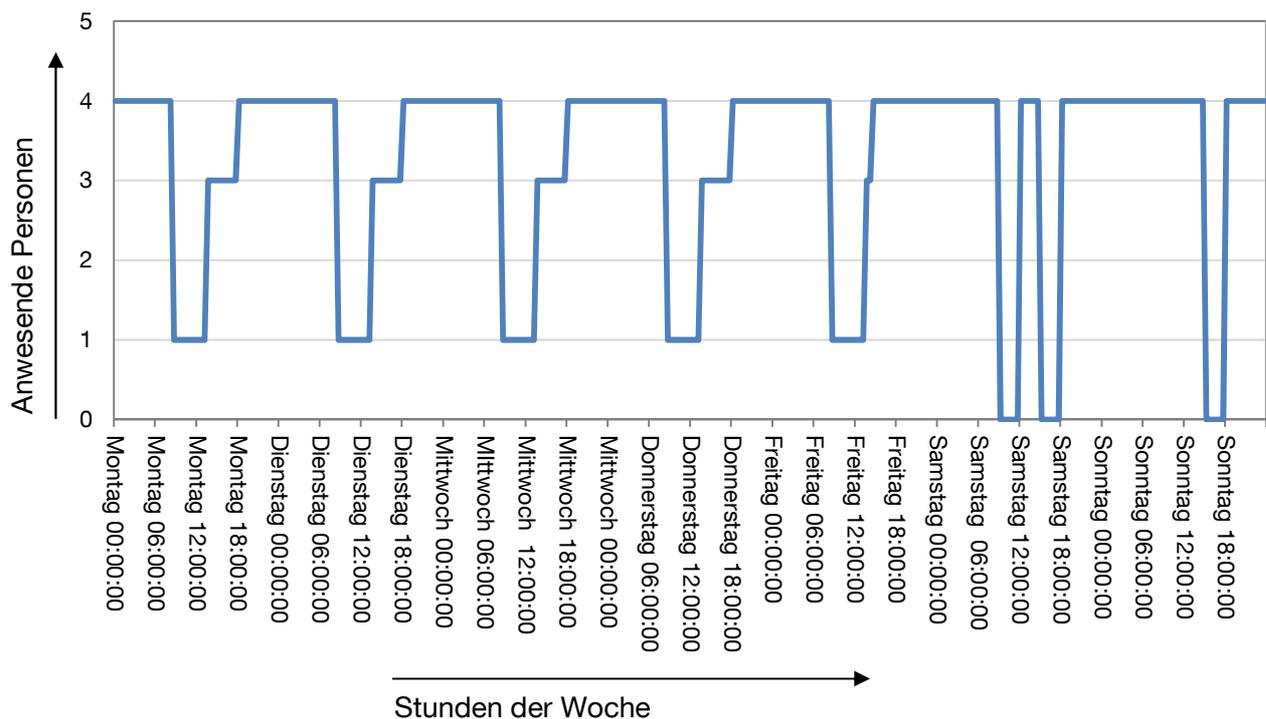


Abbildung 79: Anwesenheitsprofil des Einfamilienhauses

Lastprofile nach VDI 4655

Das Strom- und Warmwasserverbrauchsprofil wird entsprechend der VDI 4655 entwickelt, die Referenzlastprofile werden von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen bereitgestellt. Entsprechend der Richtlinie beträgt der jährliche Warmwasserverbrauch 2000 kWh für eine vierköpfige Familie [B92, p. 16]. Der jährliche Strombedarf der Familie wurde mit 3800 kWh in Anlehnung an Richter angenommen [B66, p. 21]. Dies entspricht zwar nicht der Richtlinie, die 7000 kWh [B92, p. 15] vorsehen würde, ist jedoch viel realistischer in modernen Einfamilienhäusern. Die jährlichen Verbräuche werden mithilfe von 10 verschiedenen Typtagen über das ganze Jahr verteilt. Bei den Typtagen wird zunächst zwischen Werk- sowie Feiertag und dem Bedeckungsgrad unterschieden, zu sehen in Tabelle 16. Anschließend wird in Abhängigkeit der Außentemperatur zwischen Übergangszeit, Sommer und Winter differenziert.

Tabelle 16: Übersicht der verschiedenen Typtage nach VDI 4655 [B92, pp. 7–8]

	Werktag		Sonn- und Feiertag	
Bewölkung	heiter	bewölkt	heiter	bewölkt
Übergangszeit	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB
Sommer	SWX		SSX	
Winter	WWH	WWB	WSH	WSB

Jedem dieser Typtage ist ein prozentualer Verbrauch für Warmwasser und Strom sowie ein Verbrauchsprofil hinterlegt, der Verbrauch wird mit dem angenommenen Jahresverbrauch multipliziert. Mit den Wetterdaten des test reference year 2011 wurde anschließend für jeden Tag der entsprechende Typ ermittelt und die einzelnen Tage mit ihrem Verbrauchsprofil zu einem Jahresprofil zusammengefügt. Das Profil für den Warmwasserverbrauch wurde mit der angenommenen Zapftemperatur von 45°C und einer Kaltwassertemperatur von 10°C in ein in SimulationX nutzbares Zapfprofil umgewandelt. Die zeitliche Auflösung der Profile beträgt eine Minute.

Brennstoffzelle

Die simulierte Brennstoffzelle wurde schon in Kapitel 2.4 dargestellt. Sie ist moduliert mit 35 W/min von 500 bis 1500 W und kann nicht ausgeschaltet werden. Die Leistung wird von der Regelung vorgegeben. Die anfallende Wärme wird so, wie beim Versuchsaufbau und vom Hersteller empfohlen, mit einem konstanten Volumenstrom von 120 l/h an den Speicher geliefert. Zur Implementierung der Brennstoffzelle in SimulationX wurde der oben beschriebene Typ modelliert, der über einen look-up-table die Brennstoffzellenleistung in die Simulation integriert. Der look-up-table bestimmt anhand der Rücklauftemperatur und der aktuellen elektrischen Leistung die thermische.

Wärmepumpe

Vorbild für die simulierte Wärmepumpe ist die Stiebel Eltron WPL 18 E. Es handelt sich um eine übliche Luft-Wasser-Wärmepumpe für einen effizienten Heiz- und Warmwasserbetrieb [B84, p. 1]. Sie wird durch ein entsprechend parametrisiertes Wärmepumpenmodell aus der GreenBuilding Bibliothek modelliert. Auch dieser Typ greift auf ein look-up-table zurück. Er bestimmt die thermische Leistung in Abhängigkeit von Rücklauf und Außenlufttemperatur. Die thermische Leistung beträgt 9,72 kW bei A-7/W35 (nach EN 14511). Die Anlagen-Leistungszahl beträgt dabei entsprechende 3,27 [B84, p. 2]. Die Wärmepumpe ist monoenergetisch und monovalent.

Heizungssystem

Das Gebäude wird mittels Fußbodenheizung erwärmt. Die Heizfläche wird mit der doppelten Grundfläche angenommen, somit 139 m², so dass bei einer Heizleistung von 35 W/m² sich insgesamt 4,9 kW errechnen. Die Heizung wird bei einer Vorlauftemperatur von 35°C mit Wasser betrieben (150l Fassungsvermögen). Die Soll-Raumtemperatur beträgt 21°C.

