



PhD-FSTM-2020-077  
The Faculty of Sciences, Technology and Medicine

## DISSERTATION

vorgestellt am 10/12/2020 in Luxembourg  
zur Erlangung des Titels

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DU LUXEMBOURG  
EN SCIENCES DE L'INGÉNIEUR

von

**Steffen Bechtel**

geboren am 17. Januar 1991 in Trier (Deutschland)

DEMAND-SIDE-MANAGEMENT MIT WÄRMEPUMPEN IN  
LUXEMBURG

POTENZIALE UND HERAUSFORDERUNGEN DER WÄRMEPUMPENFLEXIBILITÄT FÜR DIE  
SYSTEMINTEGRATION DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

### Prüfungskommission

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholzen, *Thesis Supervisor*  
*Professor, Université du Luxembourg*

Prof. Dr.-Ing. Stefan Maas, President  
*Professor, Université du Luxembourg*

Prof. Dr.-Ing. Jean-Régis Hadji-Minaglou  
*Professor, Université du Luxembourg*

Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow  
*Professor, Technische Universität Kaiserslautern*

Prof. Dr.-Ing. Philippe André  
*Professor, Université de Liège*

---

## Publikationen

Bechtel, Rafii-Tabrizi, Scholzen, Hadji-Minaglou (2019) – “*Demand-Side-Management Potentials for Heat-Pumps in Residential Buildings*”, Building Simulation 2019, Rome

Bechtel, Rafii-Tabrizi, Scholzen, Hadji-Mindaglou, Maas (2020) – “*Influence of Thermal Energy Storage and Heat Pump Parametrization for Demand-Side-Management in a Nearly-Zero-Energy-Building using Model Predictive Control*”, Energy and Buildings, vol. 226

Bechtel, Scholzen (2020) – „*Gestion de la Demande avec les pompes à chaleur*”, NeoMag : Gestions des flux entre le bâtiment et son environnement, vol. 35, 12/2020

Bechtel, Scholzen (2021) – „*Wärmemarktstudie für das Großherzogtum Luxemburg - Eine Analyse des Wärmemarktes im Kontext nationaler Rahmenbedingungen und energiepolitischer Zielsetzungen*“, Bauphysik, 1/2021

---

## Zusammenfassung

Mit der Einführung des “Green Deal“ hat die Europäische Union das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 formuliert. Die notwendigen Maßnahmen werden auch in Luxemburg zu einem massiven Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien, vor allem von Windkraft und Photovoltaik führen, aus dem sich ein zunehmender Bedarf für Flexibilität im Energiesystem ableiten lässt. Die Ausgestaltung des EU-Binnenmarktes für Strom sieht eine aktive Beteiligung des Verbrauchers vor, der auf Basis flexibler Strompreise seinen Verbrauch steuert und somit, unter Reduktion seiner Energiekosten, zum Flexibilitätsbereitstellung beiträgt. In Privathaushalten zielen solche Demand-Side-Management Maßnahmen vor allem auf Wärmepumpen ab. Diese Arbeit untersucht das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen in Wohngebäuden stellvertretend für den luxemburgischen Kontext und analysiert Herausforderungen, die sich in diesem Zusammenhang ergeben. Als Zeithorizont der Untersuchung gilt das Jahr 2030. Die hier vorgestellte Methodik ist dabei auf vergleichbare Regionen in Europa übertragbar.

Die Aufgabenstellung wird anhand thermischer Simulationen in TRNSYS, die das Wohngebäude sowie das Heizungssystem darstellen, analysiert. Eine für diese Arbeit in MATLAB entwickelte Model-Predictive-Control steuert die Wärmepumpe auf Basis variabler Strompreise mit dem Ziel, die Energiekosten zu minimieren. Ein neuronales Netz bestimmt dabei die Wärmeentnahme aus dem Heizwärmespeicher, so dass die Model-Predictive-Control letztlich ohne integriertes Gebäudemodell funktioniert. Die Eignung dieses Ansatzes wird über die Simulationsergebnisse validiert.

Aus den nationalen Entwicklungen im Gebäudebestand leitet sich ein theoretisches Wärmepumpenpotenzial von 236-353 MW<sub>el</sub> ab, das zur Flexibilitätsbereitstellungerschlossen werden kann. Die große Bandbreite entsteht aus unterschiedlichen Annahmen zur jährlichen Gebäudesanierungsrate. Das technisch erschließbare Potenzial ist bedeutend geringer und ergibt sich aus der Entwicklung des Wärmepumpenmarktes. Da die Datenlage zu Wärmepumpen in Luxemburg unzureichend ist, entstand im Rahmen dieser Arbeit eine Wärmemarktstudie, die Verkaufszahlen von 2014-2018 analysiert und Entwicklungen des Wärmepumpenmarktes ableitet. Das technische Potenzial für 2030 beträgt demnach 30-73 MW<sub>el</sub>.

Die Erkenntnisse aus dem nationalen Kontext fließen in die Simulationsmodelle ein. Das Konzept des Demand-Side-Management wird anhand zahlreicher Simulationsfälle getestet und im Hinblick auf Energieeffizienz, Wirtschaftlichkeit und Lastverschiebung evaluiert. Es werden drei Referenzgebäuden, je ein Einfamilienhaus und ein Mehrfamilienhaus gemäß Neubaustandard sowie ein Einfamilienhaus gemäß Mindeststandard für energetische

---

Sanierungen in Luxemburg, erstellt. Die Unterscheidung von Luft/Wasser und Sole/Wasser Wärmepumpen in den Simulationsmodellen, demonstriert den Einfluss der Wärmequelle. Zusätzlich werden Heizwärmespeicher mit sechs unterschiedlichen Volumina berücksichtigt. Der Vergleich mit Referenzfällen demonstriert den Einfluss der prädiktiven Regelung. Als flexible Strompreise werden reale Marktdaten der EPEX-Spot Day-Ahead Auktion verwendet und mit Netzentgelten und steuerlichen Abgaben aus Luxemburg ergänzt.

Die Ergebnisse bestätigen die Eignung des gewählten Model-Predictive-Control Ansatzes ohne integriertes Gebäudemodell. Luft/Wasser Wärmepumpen erzielen bessere Effizienz und Kosteneinspareffekte als Sole/Wasser Wärmepumpen, da die Kostenreduktion neben der Reaktion auf Preissignale auch über eine Verbrauchsoptimierung erreicht werden kann. Bei Anwendung eines Preisprofils mit überwiegend statischen Komponenten ist letzterer Aspekt bedeutend. Gebäude mit höherem Dämmstandard zeigen eine trennschärfere Reaktion auf Preissignale als Gebäude mit niedrigerem Dämmstandard. Letztere haben aufgrund des höheren Energieverbrauchs allerdings absolut betrachtet höhere Kostenreduktionspotenziale. Bei niedrigen Kapazitäten des Heizwärmespeichers sind Effizienz und Kostenreduktion eingeschränkt, da die Reaktion auf Preissignale zu einem sofortigen Temperaturanstieg im Speicher führt, der den Verbrauch der Wärmepumpe erhöht und somit einen gegenläufigen Effekt darstellt. Mit zunehmender Kapazität verbessern sich daher der Stromverbrauch und das Einsparpotenzial. Bei sehr großen Speichern wird dieser positive Einfluss von steigenden Wärmespeicherverlusten kompensiert.

Ein größerer Heizwärmespeicher bedeutet eine zusätzliche finanzielle Investition in das Heizungssystem, die über Kostenreduktionseffekte kompensiert werden muss. Diese Wirtschaftlichkeit ergibt sich für das Mehrfamilienhaus und das schwach gedämmte Einfamilienhaus, jeweils mit Luft/Wasser Wärmepumpe und kleinen bis mittelgroßen Heizwärmespeichern.

Um den Einfluss des Preisprofils zu demonstrieren werden zwei Alternativen getestet. Im ersten Fall wird eine stärkere Preisschwankung, verursacht durch einen höheren Marktanteil der erneuerbaren Energien, angewendet. Im zweiten Fall sorgen variable Netzentgelte für eine zusätzliche Verstärkung der Preissignale. In allen Simulationen verbessert sich die Kostenreduktion, so dass auch stark gedämmte Gebäude mit Luft/Wasser Wärmepumpe und mittelgroßen Heizwärmespeichern wirtschaftlich sind. Dabei verändert sich das Verhalten des Reglers, da die Preissignale zunehmend attraktiver sind als die Verbrauchsoptimierung. Dementsprechend steigt der Stromverbrauch im Vergleich zum vorigen Strompreisprofil. Sole/Wasser Wärmepumpen erreichen lediglich im schwach gedämmten Einfamilienhaus die Wirtschaftlichkeit. Aus den Simulationen ergibt sich folglich ein nationales wirtschaftliches Potenzial von 22-53 MW<sub>el</sub>.

---

Die zahlreichen Randbedingungen des Wärmepumpenbetriebs führen zu einer impliziten Lastverschiebung die schwierig zu bewerten ist. Ein systemischer Nutzen des Demand-Side-Management lässt sich dennoch vor allem aus der Verbrauchsreduktion der Luft/Wasser Wärmepumpen und der sehr wahrscheinlichen Reaktion auf extreme Preissignale ableiten. Für Stromnetzbetreiber erscheint das Erschließen von Wärmepumpen im Wohnbereich als Netzbetriebsmittel fraglich. Die wesentlichen Gegenargumente sind die eingeschränkte Zuverlässigkeit bei Beachtung der Randbedingungen und die geringe elektrische Leistung im Vergleich zu E-Fahrzeugen, die das Niederspannungsnetz in naher Zukunft vor größere Herausforderungen stellen werden. Interessanter sind Konzepte, bei denen Energieversorger oder Direktvermarkter die Flexibilität einer Vielzahl an Wärmepumpen erschließen und zur Optimierung der Strombeschaffung verwenden. In diesem Kontext stellen sich vor allem Fragen der Wirtschaftlichkeit, die auf Basis der hier gefundenen Potenziale insgesamt fraglich bleibt, es sei denn im Konzept finden Wertschöpfungen aus Synergieeffekten statt, die im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden konnten. In Bezug auf die nationale Spitzenlast im Stromsystem wurde ein relevantes Wärmepumpenpotenzial für Demand-Side-Management festgestellt, so dass die Thematik unter der Berücksichtigung der hier aufgeführten Sensitivitäten weiterverfolgt werden sollte.

---

## Abstract

In 2020 the European Union introduced the “Green Deal” and declared the target of climate neutrality until 2050. The necessary measures will lead to a massive roll-out of fluctuating renewable energies such as wind power and photovoltaic. This in turn will lead to an increasing need for flexibility in the energy system. The design of the future European internal market for electricity intends to let end-consumers actively participate by managing their consumption based on variable electricity prices and in that way contributing to the flexibility demand. For private households, these Demand-Side-Management measures target heat pumps in particular. This work analyzes the flexibility potential of heat pumps in residential buildings and addresses challenges in the Luxembourgish context. The time horizon for the evaluation is defined as 2030. The methodology presented in this work is applicable to similar regions in Europe.

The research questions are investigated by the means of thermal simulation. The software TRNSYS is used for the building models and heating systems. A Model-Predictive-Control, developed in MATLAB, is sending control signals to the heat pump that are based on variable electricity tariffs. The heat extraction of the thermal energy storage tank is determined by a neural network, so that the Model-Predictive-Control in itself works without an integrated building model. The suitability of the approach is validated by the simulation results.

Based on the national developments in the building stock, there is a theoretical heat pump potential of 236-353 MW<sub>el</sub> that can offer flexibility. The band with arises because of different suppositions for the yearly refurbishment rate. The technical potential is significantly lower and is determined by the developments of the national heat pump market. As the data availability for Luxembourg was insufficient, a heat market study was initiated that investigated sales numbers for the period of 2014-2018 and derived scenarios until 2030. The technical potential in conclusion amounts to 30-73 MW<sub>el</sub>.

The insights of the national context are used for the design of the simulation models. The concept of Demand-Side-Management is tested with numerous simulation cases and is then evaluated on aspects of energy efficiency, profitability and load shifting. In total there are three reference buildings, one single-family and one multi-family house, each according to the energetic standard of a new construction, and one single-family house that meets the legal requirements for energetic refurbishment in Luxembourg. In order to demonstrate the influence of the heat source there are simulations with air-to-water as well as geothermal heat pumps. The analysis furthermore considers six different thermal energy storage capacities. The influence of the predictive control strategy is demonstrated by a comparison with reference cases that work with a common control. The flexible electricity tariffs are based on real market

---

data of the EPEX-Spot Day-Ahead auction and is completed with grid fees and taxes in Luxembourg.

The simulation results confirm the suitability of the Model-Predictive-Control approach without integrated building model. Air-to-water heat pumps achieve better efficiency and cost reduction than geothermal heat pumps, as they have two ways to reduce the costs: via the variable electricity tariffs and via a performance optimization of the heat pump itself. The performance optimization is the preferred choice of the control strategy if the price profile consists of mainly static components. Buildings with high insulation level show a sharper reaction to price signals than buildings with lower insulation standard. For the latter in return the absolute cost reduction potential is better as the overall energy demand is higher. With low capacity thermal energy storage, the energy efficiency and cost reduction potential are limited since the reaction to price signals immediately leads to a temperature rise in the tank counteracting the overall objective by increasing the heat pump consumption. With increasing tank capacity, this aspect improves. Nevertheless, there is a limit where the increasing heat losses of the tank compensate the positive aspects of bigger tanks.

As the heating systems are usually not equipped with larger thermal energy storage tanks, there is an extra investment for the end-consumer that needs to be compensated by the cost reduction of the Demand-Side-Management. This profitability is only given for the multi-family house and the less insulated single-family house, equipped with an air-to-water heat pump and small to medium sized storage tanks.

Two alternative price profiles are tested in order to demonstrate the influence of the price signals. In the first case, a higher volatility of the prices is presumed, to reflect a higher market share of renewable energies. In the second case variable grid fees are added to the volatile prices to further increase the incentive of Demand-Side-Management. In all simulation cases the cost reduction increases so that that buildings with high thermal insulation and air-to-water heat pump are profitable with medium sized thermal energy storage. At the same time a change of behavior of the predictive controller can be observed as the price signals become more attractive than the aspect of performance optimization, leading to an increased electricity consumption in comparison to the previous price profile. An overall economic potential of 22-53 MW<sub>el</sub> can be concluded.

The numerous constraints for the heat pump operation lead to an implicit load management effect that is difficult to interpret. Nevertheless, there is a clear systemic benefit of Demand-Side-Management that result from the better performance of air-to-water heat pumps and the highly probable reaction to extreme price signals. The assessment of a high number of heat pumps by the grid operator in order to stabilize the electricity grid is questionable. The main

---

counter arguments are the limited reliability considering the constraints and the low electric power compared to the e-mobility that will be the major challenge of the low voltage grids in the nearer future. Concepts, where energy providers or direct marketers assess the flexibility to optimize procurement strategies seems more interesting. In this context the profitability is the main question that cannot be verified based on the findings, except if there is added value stemming from synergy effects that were not considered in this work. In relation to the peak demand of the Luxembourgish energy system there is a relevant heat pump potential for Demand-Side-Management. In the nearer future the subject should be further investigated, keeping in mind the findings and sensitivities presented in this work.

---

## Inhaltsverzeichnis

1	Motivation.....	1
2	Grundlagen und Literaturstudie .....	4
2.1	Technische Grundlagen der Wärmepumpe.....	4
2.2	Literaturstudie.....	7
2.2.1	Wärmespeicher .....	8
2.2.2	Optimierungszweck .....	10
2.2.3	Kontrollstrategien und Modellierung.....	11
2.3	Vorgehensweise .....	14
3	Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg .....	16
3.1	Strom.....	16
3.1.1	EU-Binnenmarktrichtlinie und Binnenmarktverordnung .....	16
3.1.2	Stromhandel und Energieversorger.....	17
3.1.3	Stromnetze .....	19
3.1.4	Stromerzeugung und Stromverbrauch .....	21
3.1.5	Ausblick für 2030 .....	23
3.1.6	Strompreise .....	24
3.1.7	Smart Meter .....	25
3.2	Gebäudesektor.....	26
3.2.1	Wärmeschutzverordnungen .....	26
3.2.2	Gebäudebestand .....	28
3.2.3	Ausblick für 2030 .....	31
3.3	Wärmemarkt .....	34
3.3.1	Ausgangsbasis.....	35
3.3.2	Rahmenbedingungen für Wärmepumpen .....	37
3.3.3	Verkaufsstatistiken.....	38
3.3.4	Ausblick für 2030 .....	41
4	Thermische Simulationen .....	43
4.1	Konzept.....	43

---

4.2	Referenzgebäude.....	45
4.2.1	Einfamilienhaus Energieklasse A .....	45
4.2.2	Einfamilienhaus Energieklasse D .....	47
4.2.3	Mehrfamilienhaus Energieklasse A .....	48
4.3	Simulationsmodell in TRNSYS .....	49
4.3.1	Gebäudemodell und Lüftungsanlage .....	49
4.3.2	Wetter.....	50
4.3.3	Wärmepumpen.....	51
4.3.4	Heizkreise und Wärmespeicher .....	55
4.3.5	Preissignale .....	58
4.4	Model-Predictive-Control .....	59
4.4.1	Settings, Inputs, Outputs .....	63
4.4.2	Neuronale Netze.....	64
4.4.3	Wärmespeicher .....	70
4.4.4	Wärmepumpe.....	71
4.4.5	Zielfunktion.....	72
4.5	Auswahl der Simulationen.....	73
5	Ergebnisse .....	75
5.1	Parameterstudie Luft/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse A .....	76
5.2	Parameterstudie Sole/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse A .....	84
5.3	Parameterstudie Luft/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse D .....	88
5.4	Parameterstudie Sole/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse D .....	91
5.5	Parameterstudie Luft/Wasser Wärmepumpe im Mehrfamilienhaus .....	94
6	Wirtschaftlichkeitsanalyse .....	99
7	Sensitivitätsanalyse mit anderen Strompreisprofilen .....	105
7.1	Volatilere Strompreise .....	105
7.1.1	Energieklasse A mit volatileren Strompreisen.....	106
7.1.2	Energieklasse D mit volatileren Strompreisen.....	111
7.1.3	Mehrfamilienhaus mit volatileren Strompreisen.....	114