Warmwasserspeicher

Der Speicher wird von der Brennstoffzelle und dem Spitzenlastkessel gespeist, von der Trinkwarmwasserzapfung sowie der Heizung genutzt. Es handelt sich also um einen Kombispeicher. Das Trinkwarmwasser wird im Durchlauf erwärmt. Die Brennstoffzelle hat ihre Anschlüsse am unteren Ende des Speichers. Der Rücklauf ist an der untersten Schicht anschlossen, um die geringste Temperatur aus dem Speicher zu liefern, damit die Brennstoffzelle die maximale thermische Leistung bringen kann. Die Wärmepumpe speist, wie üblich, am obersten Punkt in den Tank ein. Das Trinkwarmwasser wird am höchsten Punkt aus dem Tank entnommen. Das kalte Frischwasser wird am untersten Punkt eingespeist. Die Fußbodenheizung hat entsprechend ihrem Temperaturniveau den Anschluss für den Vorlauf in der Mitte und den Rücklauf am untersten Punkt des Speichers. Der Speicher wird mit 10 Temperaturschichten simuliert. Bei der Simulation werden insgesamt Wärmeverluste über die Dämmung, Wärmeübertragung zwischen benachbarten Schichten sowie die Auftriebskraft aufgrund der Temperaturunterschiede berücksichtigt [B8, p. 169].

Das Speichermanagement wird hier von der Regelung in MATLAB/Simulink übernommen. Dazu werden die Temperaturen der Speicherschichten an MATLAB/Simulink weitergegeben. Damit kann die zu Verfügung stehende Energiemenge im Speicher für die Regelung berechnet werden.

Es wurde in Kapitel 2.6 festgestellt, dass die SpeichergroÙe für die Flexibilität und die Möglichkeiten des Demand-Side-Managements von entscheidender Bedeutung ist. Deshalb wurden in dieser Arbeit verschiedene SpeichergroÙen betrachtet, damit ihr Einfluss auf das Lastmanagement untersucht werden kann. Es wurde ein 500 l, ein 1000 l, ein 1500 l und ein 2000 l Speicher betrachtet. Die maximale Speichertemperatur wurde auf 65°C festgelegt. Die maximale Verlustleistung für Warmwasserspeicher ist ab dem 1. September 2017 aufgrund der EU 812/2013 [B13, p. 1] auf 148 kWh/d bei 1000 l begrenzt. Dies bedeutet bei einer maximalen Speichertemperatur von 65°C und einer Umgebungstemperatur des Speichers von 18°C, dass die maximale Verlustleistung bei ca. 3 W/K für einen 1000 l Speicher liegt. Die Werte für die anderen SpeichergroÙen sind in Tabelle 17 aufgelistet.

Tabelle 17: Maximale Warmhalteverluste nach EU 812/2013 für Warmwasserspeicher [B13, p. 3]

SpeichergroÙe	Maximale Warmhalteverluste	Maximale Warmhalteverluste (Δ 47 K)
500 l	116,7 W	2,5 W/K
750 l	134,3 W	2,8 W/K
1000 l	148,7 W	3,0 W/K
1500 l	171,9 W	3,5 W/K
2000 l	190,9 W	4,0 W/K

Co-Simulation Schnittstelle

SimulationX bietet verschiedene Schnittstellenformate, die eine Co-Simulation ermöglichen. Für die Kombination von MATLAB/Simulink gibt es die Möglichkeit, über eine Functional Mock-up Interface, eine serielle oder eine TCP/IP Schnittstelle zu gehen. Die TCP/IP Schnittstelle wurde gewählt, da sie kostenlos und für die ausgetauschten Datenmengen die Übertragungsgeschwindigkeit hoch ist und direkt über eine S-Funktion in Simulink eingebunden werden kann. Wenn die Daten alle 900 s von SimulationX nach Simulink gesendet werden, unterbricht SimulationX seine Simulation bis Simulink antwortet und Daten schickt, die beim Weiterlaufen des Programms direkt genutzt werden können.

Die Daten, die von SimulationX nach Simulink übertragen werden

- Zeit (Aktuelle Simulationszeit, Stunde des Tages, Tag des Jahres)
- Wetter (Außentemperatur, direkte und indirekte Strahlung, Windgeschwindigkeit)
- Speichertemperaturen
- verbrauchte Heizungswärme
- An/Aus-Signal der Wärmepumpe
- Zeit in 24h (Simulationszeit, Stunde des Tages, Tag des Jahres)
- Wetter in 24h (Außentemperatur, direkte und indirekte Strahlung, Windgeschwindigkeit)

Die Daten, die von SimulationX empfangen werden

- An/Aus-Signal für die Wärmepumpe
- Leistung der Brennstoffzelle

So kann jede $\frac{1}{4}$ h die Leistung der Brennstoffzelle geprüft und die Wärmepumpe ein- oder ausgeschaltet werden.

7.4.2 Modellierung der Regelung des Prosumers

Die Regelung der Wärmepumpe und die Steuerung der Brennstoffzelle wurde, wie oben schon erläutert, primär in MATLAB/Simulink modelliert, da eine Kommunikation über die TCP/IP Schnittstelle von Simulink mit SimulationX möglich ist. Simulink kann als eine graphische Benutzeroberfläche von MATLAB betrachtet werden, die hier die Kommunikation zu SimulationX ermöglicht. Komplette kann jedoch nicht auf MATLAB verzichtet werden, da das Training von Neuronalen Netzen nicht in Simulink möglich ist.

MATLAB ist eine auf Matrizenoperationen basierte Programmierumgebung (MATLAB=MATrix LABoratory), mit der komplexe mathematische Probleme gelöst werden können. Dabei unterstützt MATLAB nicht nur mit der reinen Programmierumgebung, sondern auch mit spezifischen Werkzeugen oder ganzen Bibliotheken. Deshalb ist es in der Regelungstechnik sehr weit verbreitet.

Simulationsmodell in Simulink

In Abbildung 80 wird das Simulink-Modell des Prosumers gezeigt. Die Schnittstelle zu SimulationX ist der gelbe Block, an dem links die Ausgänge für die übertragenen Daten zu sehen sind. Diese werden zunächst in den blau hinterlegten Boxen, in einem Array für jeden Wert, für jeden Zeitschritt abgespeichert. Anschließend werden die Werte in den MATLAB-Block eingelesen, in dem dann die einzelnen Berechnungen durchgeführt werden. Die verschiedenen unterschiedlichen Berechnungen wurden, je nach Umfang, nicht direkt in diesem Block durchgeführt, sondern über den Aufruf von externen MATLAB-Funktionen weiterverarbeitet.