---

7.2	Variable Netzentgelte.....	115
7.2.1	Energieklasse A mit variablen Netzentgelten .....	116
7.2.2	Energieklasse D mit variablen Netzentgelten .....	117
7.2.3	Mehrfamilienhaus mit variablen Netzentgelten .....	119
7.3	Einfluss von Verbrauchsabweichungen im Neubaustandard .....	119
7.4	Einfluss der Wärmepumpeneffizienz.....	122
8	Projektion für Luxemburg.....	122
8.1	Abschließende Bewertung des DSM .....	122
8.2	Hochrechnung des Potenzials nationaler Ebene .....	127
8.3	Konzepte zur Erschließung der Wärmepumpen für DSM .....	130
8.3.1	Stabilisierung der Niederspannungsnetze .....	130
8.3.2	Energieversorger/Direktvermarkter .....	133
9	Fazit.....	135

---

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Stromproduktion und installierte Leistung für Luxemburg (2018) [42] .....	22
Tabelle 2 Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Luxemburg bis 2030 (Klimaplan) .....	23
Tabelle 3 Energetische Anforderungen zur Energiepassberechnung in Luxemburg .....	27
Tabelle 4 Anzahl Wohngebäude und Wohneinheiten in Luxemburg Stand 2017 [49] .....	29
Tabelle 5 Mittlere Wohnfläche von Einfamilienhäusern in Luxemburg (STATEC).....	31
Tabelle 6 Wärmedurchgangskoeffizienten Energieklasse A .....	46
Tabelle 7 Wärmedurchgangskoeffizienten Energieklasse D .....	47
Tabelle 8 Leistungsdiagramm der Luft/Wasser Wärmepumpe gemäß DIN EN 14511 .....	51
Tabelle 9 Leistungsdiagramm der Sole/Wasser Wärmepumpe gemäß DIN EN 14511 .....	54
Tabelle 10 Wärmepumpenleistung in A2/W35 bzw. B0/W35 .....	55
Tabelle 11 Kapazität und Dimensionen der Wärmespeicher .....	73
Tabelle 12 Bezeichnung aller Simulationsfälle .....	74
Tabelle 13 Energiekosten der Parameterstudie $A_{LW}$ .....	76
Tabelle 14 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie $A_{LW}$ .....	80
Tabelle 15 Auswertung des Warmwasserspeichers für die Parameterstudie $A_{LW}$ .....	81
Tabelle 16 Preislevel zur Darstellung der Lastverschiebung .....	81
Tabelle 17 Energiekosten der Parameterstudie $A_{SW}$ .....	85
Tabelle 18 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie $A_{SW}$ .....	86
Tabelle 19 Energiekosten der Parameterstudie $D_{LW}$ .....	88
Tabelle 20 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie $D_{LW}$ .....	89
Tabelle 21 Energiekosten der Parameterstudie $D_{SW}$ .....	91
Tabelle 22 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie $D_{SW}$ .....	93
Tabelle 23 Energiekosten der Parameterstudie $MFH_{LW}$ .....	95
Tabelle 24 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie $MFH_{LW}$ .....	97
Tabelle 25 Auswertung des Warmwasserspeichers für die Parameterstudie $MFH_{LW}$ .....	98
Tabelle 26 Investitionskosten der Heizwärmespeicher.....	100
Tabelle 27 Kapitalwerte der Investitionen für $A_{LW}$ und $A_{SW}$ .....	101
Tabelle 28 Kapitalwerte der Investitionen für $D_{LW}$ und $D_{SW}$ .....	102
Tabelle 29 Kapitalwerte der Investitionen für $MFH_{LW}$ .....	102
Tabelle 30 Bezeichnung der Simulationsfälle mit volatileren Preisen .....	106
Tabelle 31 Energiekosten Vergleich zwischen $A_{IW}$ und $A_{LW,P}$ .....	106
Tabelle 32 Preislevel zur Darstellung der Lastverschiebung (volatile Strompreise) .....	108
Tabelle 33 Energiekosten Vergleich zwischen $A_{SW}$ und $A_{SW,P}$ .....	109
Tabelle 34 Kapitalwerte $A_{LW,P}$ und $A_{SW,P}$ .....	111
Tabelle 35 Energiekosten Vergleich zwischen $D_{LW}$ und $D_{LW,P}$ .....	112

---

Tabelle 36 Energiekosten Vergleich zwischen $D_{SW}$ und $D_{SW,P}$ .....	113
Tabelle 37 Kapitalwerte $D_{LW,P}$ und $D_{SW,P}$ .....	114
Tabelle 38 Energiekosten Vergleich zwischen $MFH_{LW}$ und $MFH_{LW,P}$ .....	114
Tabelle 39 Bezeichnung der Simulationsfälle mit variablen Netzentgelten .....	116
Tabelle 40 Energiekosten $A_{LW,N}$ und $A_{SW,N}$ .....	117
Tabelle 41 Energiekosten $D_{LW,N}$ und $D_{SW,N}$ .....	118
Tabelle 42 Kapitalwerte $D_{LW,N}$ und $D_{SW,N}$ .....	119
Tabelle 43 Energiekosten Vergleich zwischen $MFH_{LW}$ und $MFH_{LW,N}$ .....	119
Tabelle 44 Angepasste Wärmedurchgangskoeffizienten für B und MFH-B ([58]).....	120

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Kältemittelkreislauf einer Wärmepumpe .....	5
Abbildung 2 Vergleich idealer Wärmepumpenprozess nach Carnot (links) mit realem Wärmepumpenprozess (rechts) .....	6
Abbildung 3 Entladedauer eines Heizwärmespeichers auf 55°C in einem modernen Einfamilienhaus.....	10
Abbildung 4 Stromnetz der Creos S.A. ....	20
Abbildung 5 Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungsleistung im Verhältnis zur minimalen und maximalen Nachfrage (Quelle: Creos [44]) .....	24
Abbildung 6 Zusammensetzung des Strompreises in Luxemburg.....	25
Abbildung 7 Gebäudebestand nach Baujahr (Stand 2017) .....	29
Abbildung 8 Gebäudebestand Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser je Energieklasse in 2011 (MyEnergy) .....	30
Abbildung 9 Gebäudebestand der Einfamilienhäuser sortiert nach Energieklasse in 2017 und Prognosen für 2030 .....	33
Abbildung 10 Gebäudebestand der Mehrfamilienhäuser sortiert nach Energieklasse in 2017 und Prognosen für 2030.....	34
Abbildung 11 Zum Heizen eingesetzter Energieträger Stand 2015 [51] .....	36
Abbildung 12 Staatlich geförderte Wärmepumpen in Luxemburg.....	37
Abbildung 13 Absatzzahlen von Wärmepumpen 2014-2018 .....	39
Abbildung 14 Absatzzahlen Heizkessel bis 50 kW <sub>th</sub> .....	40
Abbildung 15 Marktanteile der Heizungen in 2018 (Neu und Ersatzinstallationen von Wärmeerzeugern) .....	41
Abbildung 16 Szenarien zum Wärmepumpenmarkt bis 2030 .....	42
Abbildung 17 Darstellung Energieklasse A, links Nord- und Westfassade, rechts Süd- und Ostfassade (SketchUp) .....	46
Abbildung 18 Darstellung Energieklasse A, links Nordfassade und Westfassade, rechts Süd- und Ostfassade (SketchUp).....	47
Abbildung 19 Darstellung Mehrfamilienhaus Energieklasse A, links Nord- und Westfassade, rechts Süd- und Ostfassade (SketchUp) .....	48
Abbildung 20 Frostbildung in Abhängigkeit der Außentemperatur und der rel. Luftfeuchtigkeit [63] .....	53
Abbildung 21 Unterschied des COPs mit und ohne Berücksichtigung von Frost .....	54
Abbildung 22 Darstellung des Heizsystems .....	55
Abbildung 23 Aufbau der Fußbodenschicht .....	56
Abbildung 24 Datenfluss zwischen TRNSYS und MATLAB .....	61