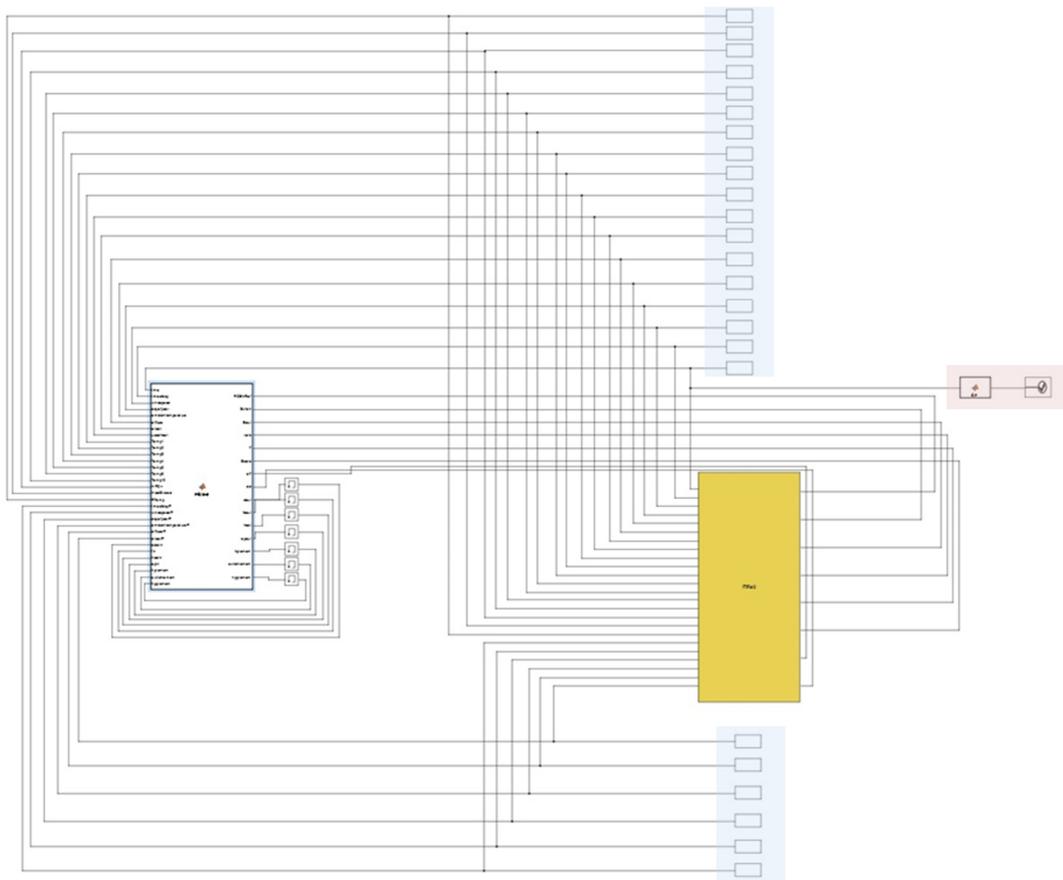


Abbildung 80: Das Simulink-Modell der Regelung des Prosumers

Nachdem die Eingangswerte im MATLAB-Block mit allen Funktionen verrechnet wurden, gibt der Block rechts drei unterschiedliche Signaltypen aus. Die wichtigsten sind die beiden Signale für die Wärmepumpe und die Brennstoffzelle. Zusätzlich gibt der Berechnungsblock noch Signale zur Überwachung der Simulation aus, die zunächst ebenfalls an die Schnittstelle gesendet und dann anschließend in SimulationX visualisiert werden. Diese Werte haben allerdings keine Steuerungs- oder Regelungsfunktion. Letztlich gibt der MATLAB-Block noch Variablen aus, die mit einer Verzögerung eines Simulationsschritts in der nächsten Berechnung genutzt werden können. Diese

Maßnahme ist nötig, da aktuelle Werte von Variablen von einem zum nächsten Simulationsschritt nicht gespeichert werden können.

Letztlich gibt es noch einen wichtigen (rot hinterlegten) Block in Simulink, der die eigentlich ausgeschlossene Kombination mit MATLAB erstmals möglich macht. Er unterbricht den Simulationsablauf alle 24 h und startet damit automatisch das Trainieren der Neuronalen Netze mit den neuen Werten sowie das Speichern der berechneten Netze. Damit die Simulation nicht für immer unterbrochen bleibt, wird sie über eine für diese Arbeit programmierte Command-MATLAB-Funktion wieder gestartet. Die neuen gespeicherten Werte können für die Neuronalen Netze verwendet werden. Die Taktrate der Überprüfung, ob die Simulation wieder gestartet werden muss, beträgt 0,01 Sekunden. Die Command-MATLAB-Funktion startet nicht nur die Simulink-Simulation, nachdem sie gestoppt wurde, sondern sie startet auch vor der ersten Simulation, so dass sie Kontakt zu SimulationX aufnehmen kann.

Co-Simulation Schnittstelle

Im Gegensatz zu MATLAB bietet Simulink über eine S-Funktion die Möglichkeit des Austauschs zu SimulationX. Eine S-Funktion in Simulink ist ein Block, der selbst geschriebenen Code in verschiedenen Programmiersprachen in die Modellbildung mit Simulink zu integrieren ermöglicht, so dass hier auch die Schnittstellen über TCP/IP zu SimulationX hergestellt werden konnte.

Der Ablauf der Co-Simulation für die empfangenen sowie die zu sendenden Daten ist schon in Anhang 7.4.1 dargestellt worden.

Umsetzung der Steuerung der Brennstoffzelle

Die Steuerung der Brennstoffzelle erfolgt in einer einfachen Funktion, die eine für die Brennstoffzelle anzunehmende Leistung ausgibt. Die Leistung wird in Abhängigkeit zum aktuellen Strompreis ausgegeben. Dazu vergleicht die Funktion den aktuellen Strompreis mit dem in Gleichung (3.4) berechneten Grenzkostenpreis und entscheidet dann nach Gleichung (3.6) bei geringeren oder gleichen Gaskosten im Verhältnis zum Stromerlös, die Anlage von der minimalen auf die maximale Leistung hoch zu fahren.

Umsetzung der Regelung der Wärmepumpe

Die Regelung der Wärmepumpe wird in verschiedenen Funktionen realisiert, die aus der Hauptfunktion gestartet werden. Für jeden Block in Abbildung 29 gibt es eine eigene Funktion und der MATLAB-Block agiert als Datenpool und -schnittstelle zu den einzelnen Funktionen.

Die Simulation in Simulink startet mit der Initialisierung der Werte aus gespeicherten Daten. Besonders wichtig ist die Initialisierung der Daten für das Training der Neuronalen Netze und die TDLs. Hier werden die Daten der ersten 4 Wochen und des ersten Tages verwendet. Dies führt natürlich zu einer initialen Verfälschung der Ergebnisse. Eine mögliche Alternative wäre gewesen, die Daten aus dem Dezember zur Initialisierung zu verwenden. Diese würden jedoch ebenfalls zu einer Verfälschung der Ergebnisse führen, da die Zeitreihen durch den Jahreswechsel inkonsistent sind.

7.5 Ergebnisse der Simulationen

Tabelle 18: Ergebnisse der Simulationen für das Jahr 2020 im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb

	500 l	750 l	1000 l	1500 l	2000 l
Verschobener Strombezug	151 kWh	266 kWh	360 kWh	417 kWh	497 kWh
Stromverbrauch Wärmepumpe	3149 kWh	3193 kWh	3291 kWh	3342 kWh	3419 kWh
Zusätzlicher Stromverbrauch Wärmepumpe	155 kWh	175 kWh	205 kWh	215 kWh	174 kWh
Wärmeenergie Wärmepumpe	8161 kWh	8206 kWh	8378 kWh	8434 kWh	8598 kWh
Wärmeenergie SOFC	2906 kWh	2903 kWh	2872 kWh	2938 kWh	2940 kWh
Wärmeenergie SOFC Referenzfall	3272 kWh	3291 kWh	3295 kWh	3311 kWh	3327 kWh
Zusätzliche Speicherverluste	52 kWh	67 kWh	104 kWh	114 kWh	127 kWh
Veränderung der JAZ	-0,6 %	-0,5 %	+0,0 %	+0,1 %	+1,1 %
Elektrischer Wirkungsgrad BlueGEN	49 %	49 %	49 %	49 %	49 %
Thermischer Wirkungsgrad BlueGEN	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
Gesamtwirkungsgrad BlueGEN	69 %	69 %	69 %	69 %	69 %
Stromkosten	709 €/a	686 €/a	678 €/a	671 €/a	660 €/a
Stromkostenreduktion pro Liter zusätzlichem Speicher	-	-0,09 €/l	-0,032 €/l	-0,014 €/l	-0,02 €/l