---

Abbildung 25 Datenfluss zwischen MPC und realem Gebäude .....	62
Abbildung 26 Fließender Horizont .....	62
Abbildung 27 Darstellung des Heizverteilsystems .....	65
Abbildung 28 Darstellung von QHWS, Out über einen Zeitraum von vier Tagen.....	66
Abbildung 29 Funktionsweise künstlicher neuronaler Netze .....	67
Abbildung 30 Aktivierungsfunktion .....	68
Abbildung 31 Performance des KNN für die Vorhersage eines Zeitschrittes .....	70
Abbildung 32 Funktionsweise der MPC.....	75
Abbildung 33 Kosten aufgeteilt nach Warmwasser und Heizung für die Parameterstudie der Luft/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse A ( $A_{LW}$ ) .....	77
Abbildung 34 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung für die Parameterstudie $A_{LW}$ .....	78
Abbildung 35 Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs in Abhängigkeit der Außentemperatur (Energieklasse A) .....	79
Abbildung 36 Lastverschiebung $A_{LW}$ .....	82
Abbildung 37 Raumtemperaturen $A_{Ref,LW}$ und $A_{800,LW}$ im Vergleich.....	84
Abbildung 38 Stromverbrauch der Parameterstudie $A_{sw}$ .....	85
Abbildung 39 Lastverschiebung $A_{sw}$ .....	87
Abbildung 40 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung für die Parameterstudie $D_{LW}$ .....	89
Abbildung 41 Raumtemperaturen $D_{Ref,LW}$ und $D_{1000,LW}$ im Vergleich .....	90
Abbildung 42 Lastverschiebung $D_{LW}$ .....	91
Abbildung 43 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung für die Parameterstudie $D_{sw}$ .....	92
Abbildung 44 Lastverschiebung $D_{sw}$ .....	94
Abbildung 45 Heizwärmeverbrauch der verschiedenen Apartments im MFH.....	95
Abbildung 46 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung für die Parameterstudie $MFH_{LW}$ .....	96
Abbildung 47 Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs in Abhängigkeit der Außentemperatur (MFH).....	97
Abbildung 48 Lastverschiebung $MFH_{LW}$ .....	99
Abbildung 49 Kapitalwerte der Investitionen für die Parameterstudien.....	103
Abbildung 50 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung $A_{LW,P}$ .....	107
Abbildung 51 Lastverschiebung $A_{LW,P}$ .....	109
Abbildung 52 Lastverschiebung $A_{sw,P}$ .....	110
Abbildung 53 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung $D_{LW,P}$ .....	111
Abbildung 54 Lastverschiebung $D_{LW,P}$ .....	112

---

Abbildung 55 Lastverschiebung $D_{SW,P}$ .....	113
Abbildung 56 Kostenersparnis und Verbrauchsänderung von $A_{LW,N}$ .....	117
Abbildung 57 Kostenersparnis und Verbrauchsänderung von $D_{LW,N}$ .....	118
Abbildung 58 Vergleich Kosten und Verbrauch der Einfamilienhäuser Energieklasse A und Energieklasse B .....	121
Abbildung 58 Absolute Kostenreduktion und Verbrauchsänderung aller Simulationsfälle ..	123
Abbildung 60 Kapitalwert der Wirtschaftlichkeitsanalyse für alle Simulationsfälle .....	126
Abbildung 61 Vergleich des theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Potenzials des DSM mit Wärmepumpen .....	129
Abbildung 62 Verteilung der Kosteneinsparungen je Gebäudetyp.....	130
Abbildung 63 Informationsfluss DSM Konzept für Energieversorger/Direktvermarkter ....	134

## **Abkürzungen**

EU	Europäische Union
PV	Photovoltaik
DSM	Demand-Side-Management
DR	Demand Response
COP	Coefficient of Performance
sCOP	seasonal Coefficient of Performance
MPC	Model-Predictive-Control
RBC	Rule-Based-Control
ILR	Institut Luxembourgeois de Régulation
OTC	Over the Counter
KNN	Künstliche Neuronale Netze

## 1 Motivation

In 2020 hat die Europäische Union (EU) den „Green Deal“ eingeführt, und das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 formuliert [1]. Die verbindlich beschlossenen Klimaziele für 2030, sollen zu einer EU-weiten Reduktion an Treibhausgasen von 40% im Vergleich zu 1990 führen [2]. Die Energieeffizienz muss sich folglich um 32,5%<sup>1</sup> verbessern, während bei den erneuerbaren Energien ein Anteil von 32% am gesamten Bruttoendenergieverbrauch über alle Sektoren angestrebt wird [3]. Werden diese Ziele erreicht, ist im Stromsektor mit einem regenerativen Anteil von 57% zu rechnen, der überwiegend aus Windkraft und Photovoltaik (PV) besteht [4]. Im Rahmen des „Green Deals“ wird gegenwärtig über eine Verschärfung der 2030er Ziele auf 50-55% Treibhausgasreduktion diskutiert, woraus wiederum ein größerer Maßnahmenbedarf entsteht.

Die Mitgliedsstaaten der EU leisten für die Klimaziele verbindliche Mindestbeiträge, die im Rahmen der Lastenverteilung bestimmt werden. Luxemburg hat als wohlhabender EU Mitgliedsstaat eine besondere Verantwortung Wege zur Dekarbonisierung aufzuzeigen. Luxemburgs Ziele für 2030 sind im 2020 beschlossenen „Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan“ [5] zusammengefasst. Diese beinhalten unter anderem eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 55%<sup>2</sup>, einen Ausbau der erneuerbaren Energien von gegenwärtig 11% des nationalen Bruttoendenergieverbrauchs auf 25% in 2030 (33,6% erneuerbare Energien im Stromsektor) und eine Verbesserung der Energieeffizienz um 40-44%. Bei den erneuerbaren Energien setzt auch Luxemburg primär auf den Ausbau von Windkraft und PV.

Der Weg hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung bringt zahlreiche Änderungen mit sich. Im klassischen Versorgungssystem hat sich die Stromerzeugung der Kraftwerke am gleichzeitigen Bedarf orientiert. Windkraft und PV erzeugen jedoch fluktuierend und dargebotsabhängig, d.h. in Abhängigkeit des Wetters. Das Versorgungssystem braucht daher einen Ausgleich für die entstehenden Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch. Neben der kurzfristigen Stabilität der Stromnetze, die in einem Echtzeit-Gleichgewicht betrieben werden müssen, geht es außerdem um systemische Ausgleichsmechanismen, die einen tageszeitlichen oder saisonalen Wirkungshorizont haben. Die zukünftigen Herausforderungen lassen sich anhand der Residuallast beschreiben, welche als Strombedarf abzüglich der gleichzeitigen Erzeugung der erneuerbaren Energien definiert ist [6]. Für Luxemburg oder Deutschland ist die Residuallast gegenwärtig in den meisten Fällen positiv, d.h. abgesehen von kurzen Zeiträumen kann die Erzeugung aus erneuerbaren Energien den

---

<sup>1</sup> Im Vergleich zu einem Business-as-Usual Szenario

<sup>2</sup> Im Vergleich zum Referenzjahr 2005

gesamten Bedarf nicht abdecken und es sind stets fossile Kraftwerke notwendig, um die Versorgung zu gewährleisten. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien übersteigen deren Erzeugungsspitzen zunehmend den gleichzeitigen Bedarf, die Residuallast ist daher negativ. In einem von erneuerbaren Energien dominierten System besteht ein großer Bedarf an Flexibilität, um einen Ausgleich zwischen Zeiten negativer und positiver Residuallast zu ermöglichen. Zu den zahlreichen Flexibilitätsoptionen zählen Energiespeicher wie beispielsweise Batterien oder Pumpspeicherkraftwerke, die Sektorenkopplung über Power-to-X<sup>3</sup>, flexible Stromerzeugung beispielsweise aus Biogas, sowie das Verfahren der Lastverschiebung, welches als Demand-Side-Management (DSM) bezeichnet wird.

Demand-Side-Management ist die gezielte Steuerung von Stromverbrauchern unter der Berücksichtigung externer Faktoren. Darüber hinaus existiert der Begriff der Demand Response (DR). DSM und DR werden häufig synonym verwendet, obwohl sie im internationalen Kontext nicht das Gleiche bedeuten. Dort umfasst DSM sämtliche verbrauchsreduzierende bzw. effizienzsteigernde Maßnahmen, während die Verbrauchssteuerung nach zuvor genannter Definition als DR bezeichnet wird. Externe Faktoren, die eine Lastverschiebung auslösen sollen, sind beispielsweise Energiekosten, Netzengpässe oder Autarkiegrade der Eigenversorgung. DSM ist kein neues Konzept, jedoch haben sich die Einsatzmöglichkeiten und ihre Umsetzbarkeit infolge der Digitalisierung (intelligenten Stromzählern, Monitoring, etc.) stark verbessert [7]. Die Kommunikation zwischen Stromhändlern, Netzbetreibern und Verbrauchern erfolgt mittlerweile nahezu in Echt-Zeit. In Europa wird DSM bisher hauptsächlich in der Industrie eingesetzt, da das Erschließen großer Lasten dort am einfachsten ist. Finanzielle Anreize für den industriellen Endverbraucher bzw. Anlagenbetreiber entstehen mittels Bereitstellung von Netzdienstleistungen (Regelenergie, Abschaltbare Lasten), der Ausnutzung variabler Stromtarife oder dem Ausgleich des eigenen Strom-Bilanzkreises [8]. Netzbetreiber können die angebotenen Dienstleistungen zur Stabilisierung ihrer Netze verwenden und somit Dysbalancen u.a. aufgrund der fluktuierenden erneuerbaren Energien ausgleichen. Der Wirkungshorizont von DSM beträgt einige Stunden bis hin zu einem Tag, da der Verbrauch nicht vermieden, sondern zeitlich verschoben wird. Somit ist DSM als eine Ergänzung zu kurzfristigen Stromspeichern zu betrachten und auch zu bewerten.

In einem von erneuerbaren Energien dominierten System stellt DSM eine zusätzliche Flexibilitätsoption dar, die die Versorgungssicherheit erhöht. Eine Anwendung im Sinne des

---

<sup>3</sup> Power-to-X bezeichnet die Umwandlung von Strom in andere Energieformen, die ggf. in anderen Sektoren zum Einsatz kommen. Dazu zählen die Erzeugung von Wärme (Power-to-Heat), die Erzeugung gasförmiger Energieträger wie beispielsweise Wasserstoff (Power-to-Gas) sowie flüssige Energieträger wie beispielsweise synthetische Kraftstoffe (Power-to-Liquid)

Energieversorgungssystems kann Netzbetriebskosten reduzieren und gegebenenfalls kostenintensive Hardwarelösungen, wie Batteriespeicher, obsolet machen. Die zusätzliche Lastaufnahme bei negativer Residuallast und Lastsenkung bei positiver Residuallast dient darüber hinaus der Integration der erneuerbaren Energien. Bei geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien senkt DSM die positive Residuallast und folglich den Bedarf für fossile Back-Up Kraftwerke [7]. Um die Lastverschiebungspotenziale des DSM konsequent zu nutzen, wird sich die Betrachtung langfristig nicht nur auf die industriellen Großverbraucher beschränken, sondern auch kleinere Verbraucher wie Wärmepumpen und E-Fahrzeuge mit einbeziehen. Die Teilnahmebedingungen an den Energiemarkten erfordern dann, dass mehrere Verbraucher aggregiert und gemeinsam vermarktet werden. Lasten, deren Verbrauch über DSM gesteuert wird müssen dabei nach wie vor ihren ursprünglichen Zweck erfüllen. In der Industrie kann dies die Produktion von Gütern sein, Wärmepumpen sollen den thermischen Innenraumkomfort in Gebäuden aufrechterhalten. Die Verbindung mehrerer Zielvorgaben erfordert einen hohen Automatisierungsgrad. Gleichermaßen gelten hohe Anforderungen an die Präzision von Mess- und Regelungstechnik [9]. Für Markakteure stellt diese Komplexität ein Hindernis dar, da Erfahrungswerte zunächst über Pilotprojekte gesammelt werden müssen und die Erkenntnisse nicht zwangsläufig Allgemeingültigkeit besitzen.

Die von der EU in 2019 verabschiedete Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie<sup>4</sup> führt eine aktive Beteiligung des bis dato passiven Verbraucher an der Flexibilitätsbereitstellung, über Echtzeit-Preissignale bzw. dynamische Stromtarife, als ein wesentliches Element des zukünftigen Energiemarktes an. In Haushalten kommen vor allem Wärmepumpen und E-Fahrzeuge für DSM in Frage. Nach Vorstellung der EU erlaubt die Kopplung des Wärmepumpenbetriebs an variable Preissignale dem Verbraucher, seine Energiekosten zu reduzieren und gleichzeitig systemdienlich zu agieren. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass der Preis auf den Strommärkten den systemischen Bedarf möglichst passgenau darstellt. Wärmepumpenheizungen gelten aufgrund ihres niedrigen Primärenergieverbrauchs im Vergleich zu fossilen Heizungen, als Schlüsseltechnologie einer erfolgreichen Energiewende. Ihr Einsatz erfolgt primär in neuen Gebäuden, die nach modernen energetischen Standards ausgeführt werden. Die Ziele der neuen europäischen Gebäuderichtlinie<sup>5</sup>, die sich mit der energetischen Sanierung des Gebäudebestands befasst, geben der Wärmepumpe die Perspektive auch dort vermehrt zum Einsatz zu kommen.

Es stellt sich grundsätzlich die Frage, ob Wärmepumpen ihren Heizbetrieb, wie angedacht, flexibel gestalten können und welchen Beitrag sie leisten, um eine Stromversorgung mit hohen

---

<sup>4</sup> 2019/944/EU

<sup>5</sup> 2018/844/EU

Anteilen erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Die weiteren Untersuchungen entstehen im Rahmen des Interreg Forschungsprojektes „Power-to-Heat for the Greater Region’s Renewable Integration and Development“ (PTH4GR<sup>2</sup>ID), in dem Forscher aus Deutschland, Belgien, Frankreich und Luxemburg das Flexibilitätspotenzial der Wärmepumpe analysieren und in den jeweiligen nationalen Kontext einordnen. Diese Arbeit vertieft den luxemburgischen Kontext und diskutiert Chancen und Herausforderungen des DSM mit Wärmepumpen. Dabei ist die hier angewandte Methodik auf andere Gegenden übertragbar.

Die angesprochene Einbindung des kleinen Endverbrauchers in den Energiemarkt erscheint im ersten Moment wie eine triviale win-win Situation, aus der sowohl er, als auch das Energiesystem Vorteile ziehen. Die detailliertere Analyse führt jedoch zu deutlich komplexeren Fragestellungen, die im Rahmen dieser Arbeit, stellvertretend für das Großherzogtum Luxemburg, adressiert werden. Die wesentlichen Aspekte, die es zu beantworten gilt ergeben sich anhand der folgenden Fragestellungen:

1. Wie groß ist das Potenzial an Wärmepumpen in Luxemburg und von welchen Entwicklungen ist es abhängig?
2. Wie kann die Regelstrategie der Wärmepumpen angepasst werden, damit ein flexibler Betrieb, unter Berücksichtigung externer Faktoren, möglich ist?
3. Welche Parameter beeinflussen die Funktionalität von DSM mit Wärmepumpen und in wie fern sind diese beeinflussbar?
4. Ist die Flexibilitätsbereitstellung für den Endverbraucher wirtschaftlich in der Hinsicht attraktiv, dass er vom passiven zum aktiven Verbraucher aufsteigt?
5. Wer kann die Flexibilität von Wärmepumpen verwenden bzw. vermarkten und welche Herausforderungen sind dabei zu beachten?

## 2 Grundlagen und Literaturstudie

### 2.1 Technische Grundlagen der Wärmepumpe

An dieser Stelle folgt eine Einführung in die technischen Grundlagen der Wärmepumpe. Dies dient primär der Erläuterung der im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Begrifflichkeiten und verzichtet daher der auf eine detaillierte thermodynamische Beschreibung, wie sie beispielsweise in [10] zu finden ist. Eine Wärmepumpe verwendet elektrische Energie  $\dot{E}$ , um Umweltwärme  $\dot{Q}_{zu}$  von einem niedrigen auf ein höheres, nutzbares Temperaturniveau  $\dot{Q}_{Ab}$  anzuheben.

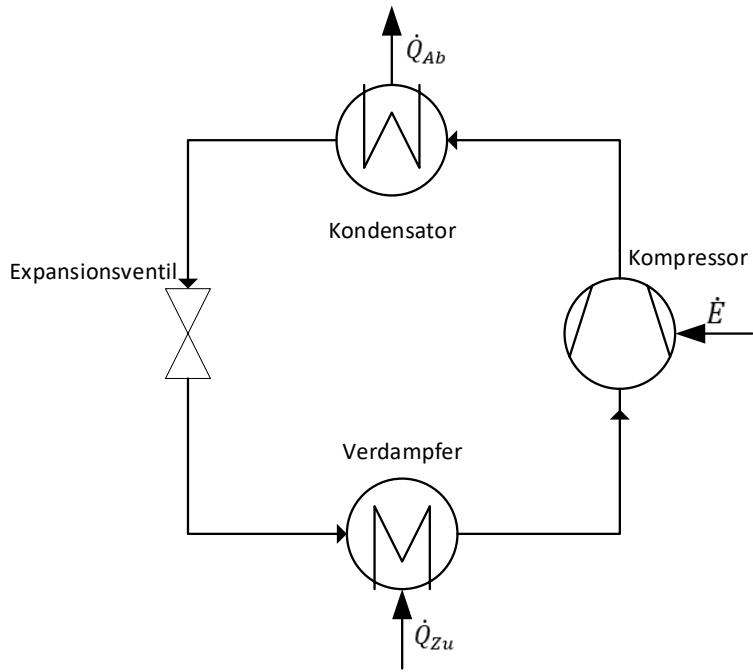


Abbildung 1 Kältemittelkreislauf einer Wärmepumpe

Dazu wird ein Kältemittel verwendet, das den in Abbildung 1 dargestellten Kreislauf mit zwei Wärmetauschern, einem Verdichter sowie einem Expansionsventil durchläuft und dabei zwei Phasenwechsel vollzieht. Geeignete Kältemittel verdampfen bei niedrigen Temperaturen und weisen dabei einen möglichst hohen Dampfdruck auf [10]. Das Kältemittel erreicht den Verdampfer überwiegend im flüssigen Zustand und verdampft durch die zugeführte Umweltwärme  $\dot{Q}_{Zu}$ . Das gasförmige Kältemittel wird anschließend im Kompressor verdichtet, wodurch Druck und Temperatur steigen. Im Kondensator erfolgt die Abgabe der nutzbaren Wärme an ein externes Medium des Heizkreises, wobei wiederum ein Phasenwechsel stattfindet. Im Expansionsventil findet eine Entspannung des Kältemittels auf den Ausgangszustand statt.