Tabelle 19: Ergebnisse der Simulationen für das Jahr 2030 zum wärmegeführten Betrieb

	500 l	750 l	1000 l	1500 l	2000 l
Verschobener Strombezug	117 kWh	256 kWh	343 kWh	447 kWh	511 kWh
Wärmeenergie Wärmepumpe	8263	8356	8409	8465	8615
Wärmeenergie SOFC	2808	2817	2823	2891	2901
Zusätzliche Speicherverluste	51 kWh	77 kWh	86 kWh	98 kWh	103 kWh
Veränderung der JAZ	-1,6 %	-0,5 %	0,8%	-3,4 %	+2,8 %
Elektrischer Wirkungsgrad BlueGEN	43 %	43 %	43 %	43 %	43 %
Thermischer Wirkungsgrad BlueGEN	23 %	23 %	22 %	22 %	22 %
Gesamtwirkungsgrad BlueGEN	66 %	66 %	66 %	65 %	65 %
Stromkosten	490 €/a	459 €/a	442 €/a	416 €/a	408 €/a
Stromkostenreduktion pro Liter zusätzlichem Speicher	-	-0,124 €/l	-0,068 €/l	-0,052 €/l	-0,016 €/l

7.6 Annahmen und Ergebnisse der finanziellen Betrachtung

Annahmen

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit müssen zwangsläufig Annahmen getroffen werden, die wichtigsten werden im folgenden Abschnitt diskutiert. Zunächst wird angenommen, dass nur die Kosten für die Wärmebereitstellung und Speicherung zu betrachten sind, da alle anderen Kosten unabhängig vom Heizungssystem anfallen. Für die Berechnung müssen zu Beginn die Faktoren für die Preisentwicklungen festgelegt werden, für die Tabelle 20 eine Übersicht gibt.

Tabelle 20: Finanzfaktoren für die Berechnung nach VDI 2067

		2016	2020	2030
Zinsfaktor		4,00 %	4,00 %	4,00 %
Preisänderungsfaktor	SOFC	-9,00 %	-5,00 %	0,00 %
	Wärmepumpe	1,36 %	1,36 %	1,36 %
	Wartung	1,36 %	1,36 %	1,36 %
	Gas	0,00 %	0,00 %	0,00 %
	Elektrizität	0,45 %	0,45 %	0,00 %
	Einnahmen	-0,97 %	-0,97 %	-0,97 %

Mit dem Zinsfaktor kann der Wert aller zukünftigen Zahlungen ermittelt werden, so dass diese über den Betrachtungszeitraum zu jährlichen Zahlungen berechnet werden können. Der Zinsfaktor betrug üblicherweise 5 %, ist in den letzten Jahren gesunken und wird wohl auch zukünftig geringer bleiben. Zur Bestimmung des Zinsfaktors wurden Angebote von Vergleichsportalen eingeholt, um 40.000 € auf 10 Jahre zu finanzieren. Die eingeholten Angebote lagen dabei um die 4 % [B19, p. 1]. Für die Preisänderungsfaktoren der Wärmepumpe und Wartung wurde die durchschnittliche Inflation der letzten 10 Jahre von 1,36 % angenommen.

Die Preisänderung für die BlueGEN ist besonders schwer zu prognostizieren. Geht man, wie in den letzten Jahren, von einem stabilen Preis aus, wird die Anlage niemals für ein Einfamilienhaus wirtschaftlich werden. Nimmt man jedoch die positiven Signale der Antragszahlen für den KfW Zuschuss 433 auf, könnte eine Wirtschaftlichkeit im Betrachtungszeitraum eintreten. Hierzu werden ähnliche Annahmen wie in Szenario 2 aus Kapitel 5.2 getroffen. Im Zeitraum zwischen September 2016 und September 2017 wurden über die KfW ca. 1000 Brennstoffzellen-KWK-Anlagen gefördert [B45, p. 2], was einer Verdopplung des Bestandes in Deutschland gegenüber 2016 bedeutet. Zusätzlich wurde die Fördermöglichkeit auf gewerbliche Nutzer erweitert, was einen weiteren Schub für die Brennstoffzellen-KWK auslösen dürfte, da hier große Potentiale für stromintensive GHD-Betriebe bestehen. Geht man weiter von dieser positiven Entwicklung aus und nimmt an, dass sich der Bestand jedes Jahr verdoppeln wird, kann man unter Berücksichtigung der Lernkurve aus Japan aus Abbildung 11 die Preisentwicklung abschätzen. So würde sich bei jährlich verdoppelnden

Anlagezahlen (in ca. 6 Jahren ca. 64.000 Anlagen) eine zu anderen Heizungssystemen wirtschaftlich konkurrenzfähige Technologie entwickeln. Deshalb wurde ein kontinuierlich sinkender Preis der SOFC-Anlage angenommen. Die Lernkurve wäre mit der Annahme der sich jährlich verdoppelnden Verkaufszahlen auch der Preisänderungsfaktor. Jedoch beziehen sich die Wachstumszahlen auf die Summe aller Brennstoffzellen-Anlagen und nicht nur auf SOFC-Anlagen. Zusätzlich wird während des Zeitraums der wirtschaftlichen Berechnung von 15 Jahren der Zuwachs der Verkaufszahlen abflachen, da diese zumindest in Deutschland durch die Verkaufszahlen für Heizungsanlagen limitiert sind. Darüber hinaus ist damit zu rechnen, dass die Lernkurve durch die eingetretene technologische Reife abflachen wird, so dass in dieser Arbeit mit einem sinkenden Anlagenpreis über den Betrachtungszeitraum mit vorsichtigen 9 % pro Jahr ab dem Ausgangsjahr 2016 gerechnet wird. Dieser Logik folgend wird ab dem Jahr 2020 für die nächsten 15 Jahre eine Preisdegression von durchschnittlich 5 % angenommen. Schließlich wird für die Berechnung, die im Jahr 2030 beginnt, angenommen, dass sich der Preisänderungsfaktor so stark gesenkt hat, dass sich die noch auftretenden Skaleneffekte und die Inflation über den Betrachtungszeitraum gegenseitig aufheben.

Der Preisänderungsfaktor für Gas und Strom für den Endkunden ist ebenfalls schwer zu approximieren. Der Gaspreis wurde mit Hinblick auf Kapitel 3.1 über die nächsten Jahre konstant gehalten. Betrachtet man den Strompreis für Haushaltskunden, ist dieser in den letzten 15 Jahren wegen der gewachsenen (EEG-) Umlage stark gestiegen, in den vergangenen Jahren allerdings nur noch leicht, da größere Umlageanstiege durch die Liquiditätsrücklagen auf dem EEG-Konto verhindert wurden. Dies wird sich 2019 mit den ambitionierten Ausbauzielen für regenerative Energien und einer dann fehlenden Liquiditätsrücklage laut Öko-Institut ändern, das eine Studie zur EEG-Umlage im Auftrag von Agora Energiewende durchgeführt hat. In dieser wird prognostiziert, dass bis 2023 die EEG-Umlage noch um 1-2 Cent/kWh steigen und schließlich bis 2035 um 2-4 Cent/kWh fallen wird [Öko-Institut]. Damit sagen sie für 2035 einen ähnlichen Strompreis wie heute voraus. Deshalb wurde für die wirtschaftlichen Betrachtungen, die in den Jahren 2016 und 2020 beginnen, mit einem im Schnitt 1 Cent/kWh teureren Strom gerechnet. Damit erhöht sich der Strom mit ca. 0,45 % pro Jahr. Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit, die im Jahr 2030 beginnt, geht von einem konstanten Strompreis in der jetzigen Höhe aus.