Es gilt folgender Zusammenhang gemäß dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik:

$$\dot{Q}_{Ab} = \dot{Q}_{Zu} + \dot{E} \quad (1)$$

Als Wärmequellen für  $\dot{Q}_{Zu}$  werden vor allem die Außenluft oder Erdwärme sowie in seltenen Fällen Grundwasser verwendet. Die Außenluft wird über einen Ventilator angesaugt und in den Wärmetauscher des Verdampfers geleitet. Erdwärme wird mit einem Sole Gemisch gewonnen, das durch oberflächennahe Kollektoren oder geothermische Tiefensonden zirkuliert und die Wärme im Verdampfer auf das Kältemittel überträgt [11]. Das wärmeaufnehmende Medium im Kondensator ist in den meisten Fällen Wasser. Die Bezeichnung von Wärmepumpen orientiert sich an der erschlossenen Wärmequelle und dem verwendeten Heizmedium. Der Betrachtungsrahmen dieser Arbeit wird im Weiteren auf Luft/Wasser- und Sole/Wasser Wärmepumpen begrenzt. Andere Ausführungen wie beispielsweise die Luft/Luft

Wärmepumpe oder die Wasser/Wasser Wärmepumpe, finden im mitteleuropäischen Kontext, unter anderem aufgrund der klimatischen Bedingungen, selten Anwendung und werden daher an dieser Stelle ausgeklammert.

Als Maß zur Effizienz von Wärmepumpen wird der „Coefficient of Performance“ (COP) verwendet. Er ist das Verhältnis aus Nutzleistung und Aufwand und wird nach DIN EN 14511 [12] bestimmt. Die Nutzleistung entspricht der an den Wasserkreis abgegebenen Leistung  $\dot{Q}_{Ab}$ , der Aufwand ist die elektrische Leistungszufuhr  $\dot{E}$ .

$$COP = \frac{\dot{Q}_{Ab}}{\dot{E}} \quad (2)$$

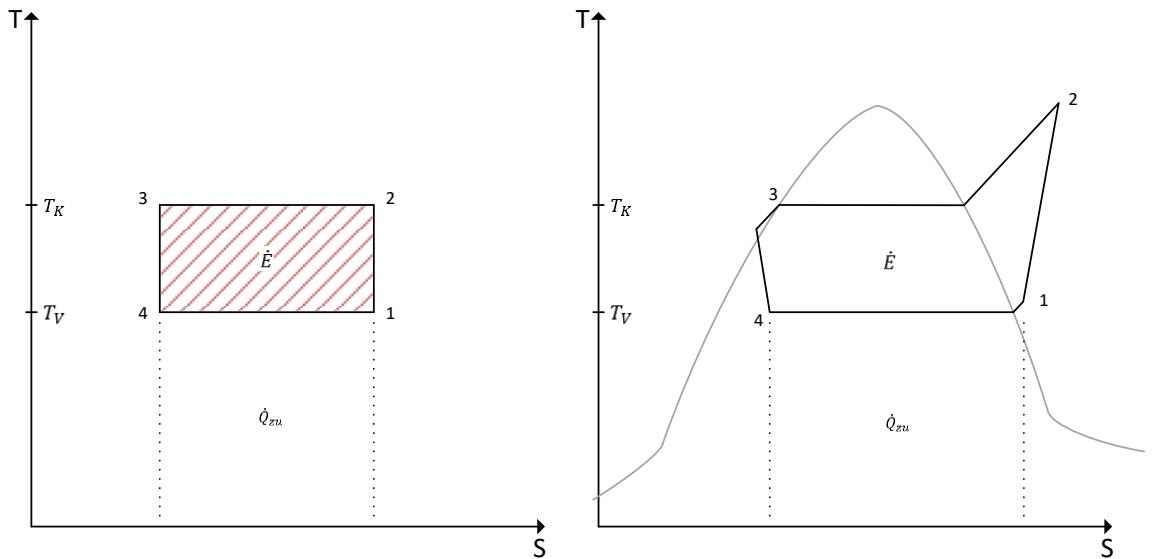


Abbildung 2 Vergleich idealer Wärmepumpenprozess nach Carnot (links) mit realem Wärmepumpenprozess (rechts)

Die ideale Wärmepumpenprozess entspricht dem im T-S Diagramm dargestellten Carnot-Prozess. Abbildung 2 verdeutlicht die Abhängigkeit des COP von der elektrischen Leistungszufuhr, die wiederum aus dem zu leistenden Temperaturhub beim Verdichten des Kältemittels von der Verdampfungstemperatur ( $T_V$ ) zur Kondensationstemperatur ( $T_K$ ) resultiert. Der ideale COP nach Carnot entspricht demzufolge:

$$COP_{Carnot} = \frac{T_K}{T_K - T_V} \quad (3)$$

Für eine bestmögliche Effizienz ist somit eine hohe Wärmequellentemperatur und eine niedrige Temperatur des Heizmediums anzustreben. Der ideale Prozess nach Carnot berücksichtigt keine Verluste bzw. Irreversibilität oder technische Limitierungen. Der reale Wärmepumpenprozess stellt sich daher anders dar und ist wesentlich ineffizienter.

Anhand Abbildung 2 lässt sich die Abhängigkeit des COP vom jeweiligen Betriebspunkt erklären. Aus diesem Grund beziehen sich Herstellerangaben zum COP stets auf einen

bestimmten Referenzbetriebspunkt, der Anlagen miteinander vergleichbar macht. Bei Luft/Wasser Wärmepumpen wird i.d.R. der Betriebspunkt A2/W35<sup>6</sup>, bei Sole/Wasser Wärmepumpen der Betriebspunkt B0/W35<sup>7</sup> angegeben. Weitere Betriebspunkte befinden sich in einem Leistungsdiagramm. Sole/Wasser Wärmepumpen erreichen im Allgemeinen höhere COP als Luft/Wasser Wärmepumpen, da die Sole eine bessere Wärmeübertragung am Verdampfer erlaubt. Außerdem ist die Temperatur des Erdreichs weitestgehend konstant, während die Außenluft tages- und saisonal bedingt schwankt. Übliche COPs von Luft/Wasser Wärmepumpen liegen im Betriebspunkt A2/W35 zwischen 3,1 und 4,6, bei Sole/Wasser Wärmepumpen zwischen 4,3 und 5,1 in B0/W35 [13]. Die Performance über einen bestimmten Betriebszeitraum wird „seasonal Coefficient of Performance“ (sCOP) genannt und ist das Verhältnis der Nutzenergie und der eingesetzten elektrischen Energie.

$$sCOP = \frac{Q_{Ab}}{E} \quad (4)$$

COP und sCOP sind implizite Bewertungsparameter und müssen daher immer im Kontext der Betriebsstrategie betrachtet werden. Sie sind keine universellen Vergleichsgrößen für Wärmepumpenanlagen.

## 2.2 Literaturstudie

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu einem steigenden Flexibilitätsbedarf. In der wissenschaftlichen Literatur sind daher vermehrt Abhandlungen zu finden, die sich mit einem potenziellen Beitrag der Wärmepumpen zur Flexibilitätsbereitstellung beschäftigen. Die überwiegende Mehrheit der gesichteten Arbeiten analysieren ihre Fragestellungen unter der Verwendung von Computersimulationen

Bereits in 2011 wird in *Nabe et. al.* [14] in einer Analyse für Deutschland festgestellt, dass stromgeführte Wärmepumpen in Einfamilienhäusern einen „Beitrag zur Flexibilisierung der Stromnachfrageseite leisten können“. *Nabe et. al.* integrieren die Wärmepumpen in ein Strommarktmodell und bewerten den Effekt einer marktpreisgesteuerten Betriebsweise. Bezogen auf das gesamte Stromsystem konnten unter anderem eine relevante CO<sub>2</sub> Reduktion sowie eine verbesserte Integration der erneuerbaren Energien festgestellt werden. Die Eignung der Wärmepumpe zur flexiblen Betriebsweise wird von *Steurer* in 2017 [15] bestätigt. In den Erörterungen sind Wärmepumpen in Wohngebäuden eine Option für Demand-Side-

---

<sup>6</sup> A2/W35 bedeutet eine Lufteintrittstemperatur am Verdampfer von 2°C sowie eine Austrittstemperatur des Heizwassers am Kondensator von 35°C

<sup>7</sup> B0/W35 bedeutet eine Eintrittstemperatur der Sole am Verdampfer von 0°C und eine Austrittstemperatur des Heizwassers am Kondensator von 35°C

Management Konzepte. Der Wärmepumpenbetrieb wird im Modell aggregiert und über Standardlastprofile abgebildet. *Steurer* resümiert, dass eine kurzfristige zuschaltbare und abschaltbare Wärmepumpenleistung von wenigen Gigawatt in Deutschland verfügbar sein wird.

Die Mehrheit der im Rahmen dieser Arbeit gesichteten wissenschaftlichen Abhandlungen und Studien fokussiert den Betrachtungsrahmen auf den Komplex Gebäude und Heizungssystem, respektive Wärmepumpe. Dabei sind einige methodische Unterschiede zu beachten, die für die Bewertung und Interpretation der Ergebnisse maßgeblich sind. An dieser Stelle wird auf die Art der Wärmespeicherung, den Zweck der flexiblen Wärmepumpenregelung und den gewählten Modellierungsansatz eingegangen.