Die Einnahmen durch den Stromverkauf am Spotmarkt werden durch die fallenden durchschnittlichen Preise am Markt jedoch sinken. Nach Kuhn werden die Preise von 2020 bis 2030 um ca. 27 % niedriger ausfallen. Deshalb wurde für die Einnahmen ein negativer Preisänderungsfaktor verwendet.

Tabelle 21: Investitionskosten für die Komponenten des Prosumers

Komponente	2016	2020	2030
Wärmepumpe (Stiebel Eltron 18 E)	8.000 €	8.450 €	9.650€
BlueGEN	25.000 €	17.200 €	10.300€
Warmwasserspeicher (1000 l)	1.000 €	1.070 €	1.210 €

Aus den aktuellen Investitionskosten und den Preisänderungsfaktoren (Tabelle 20) ergeben sich die Investitionskosten für die Jahre 2020 und 2030 (Tabelle 21).

Welche möglichen Förderungen für die Investitionskosten der einzelnen Anlagen derzeit und in den Berechnungen für die Jahre 2020 und 2030 anzunehmen sind, ergibt sich aus Tabelle 22. Dabei wird davon ausgegangen, dass die aktuellen Fördermechanismen noch mittelfristig zur Verfügung stehen werden, langfristig nicht mehr. Damit würde den Förderungen aus dem Weißbuch für den Strommarkt 2.0 nach einem unverzerrten Preissignal Rechnung getragen.

Tabelle 22: Anlagenförderung in betrachteten Jahren

Förderung		2016	2020	2030
BAFA	Wärmepumpe	1.800 €	1.800 €	0 €
	BlueGEN	3.793 €	3.793 €	0 €
KfW		12.450 €	12.450 €	0 €

Nicht nur die Förderung der Investitionskosten, auch die Förderung der Vergütung wird bis 2020 als konstant angenommen. Im Jahr 2030 entfallen die Förderungen. Aktuell werden vom Gesetzgeber die vermiedenen Netzentgelte neu geregelt. Nach jetzigem Stand werden sie nach dem Jahr 2023 für kleine KWK-Anlagen ohne Bestandsschutz auslaufen. Die Übersicht über alle Annahmen bezüglich des Betriebs der Anlage ist in Tabelle 23 zu finden.

Tabelle 23: Einnahmen und Kosten aus dem Betrieb der Anlage

Einnahmen und Kosten	2016	2020	2030
Strompreis für Haushaltskunden	29,77 Cent/kWh [B81, p. 48]	30,59 Cent/kWh	29,77 Cent/kWh
Erdgaspreis (Haushalt/Gewerbe)	6,42/3,15 Cent/kWh [B81, pp. 21–22]	6,42/3,15 Cent/kWh	6,42/3,15 Cent/kWh
Energiesteuer	0,55 Cent/kWh	0,55 Cent/kWh	0 Cent/kWh
Stromsteuer	2,05 Cent/kWh	2,05 Cent/kWh	2,05 Cent/kWh
KWK Zuschlag Eigenverbrauch	4 Cent/kWh [B35, p. 9]	4 Cent/kWh	0 Cent/kWh
KWK Zuschlag Netzeinspeisung	8 Cent/kWh [B35, p. 9]	8 Cent/kWh	0 Cent/kWh
durchschnittliche Stromvergütung am Day- Ahead-Markt	3,16 Cent/kWh [B30, p. 3]	3,07 Cent/kWh. [B42, pp. 16–18]	2,23 Cent/kWh [B42, pp. 16–18]
vermiedene Netznutzungsentgelte	0,5 Cent/kWh [B94, p. 12]	0,5 Cent/kWh	0 Cent/kWh

Schließlich müssen noch die Abschreibungs- und Förderzeiträume für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung definiert werden. Die Abschreibungszeiträume sind in der VDI 2067 klar geregelt. Zusätzlich ist die Förderdauer der KWK-Zuschläge für 60.000 Vollbetriebsstunden im KWK-Gesetz festgeschrieben. Dies entspricht knapp sieben Jahre Förderung bei maximaler Leistung. Die Zeiträume sind in Tabelle 24 zusammengefasst. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde schließlich der Zeitraum von 15 Jahren gewählt, der Zeitraum, in dem KWK-Anlagen abgeschrieben werden. Dafür wurde vorausgesetzt, dass die BlueGEN schon jetzt und nicht erst in Zukunft eine Lebensdauer von 15 Jahren besitzt.

Tabelle 24: Abschreibungs- und Förderzeiträume [B93, pp. 21–23]

Bauteil	2016	2020	2030
Wärmepumpe	18 Jahre	18 Jahre	18 Jahre
KWK-Anlagen	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
Warmwasserspeicher	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
KWK-Zuschlag	60.000 VBH [B35, p. 10]	60.000 VBH	0 VBH

Tabelle 25: Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2016

Annuitäten	BAFA	KfW	Spotmarkt
kapitalgebundenen Kosten	-2999 €	-2220 €	-3340 €
bedarfsgebundene Kosten Strom	-775 €	-887 €	-1051 €
bedarfsgebundene Kosten Gas	-1423 €	-1423 €	-467 €
betriebsgebundene Kosten	-457 €	-457 €	-457 €
Einnahmen	745 €	745 €	122 €
Gesamtkosten	-4908 €	-4242 €	-5194 €

Tabelle 26: Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2020

Modell	BAFA	KfW	Spotmarkt
kapitalgebundene Kosten	-2360 €	-1582 €	-2702 €
bedarfsgebundene Kosten Strom	-794 €	-906 €	-942 €
bedarfsgebundene Kosten Gas	-1423 €	-1423 €	-464 €
betriebsgebundene Kosten	-409 €	-409 €	-409 €
Einnahmen	701 €	701 €	124 €
Insgesamt	-4285 €	-3618 €	-4376 €

Tabelle 27: Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung im Jahr 2030

Modell	ungesteuerte Einspeisung	Spotmarkt
kapitalgebundene Kosten	-2268 €	-2268 €
bedarfsgebundene Kosten Strom	-862 €	-599 €
bedarfsgebundene Kosten Gas	-1423 €	-409 €
betriebsgebundene Kosten	-365 €	-365 €
Einnahmen	164 €	75 €
Insgesamt	-4753 €	-3567 €

8 Bibliography

- [B1] Adrian Lange, *McCulloch-Pitts-Zelle nach Minsky*, 2011. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Diagram_of_a_McCulloch-Pitts-cell.svg (accessed February 1, 2017).
- [B2] Agora Energiewende, *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien: Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten*. Berlin, 2014. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf (accessed December 20, 2017).
- [B3] Agora Energiewende, *Energiewende und Dezentralität: Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte*. Berlin, 2017. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf (accessed November 6, 2017).
- [B4] Ametek, *Baureihe "Advanced Temperature Calibrator": Modell ATC-156/157/320 und 650*. Allerød, 2012. https://www.nbn-elektronik.ch/shop/files/jofra_ATC-156-157-320-650.pdf (accessed December 18, 2018).
- [B5] *Anlage 1 EnEV Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden: EnEV 2014*, 2014. https://www.jurion.de/gesetze/enev-1/anlage_1/ (accessed December 6, 2017).
- [B6] Arbeitsgemeinschaft Brennstoffzellen, *Brennstoffzellen Branchenführer Deutschland 2016: Countdown zur Technologieeinführung*. Berlin, 2016. <http://bz.vdma.org/documents/266669/906967/VDMA%20AG%20BZ%20Branchenf%C3%BChrer%202016/b36bc6dd-9e04-49df-a6f0-e138b19c7e04> (accessed November 16, 2016).
- [B7] Arsalis, A., Kær, S. K., and Nielsen, M. P., "Modeling and optimization of a heat-pump-assisted high temperature proton exchange membrane fuel cell micro-combined-heat-and-power system for residential applications," In *Applied Energy*, 569–81. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915003153?via%3Dihub> (accessed December 10, 2017).
- [B8] Behnert, U., *User Manual SimulationX 3*. Dresden, 2015.
- [B9] Bergmann, A. and Erhorn, H., *Energieeffizienz elektrisch angetriebener Wärmepumpen: Praxisergebnisse aus dem Monitoring*. Stuttgart, 2017. https://www.forschungsinitiative.de/fileadmin/user_upload/Forschung/Effizienzhaus_Plus/Forschung/Begleitforschung_Netzwerk/W%C3%A4rmepumpeneffizienzen_IBP_Mitteilung_549.pdf (accessed November 9, 2017).
- [B10] Biegel, B., Andersen, P., Stoustrup, J., Madsen, M. B., Hansen, L. H., and Rasmussen, L. H., "Aggregation and Control of Flexible Consumers – A Real Life Demonstration," In *IFAC Proceedings Volumes*, 9950–55 (accessed November 14, 2017).

- [B11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Berlin, 2015.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33 (accessed November 19, 2015).
- [B12] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030*. Bonn, 2018.
https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile.
- [B13] Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie, *Warmwasserspeicher –Energie-label und Ökodesign-Anforderungen*. Köln, 2015.
- [B14] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Entwicklung der Energieversorgung 2015*. Berlin, 2016.
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8E837547F4624594C1257F7D0057694A/\\$file/Entwicklung%20Oder%20Energieversorgung%202015.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8E837547F4624594C1257F7D0057694A/$file/Entwicklung%20Oder%20Energieversorgung%202015.pdf) (accessed September 7, 2017).
- [B15] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Stromzahlen 2017: Der deutsche Strommarkt auf einen Blick*. Berlin, 2017. <https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Stromzahlen-2017.pdf> (accessed December 20, 2017).
- [B16] Callux, *Praxistest Brennstoffzelle fürs Eigenheim: Hintergründe und Aktivitäten*. Berlin, 2015.
https://www.now-gmbh.de/content/2-bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/5-strom-und-waerme-mit-brennstoffzellen/1-callux/150930_callux_standard_15-09-30.pdf (accessed January 10, 2018).
- [B17] Ceramic Fuel Cells, *Ceramic Fuel Cells in Deutschland*. Heinsberg, 2013.
http://www.bluegen.de/fileadmin/Dokumente/Informationsmappe_CFC_08-13.pdf (accessed March 15, 2017).
- [B18] Christoph Lingg, *Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle*, 2017.
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Brennstoffzelle_funktionsprinzip.png.
- [B19] CreditPlus Bank AG, *Kreditrechner*. Stuttgart, 2017. <https://kreditrechner.creditplus.de/form-cms/f?hnr=700&pt=28&kp=12000&lz=72&subid=&subid2=&trkid=> (accessed 13.09.17).
- [B20] Daniel Lödige, Bernd Thomas, Christine Widmann, *Stromoptimierter Betrieb von KWK-Anlagen durch intelligentes Wärmespeichermanagement*. Reutlingen, 2016.
http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/118201/bwe13002_abschlussbericht.pdf?command=downloadContent&filename=bwe13002_abschlussbericht.pdf&FIS=203 (accessed November 8, 2016).
- [B21] Dany, C., *Strom erzeugende Heizung im Ein- und Zweifamilienhaus*. Berlin, 2016.
http://www.asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2015/broschueren/asue_strom_erzeugende_heizung_2015_0.pdf (accessed March 23, 2017).
- [B22] Dicks, A. and Larminie, J., *Fuel Cell Systems Explained*, 2nd ed. Chichester, West Sussex: J. Wiley, 2011 (accessed November 21, 2016).

- [B23] DIN EN 60751:2009-05, Industrielle Platin-Widerstandsthermometer und Platin-Temperatursensoren (IEC_60751:2008); Deutsche Fassung EN_60751:2008.
- [B24] E4tech, *The Fuel Cell Industry Review 2015*. London, 2016. <http://www.fuelcellindustryreview.com/> (accessed March 27, 2017).
- [B25] E4tech, *The Fuel Cell Industry Review 2016*: London, 2017. <http://www.fuelcellindustryreview.com/> (accessed March 28, 2017).
- [B26] Ellamla, H. R., Staffell, I., Bujlo, P., Pollet, B. G., and Pasupathi, S., “Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector,” In *Journal of Power Sources*, 312–28. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775315009313?via%3Dihub> (accessed November 17, 2016).
- [B27] Elster, *EXPERIMENTIERGASZÄHLER, TROCKENE BAUART*. Mainz-Kastel, 2005. <https://docuthek.kromschroeder.com/documents/index.php?menuid=29&topmenu=29&folder=400054> (accessed December 15, 2018).
- [B28] Endress + Hauser, *Proline Promag 50H, 53H: Magnetisch-induktives Durchfluss-Messsystem Durchflussmengenmessung von Flüssigkeiten in Hygiene-, Lebensmittel- oder Prozessapplikationen*. Weil am Rhein, 2012. https://portal.endress.com/wa001/dla/5000319/0452/000/06/TI00048DDE_1312.pdf (accessed December 19, 2018).
- [B29] ene.field, *Field support reports - review of lessons learnt - Final*. Brussels, 2016. <http://enefield.eu/wp-content/uploads/2016/10/Field-support-report-review-of-lessons-learnt-Oct.-2016.pdf> (accessed March 27, 2017).
- [B30] European Energy Exchange, *Phelix Power Spot History 2015*. Leipzig, 2016.
- [B31] European Energy Exchange AG, *Geschäftsbericht 2017: Local Expertise in Global Commodity Markets* 68. Leipzig, 2018 (accessed August 21, 2018).
- [B32] Fischer, D. and Madani, H., “On heat pumps in smart grids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 342–357, 2017.
- [B33] Frank Obernitz, “Brennstoffzellen-Mikro-KWK für die Energiewende,” *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 62, no. 6, pp. 63–64, 2012.
- [B34] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017*, 2017. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf (accessed July 15, 2018).
- [B35] *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung: KWKG*, 2017. https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/_17.html (accessed January 5, 2018).
- [B36] *Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur: Netzentgeltmodernisierungsgesetz*, 2017. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/NEMoG.html> (accessed July 15, 2018).
- [B37] Giersberg, G., “Der große Kampf um die Wasserstoff-Heizung: Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist die Zukunft. Dabei helfen wird auch diese Technologie.,” *Frankfurter Allgemeine*