### 2.2.1 Wärmespeicher

Wärmepumpen benötigen einen thermischen Speicher um Flexibilität bereitzustellen zu können ohne, dass es zu einem Temperaturabfall im Heizsystem und im Gebäude kommt und daraus eine Reduktion des thermischen Komforts für den Nutzer resultiert. Eine Möglichkeit liegt in der thermischen Aktivierung der Gebäudemasse. Wird die Innenraumtemperatur über einen begrenzten Zeitraum erhöht, erwärmen sich die anliegenden Innen- und Außenwände mit. Die eingespeicherte Wärme stellt einen Puffer gegen das Auskühlen des Gebäudes dar und ermöglicht eine Verschiebung des Heizbetriebes. Um dieses Potenzial zu nutzen, sind geringe Wärmeverluste der Gebäudehülle sowie eine hohe Speicherkapazität der Bauteile von Vorteil [9]. *Hausladen et. al.* [9] untersuchen diese Lastmanagement Potenziale für Wohn- und Nichtwohngebäude. Sie ermitteln, dass die ab- oder zuschaltbare Leistung der Heizungsanlage stets von der Dauer des Vorgangs abhängig ist, da sich die Innenraumtemperatur, aus Komfortgründen, lediglich innerhalb eines festgelegten Rahmens bewegen darf. Gleichzeitig wird konstatiert, dass sich Flächenheizungen in diesem Kontext besser eignen, als Luftheizungen oder Radiatoren. *Viot et. al.* [16] verwenden ebenfalls die Gebäudemasse als Energiespeicher. Der Fokus liegt dabei auf der Fußbodenheizung, da in Frankreich viele Gebäude von innen gedämmt werden und die Außenwände daher thermisch entkoppelt sind.

Das Verwenden der Gebäudemasse als thermischer Speicher ist insofern attraktiv, als dass keine Investitionen in Heizwärmespeicher, in Form eines mit Wasser befüllten Tanks, notwendig sind. Problematisch ist, dass der flexible Betrieb stets mit einer Veränderung der Innenraumtemperatur einhergeht. Auch wenn sich der Komfort innerhalb akzeptabler Grenzen<sup>8</sup> bewegt, so sind doch Akzeptanzprobleme seitens der Nutzer nicht auszuschließen. Im Hinblick

---

<sup>8</sup> Beispielsweise 20-24°C in der Heizperiode gemäß ISO 7730

auf die Flexibilität, ist das Speichern von Wärme in der Gebäudemasse ein langsamer Prozess. Er eignet sich potenziell für eine Tag/Nacht Verschiebung wie in *Viot et. al.* diskutiert. Schnellere Richtungswechsel der Betriebsstrategie, beispielsweise als Reaktion auf stündlich wechselnde Signale, können hingegen nicht antizipiert werden.

Als zweite Möglichkeit können Wärmepumpen mit einem Heizwärmespeicher ergänzt werden. Eine Aufgabe des Speichers ist die hydraulische Entkopplung der Wärmeerzeugung von der Heizverteilung im Wohngebäude, was eine Verlängerung der Wärmepumpenbetriebsintervalle erlaubt. Zu kurze Betriebsintervalle und häufige Startvorgänge führen hingegen zum vorzeitigen Verschleiß wichtiger Anlagenkomponenten wie beispielsweise dem Verdichter. Mit einer Änderung bzw. Erweiterung der Regelstrategie unterstützt der Heizwärmespeicher einen flexiblen Betrieb der Wärmepumpe unter Berücksichtigung externer Faktoren. Der Speicher kann in einem von der Strategie bevorzugten Zeitraum beheizt werden. Mit der eingespeicherten Wärme werden Zeiträume überbrückt, in denen kein Heizbetrieb stattfinden soll. Wird der Warmwasserbedarf ebenfalls durch die Wärmepumpe gedeckt, kann der Warmwasserspeicher gleichermaßen Flexibilität ermöglichen. *Kuboth et. al.* [17] verwenden einen Heizwärmespeicher mit einer Kapazität von 500 l und einen Warmwasserspeicher (378 l) für ein Einfamilienhaus (140 m<sup>2</sup>), um die Luftwärmepumpe in Kombination mit einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher flexibel zu steuern. *Felten et. al.* [18] setzen ebenfalls einen Heizwärmespeicher (3,4 m<sup>3</sup>) für ein Einfamilienhaus (110,5 m<sup>2</sup>) ein, um den flexiblen Betrieb einer Luft/Wasser Wärmepumpe zu realisieren.

Der Wirkungshorizont dieser Strategie ist in Abbildung 3 für verschiedene Speichergrößen dargestellt. Unter der Annahme, dass ein verlustfreier Heizwärmespeicher in einem modernen Einfamilienhaus (Normheizlast von 3,1 kW<sub>th</sub> bei -12°C) auf 55°C erwärmt wurde und bis auf 35°C entladen werden kann, ergeben sich in Abhängigkeit der Außentemperatur die Zeiträume, in denen kein Heizbetrieb notwendig ist.

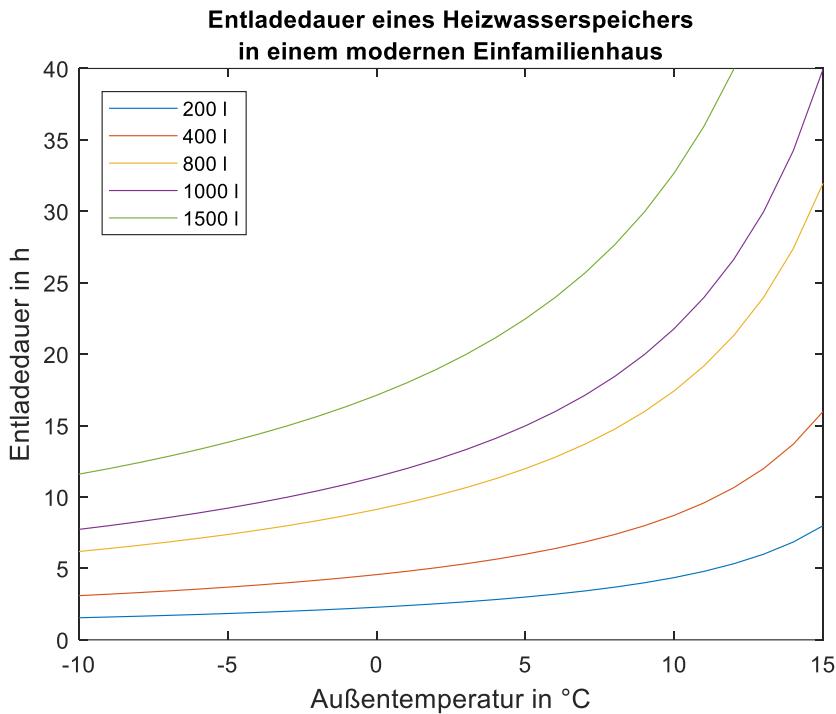


Abbildung 3 Entladedauer eines Heizwärmespeichers auf 55°C in einem modernen Einfamilienhaus

Auch wenn es sich hier um eine stark vereinfachte Betrachtung handelt, so wird doch deutlich, dass kleinere Speicher einen Wirkungshorizont von lediglich wenigen Stunden erreichen. Erst größere Speicher erlauben das Einspeichern von Wärme über einen längeren Zeitraum als einen Tag. Hat das Gebäude einen höheren Wärmebedarf, verkürzen sich die Zeiträume aus Abbildung 3. Der flexible Wärmepumpenbetrieb mit Heizwärmespeichern ist somit eine Ergänzung bzw. Alternative zu kurzfristigen Energiespeichern wie Batteriespeicher oder Pumpspeicherwerk. Längerfristiger Speicherbedarf kann nicht zur Verfügung gestellt werden.

## 2.2.2 Optimierungszweck

Das DSM mit Wärmepumpen kann verschiedene Motive oder Problemstellungen adressieren. Meistens wird ein konkreter Zweck formuliert, der dann in der erweiterten Regelstrategie berücksichtigt wird. Grundsätzlich können aber auch mehrere Zielsetzungen miteinander kombiniert und untereinander gewichtet werden.

Am verbreitetsten ist die Kostenoptimierung, auf Basis variabler Strompreise. *Halvgaard et. al.* [19] optimieren die Betriebskosten einer Erdwärmepumpe für ein Wohngebäude mit Fußbodenheizung über einen Zeitraum von 5 Tagen. Durch die Anpassung an stündlich variierende Strompreise des skandinavischen Day-Ahead Markts „Nordpool“ können die Betriebskosten um 35% reduziert werden. *Kuboth et. al.* [20] verwenden ebenfalls einen Kostenoptimierungsansatz für das in 2.2.1 angesprochene System. *Kuboth et. al.* optimieren

den Eigenverbrauch des PV Stroms, um die Betriebskosten bei konstantem Strombezugspreis (Deutschland) zu senken. Durch die Optimierung sinken diese Kosten um 11,6%. *Felten et. al.* [18] flexibilisieren die Beschaffungskomponente des derzeit konstanten deutschen Strompreises, auf Basis von Handelsergebnissen am Strommarkt und stellen fest, dass eine Kostenoptimierung bei Luft/Wasser Wärmepumpen immer mit einer COP Optimierung einher geht. Obwohl die Kosteneinsparungen relativ betrachtet oft vielversprechend sind, wird für eine Bewertung der absoluten Einsparungen plädiert, da die Grenzen der Wirtschaftlichkeit auf diese Weise schnell aufgezeigt werden. Dies gilt gerade dann, wenn der flexible Strompreis noch zahlreiche Festpreisbestandteile wie beispielsweise Steuern oder Netzentgelte beinhaltet.