- Zeitung*, 2017. <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wasserstoff-als-alternative-zu-wind-und-solarstrom-14926503.html> (accessed March 27, 2017).
- [B38] Hedegaard, K., Mathiesen, B. V., Lund, H., and Heiselberg, P., “Wind power integration using individual heat pumps – Analysis of different heat storage options,” *Energy*, vol. 47, no. 1, pp. 284–293, 2012.
- [B39] Hitzelberger, K., *Steuer- und Regelstrategien für Wärmepumpen in Wohngebäuden*, (Bachelorarbeit). München, 2013.
- [B40] Initiative Brennstoffzelle, *Geräteangebot: Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung*. Allendorf (Eder), 2016.
- [B41] Jungbluth, C. H., *Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem*. Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energietechnik 59. Jülich: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH, 2007.
- [B42] Jungwirth, J., *Lastmanagement in Gebäuden: Entwicklung einer modellprädiktiven Regelung mit einem adaptiven Gebäudemodell zur Flexibilisierung der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden*, (Dissertation). München, 2014.
- [B43] Kirsch GmbH, *Kirsch HomeEnergy: Kirsch nano*. Trier, 2016. <http://www.kirsch-homeenergy.de/produkte/kirsch-nano.html> (accessed March 21, 2017).
- [B44] Kleinmaier, M. and Schwarz, J., “Elektro-Speicherheizung – neue Anwendung statt Verbot,” *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 59, no. 5, pp. 60–61, 2009. <http://www.nachtspeicher.info/Elektro-Speicherheizung-et.pdf> (accessed November 10, 2017).
- [B45] Kreditanstalt für Wiederaufbau, *KfW-Information für Multiplikatoren: Energieeffizient Bauen und Sanieren - Zuschuss Brennstoffzelle 433*. [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/Rundschreiben/Multiplikatoren_Info_2017_07_28.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/Rundschreiben/Multiplikatoren_Info_2017_07_28.pdf) (accessed 19.09.17).
- [B46] Kreditanstalt für Wiederaufbau, *Energieeffizient Bauen und Sanieren - Zuschuss Brennstoffzelle (433)*. Frankfurt am Main, 2016. [https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Service/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf.\)-\(D-EN\)/Barrierefreie-Dokumente/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-Zuschuss-Brennstoffzelle-\(433\)-Merkblatt/](https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Service/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf.)-(D-EN)/Barrierefreie-Dokumente/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-Zuschuss-Brennstoffzelle-(433)-Merkblatt/) (accessed March 29, 2017).
- [B47] Kuhn, P., *Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung*, (Dissertation). München, 2012.
- [B48] Kukuk, J. S., *Aufbau einer erdgasbetriebenen Brennstoffzellenanlage*. Berlin: Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2000. https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/brennstoffzellen/2000/grafiken/grafik_056_f.jpg (accessed August 21, 2018).
- [B49] Leers, F., *10-Jahres-Verlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland*. Köln, 2017. <http://www.bdh-koeln.de/presse/daten-fakten.html> (accessed 13.12.17).

- [B50] Lehmacher, J., *BHKW Schema*. Bonn, 2012. https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/7/7c/Bhkw_schema.png (accessed December 17, 2017).
- [B51] Lipp, J., *Flexible Stromerzeugung mit Mikro-KWK-Anlagen: Experimentelle Untersuchung der Möglichkeiten einer flexiblen Stromerzeugung von Mikro-KWK-Anlagen mit Hilfe einer Wärmebedarfsprognose und einem intelligenten Speichermanagementsystem*, (Dissertation). München, 2014.
- [B52] Lipp, J., Sänger, F., and Tzscheuschler, *Mikro-KWK-Anlagen im Gewerbe: Energieeffiziente Technologien und Anwendungen*. München: Bayrisches Staatsministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst, 2012. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1176065/1176065.pdf> (accessed October 23, 2017).
- [B53] Loßner, M., Böttger, D., and Bruckner, T., “Wirtschaftliches Potential virtueller Kraftwerke im zukünftigen Energiemarkt – Eine szenariobasierte und modellgestützte Analyse,” *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, vol. 39, no. 2, pp. 115–132, 2015 (accessed November 2, 2017).
- [B54] Lund, H., Möller, B., Mathiesen, B. V., and Dyrelund, A., “The role of district heating in future renewable energy systems,” *Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 1381–1390, 2010.
- [B55] Magnus Manske, *Schéma d'une pile à combustible PEMFC*, 2008. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Fuel_cell_PEMFC.svg (accessed 10.08.18).
- [B56] Maslaton, M., *Das Pooling von Entnahmestellen nach der StromNEV: Bedeutung und Anforderungen für Netznutzer*. Leipzig, 2014. <https://www.maslaton.de/news/2014-4-maslaton--n210.pdf> (accessed 03.11.17).
- [B57] Mühlbacher, H., *Verbrauchsverhalten von Wärmeerzeugern bei dynamisch variierten Lasten und Übertragungskomponenten*, (Dissertation). München, 2007 (accessed November 15, 2017).
- [B58] Müller + Ziegler, *Energiezähler für Wechselstrom: mit Stromwandler oder Direktanschluss*. Gunzenhausen, 2018. https://www.mueller-ziegler.de/fileadmin/user_upload/Energiezaehler_EZW_EZD/MuellerZiegler-02-2018_Energiezaehler_EZW.pdf (accessed December 18, 2018).
- [B59] Nelles, O., Ernst, S., and Isermann, R., “Neuronale Netze zur Identifikation nichtlinearer, dynamischer Systeme: Ein Überblick,” *Automatisierungstechnik*, vol. 45, no. 6, pp. 251–262, 1997 (accessed February 6, 2017).
- [B60] Next Kraftwerke, *Was ist Regelenergie?* Köln, 2017. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie> (accessed June 15, 2018).
- [B61] Obernitz, F., *BlueGen – das hocheffiziente Mikrokraftwerk*. Energiewende mit Mikro-KWK. Osnabrück, 29.11.11. <http://www.akvt.de/ft2011/unterlagen/A3-CFC.pdf> (accessed April 4, 2017).
- [B62] Palzer, A. and Henning, H.-M., “A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: Results,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 1019–1034, 2014.

- [B63] Panasonic, *Tokyo Gas and Panasonic to Launch New Improved "Ene-Farm" Home Fuel Cell with World-Highest Power Generation Efficiency at More Affordable Price*. Tokyo, 2011. <http://news.panasonic.com/global/press/data/en110209-2/en110209-2.html> (accessed March 29, 2017).
- [B64] Panasonic, *Development history | Residential fuel cell | Panasonic Corporation*. Osaka, 2017. https://panasonic.co.jp/ap/FC/en_history_01.html (accessed March 27, 2017).
- [B65] Paschotta, R., *Wärmepumpe*. Bad Dürkheim, 2010. <https://www.energielexikon.info/waermepumpe.html> (accessed 09.11.17).
- [B66] Richter, W., *Einfluss des Nutzerverhaltens auf den Energieverbrauch in Niedrigenergie- und Passivhäusern*. Bauforschung für die Praxis 63. Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verl., 2003.
- [B67] *Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kWel: Mini-KWK-Richtlinie*, 2014. https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/Mini%20Kwk%20Richtlinie_0.pdf (accessed June 15, 2017).
- [B68] Roon, S. and Gobmaier, T., *Demand Response*. München, 2010. <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/344-demand-response> (accessed April 11, 2017).
- [B69] Rudolph, M. and Wagner, U., *Energieanwendungstechnik: Wege und Techniken zur effizienteren Energienutzung*. VDI-Buch. Berlin, Heidelberg: Springer, 2008 (accessed December 21, 2016).
- [B70] RWE Effizienz GmbH, *Broschüre RWE easyOptimize Mikro-KWK-Anlage*. Dortmund, 2014 (accessed November 8, 2017).
- [B71] Sautter, A., *Wie Strombörsen funktionieren*. München, 2016. <http://www.bayern-innovativ.de/cluster-energie-technik/energieumstieg/stromboerse.pdf> (accessed 3.11.17).
- [B72] Schellong, W., *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2016.
- [B73] Schubert, S., Härdtlein, M., and Graf, A., *Mini-/Mikro-KWK im Kontext der deutschen Energiewende: Eine Analyse des soziotechnischen Innovationsfeldes*. Stuttgart, 14. http://www.uni-stuttgart.de/litres/Publikationen/LITRES_Discussion_Paper_2014-02.pdf (accessed March 21, 2017).
- [B74] Seifert, J., Hartan, J., and Meinzenbach, A., *Mikro-BHKW-Systeme für den Gebäudebereich*. Berlin: VDE Verl., 2013.
- [B75] Sironi, M., *Cleverer Box vernetzt Energieerzeuger zu einem digitalen Kraftwerk*. Arnberg: STROBEL VERLAG GmbH & Co. KG, 2017. <https://www.ikz.de/detail/news/detail/cleverer-box-ernetzt-energieerzeuger-zu-einem-digitalen-kraftwerk/> (accessed November 3, 2017).
- [B76] Sperlich, V., *Übungsaufgaben zur Thermodynamik mit Mathcad*. München: Fachbuchverl. Leipzig im Carl-Hanser-Verl., 2002.
- [B77] Stadtwerke München, *Erdgasqualität im Verteilungsnetz des Großraumes München, Durchschnittswerte des Jahres 2012*. München, 2013.

- [B78] Stadtwerke München, *Erdgasqualität im Verteilungsnetz des Großraumes München*, Durchschnittswerte des Jahres 2014. München, 2015.
- [B79] Stahl, L.-F., *ISH15: Premiere der SenerTec Dachs InnoGen Brennstoffzelle*. Neuendorf: BHKW Infothek, 2015. <https://www.bhkw-infothek.de/nachrichten/22510/2015-03-25-ish15-premiere-der-senertec-dachs-innogen-brennstoffzelle/> (accessed October 9, 2017).
- [B80] Stahl, L.-F., *Schwere Zeiten: Insolvenzen von Simple Energie, Ceramic Fuel Cells und intelli sowie Probleme mit dem Wolf GTK-4 von Kirsch*. Neuendorf: BHKW Infothek, 2015. <https://www.bhkw-infothek.de/nachrichten/22857/2015-04-16-schwere-zeiten-insolvenz-von-simple-energie-ceramic-fuel-cells-und-intelli-sowie-probleme-mit-dem-wolf-gtk-4-von-kirsch/> (accessed March 21, 2017).
- [B81] Statistisches Bundesamt, *Daten zur Energiepreisentwicklung*. Wiesbaden, 2017. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung/gPDF_5619001.pdf?__blob=publicationFile.
- [B82] Statistisches Bundesamt, *Bautätigkeit und Wohnungen: Bestand an Wohnungen*. Bonn, 2017. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bauen/Wohnsituation/BestandWohnungen2050300167004.pdf?__blob=publicationFile (accessed 07.09.17).
- [B83] Stehlík, K. B., *Zur Degradation von oxidkeramischen Brennstoffzellen*, Dissertation. München, 2010.
- [B84] Stiebel Eltron, *WPL 18 E: LUFT-WASSER-WÄRMEPUMPEN*. Holzminden, 2016. https://www.stiebel-eltron.de/de/home/produkte-loesungen/erneuerbare_energien/waermepumpe/luft-wasser-waermepumpen/wpl_13_18_23_e/wpl_18_e/technische-daten.product.pdf (accessed February 14, 2017).
- [B85] Sunspanzler, *solid oxide fuel cell*, 2014. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solid_oxide_fuel_cell_de.svg (accessed June 12, 2018).
- [B86] Thermondo, *Die Elcore 2400 versorgt Ihr Eigenheim mit Wärme und Strom*. Berlin, 2017. <https://www.thermondo.de/leistungen/heizsystem/brennstoffzellenheizung/elcore-2400/> (accessed October 9, 2017).
- [B87] Thermondo, *Viessmann Vitocalor 300-P: Stromerzeugende Heizung für Ihr Eigenheim*. Berlin, 2017. <https://www.thermondo.de/leistungen/heizsystem/brennstoffzellenheizung/viessmann-vitocalor-300-p/> (accessed 09.10.17).
- [B88] Thoden, M., *Regelenergiemarkt: Wie entstehen die Preise?* Köln: Next Kraftwerke, 2013. <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/regelenergiemarkt-preisbildung> (accessed November 3, 2017).
- [B89] Ullrich, S., "Eigenverbrauch bleibt von Stromsteuer befreit," *Erneuerbare Energien*, 2017. <https://www.erneuerbareenergien.de/eigenverbrauch-bleibt-von-stromsteuer-befreit/150/436/100789/> (accessed November 24, 2017).

- [B90] Uwe Dietze, *Betriebserfahrungen mit japanischen Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung*. Berliner Energietage. Berlin, 2015. http://asue.de/sites/default/files/asue/termine_veranstaltungen/2015/bet2015/02_2015-04-29_Betriebserfahrungen-mit-japanischen-BZ-bei-RWE.pdf (accessed 09.10.17).
- [B91] Vaillant, *mikro-BHKW ecoPOWER 1.0*. Remscheid, 2016. https://www.vaillant.de/heizung/produkte/mikro-bhkw-ecopower-1-0-1793.de_de.html (accessed March 21, 2017).
- [B92] Verein Deutscher Ingenieure, *VDI 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*. Berlin: Beuth Verlag, 2008.
- [B93] Verein Deutscher Ingenieure, *VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Blatt 1*. Berlin: Beuth Verlag, 2012.
- [B94] *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen: Stromnetzentgeltverordnung -StromNEV*, 2005. <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/StromNEV.pdf> (accessed January 5, 2018).
- [B95] Wagner, U., Held, A., and Heilek, C., *Energiewirtschaftliche Bewertung der Wärmepumpe in der Gebäudeheizung*. München, 2009.
- [B96] Warnken, A., *Technisches Datenblatt neoTower® LIVING*. Saterland, 2017. <http://www.neotower.de/wp-content/uploads/Technisches-Datenblatt-neoTower-LIVING.pdf> (accessed March 21, 2017).
- [B97] Wei, M., Smith, S. J., and Sohn, M. D., "Experience curve development and cost reduction disaggregation for fuel cell markets in Japan and the US," *Applied Energy*, vol. 191, pp. 346–357, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.056> (accessed March 30, 2017).
- [B98] Wiemann, H., Eberle, U., and Soherr, A., *Heizungs- und Raumlufttechnik, 2.*, neubearbeitete und erweiterte Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 1992. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-322-96780-0>.
- [B99] Windeknecht, M. and Tzscheuschler, P., *Increasing electricity self-consumption of micro CHP-Systems with electrically driven heater*, Proceedings. The 4th International Conference on Microgeneration and Related Technologies (Microgen4). Tokyo, 2015.