*Vandermeulen et. al.* [21] betrachten neben der Kostenoptimierung auch andere Ziele wie die Verbrauchsoptimierung und die maximale Nutzung der erneuerbaren Energien für Referenzwohngebäude in Belgien. Letztere zeigte sich beim angesetzten Strom-Mix mit 12% erneuerbaren Energien als problematisch, weil sich ein Mehrverbrauch ergab, der nicht nur aus erneuerbaren, sondern ebenfalls aus nicht erneuerbaren Quellen gedeckt wurde. Eine Reduktion der fossilen Energienutzung ergab sich erst, als der Anteil der erneuerbaren Energien am Strom-Mix auf 40% erhöht wurde. Der stark steigende Gesamtstromverbrauch bleibt aber auch an dieser Stelle ein wesentlicher Nachteil des Ansatzes.

*Péan et. al.* [22] optimieren den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck einer reversibel betriebenen Wärmepumpe, die ein 110 m<sup>2</sup> großes Apartment in Barcelona kühlt. Über einen 3-tägigen Testzeitraum konnte eine Reduktion um 19% festgestellt werden. Die Autoren konstatieren dabei, dass die Verbesserungen mehrheitlich auf eine Verbrauchsreduktion bzw. eine COP Optimierung zurückzuführen sind und weniger auf DSM durch die CO<sub>2</sub> basierten Signale.

Die Verbrauchs- oder die Kostenoptimierung erscheinen auf Basis der vorgefundenen Informationen als die geeigneten Optimierungszwecke, wobei mit ersterer Methode keine Flexibilitätsbereitstellung mit unbedingtem systemischem Nutzen einhergeht. Die Kostenoptimierung kann dann zur Integration der erneuerbaren Energien beitragen, wenn die Preisbildung deren Marktanteile widerspiegelt.

### 2.2.3 Kontrollstrategien und Modellierung

Im klassischen Betriebsfall werden Wärmepumpen über die Temperatur im Heizwärmespeicher gesteuert. Dies erfolgt beispielsweise über einen Zweipunktregler wie in *Smarra et. al.* [23] der ein bestimmtes Temperaturband im Heizwärmespeicher erlaubt. Wird die untere Temperaturgrenze unterschritten startet der Heizvorgang, bis die obere Temperaturgrenze erreicht ist. Die Hysterese verhindert ein zu schnelles hin und herschalten zwischen Steuersignalen. Zweipunktregler werden dann eingesetzt, wenn lediglich zwei

Betriebszustände (An/Aus) zu unterscheiden sind. Alternativ werden PID-Regler (z.B. in *Kuboth et. al.* [17]) verwendet, die auf eine Abweichung des Ist-Wertes vom Soll-Wert reagieren und dabei die dynamische Entwicklung des Fehlers berücksichtigen können [24]. Zweipunkt- und PID-Regler gehören zu den sogenannten Rule-Based-Controls (RBC), die ein System auf Basis von „wenn-dann“ Aussagen steuern.

Der flexible Betrieb von Wärmepumpen erfordert eine Anpassung der Kontrollstrategie. In der Literatur werden zwei grundsätzlich verschiedene Ansätze behandelt. Eine Methode ist, die RBC zu erweitern und zusätzliche Faktoren wie beispielsweise Energiepreise in den Regelprozess einzubeziehen. *Young* [25] erstellt eine solche RBC, für ein Einfamilienhaus ( $160 \text{ m}^2$ ) mit Sole/Wasser Wärmepumpe mit dem Ziel, die Eigenverbrauchsrate der lokal erzeugten erneuerbaren Energien zu verbessern. Der Regler erhält synthetische Preissignale, die aus der regionalen Stromerzeugung generiert werden und verändert auf dieser Basis den Soll-Wert im Heizwärme- und Warmwasserspeicher des Gebäudes. RBCs sind robust, einfach nachzuvollziehen und können auch komplexe Überlegungen abbilden. Gleichzeitig ist die Performance des Reglers vom jeweiligen Entwickler abhängig, da nur vorgegebene Zusammenhänge berücksichtigt werden. Ein Nachteil des hier vorgestellten Ansatzes ist, dass der Regler statisch reagiert sowie ausschließlich Informationen für den aktuellen Zeitschritt verarbeitet. Das Ziel der RBC ist zwar die Optimierung eines oder mehrerer Parameter, jedoch bleibt der zielführende Effekt der Steuerung aufgrund der simplifizierten Regelstrategie oftmals unspezifisch und ist schwer zu interpretieren.

Der in der Literatur bevorzugt gewählte Ansatz ist die „Model-Predictive-Control“ (MPC). MPCs verwenden ein Modell des zu regelnden Systems, um zukünftige Systemzustände zu prognostizieren. Anhand einer vorgegebenen Optimierungsfunktion werden auf dem Modell basierende Regelentscheidungen für einen vorgegebenen Zeithorizont getroffen [24]. MPCs erreichen oftmals eine bessere Performance als andere Regelstrategien, wobei je nach Komplexität hohe Rechenkapazitäten erforderlich sind [26]. Diese Problematik verliert mit fortschreitender Digitalisierung allerdings an Bedeutung. Laut *Killian und Kozek* [27] bestehen bisher entwickelte MPCs aus einem dynamischen Gebäudemodell, Prognosen wesentlicher Störgrößen, Performance Kriterien, die entgegengesetzte Ziele zusammenführen und einer Zielfunktion, nach der optimiert wird. Bei der Zielfunktion handelt es sich i.d.R. um eine Minimierungsfunktion für einen der in 2.2.2 angesprochenen Parameter.

MPCs werden u.a. in *Viot. el. al.* [16], *Halvgaard et. al.* [19], *Kuboth et. al.* [20] und *Vandermeulen et. al.* [21] verwendet und mit einer klassischen Regelstrategie verglichen. Letztlich ergeben alle Untersuchungen eine Verbesserung des, mit der prädiktiven Regelung, adressierten Zielparimeters. Der Umfang der Verbesserungen, sowohl qualitativ als auch quantitativ, steht im Zusammenhang mit dem gewählten Modellierungsansatz und den

Rahmenbedingungen, weshalb ist ein direkter Vergleich der Arbeiten nur bedingt möglich ist. Die Performance der MPC ist von der Genauigkeit des hinterlegten Modells abhängig [27]. Eine zentrale Herausforderung ist das Erstellen eines geeigneten Gebäudemodells, das die dynamischen Zusammenhänge präzise abbildet.

Ein Modellierungsansatz sind White-Box Modelle, in denen die physikalischen und thermodynamischen Prozesse beschrieben werden. Ein solcher Ansatz wird beispielsweise von *Péan et. al.* [22] verwendet. Dem gegenüber steht das Black-Box Modell, in dem die Input-Output Beziehungen mit rein mathematischen bzw. stochastischen Zusammenhängen ausgedrückt werden. Die praktische Umsetzung der Black-Box Modelle erfordert zumeist Machine-Learning Ansätze [24]. *Ma et. al.* [28] bilden ein Gebäude mit kommerzieller Nutzung über ein ARX-Modell<sup>9</sup> ab, um den Zusammenhang zwischen Setpoints der Heizungsanlage und den Raumtemperaturen sowie Energieverbräuchen zu bestimmen. Mit Hilfe eines Reglers mit integrierter MPC werden die Leistungsbedarfsspitzen des Gebäudes gesenkt. Die Eignung des Ansatzes wurde zunächst über Simulationen erstellt und anschließend im realen Betrieb validiert. *Jain et. al.* [29] erstellen neuronale Netze um Energieverbrauch und Raumtemperaturen eines Gebäudes ( $149 \text{ m}^2$ ) vorherzusagen. Die neuronalen Netze ersetzen auf diese Weise die Notwendigkeit eines Gebäudemodells. In der Literatur ist der Ansatz des Grey-Box Modells am verbreitetsten. Grey-Box Modelle sind vereinfachte physikalische Darstellungen, die mit gemessenen Daten kombiniert werden. Die Beschreibung der Gebäude verwendet die thermisch-elektrische Analogie. Demnach wird das Gebäude als ein Schaltbild von Widerständen und Kapazitäten (RC Modell) dargestellt, deren Parameter anhand von Messdaten bestimmt werden. Grey-Box Modelle finden beispielsweise in *Viot et. al.* [16] und *Kuboth et. al.* [17] Anwendung.

Die Entscheidung für einen der drei Ansätze bringt jeweils Vor- und Nachteile mit sich. White-Box Modelle liefern die beste Genauigkeit und sind intuitiv zu verstehen [24]. Problematisch sind die Fehleranfälligkeit der Modellierung und vor allem der notwendige Aufwand zum Erstellen eines Modells [27]. Dieser Aufwand ist ein zentrales Hindernis, das der praktischen, flächendeckenden Anwendung von MPCs bisher im Weg steht [23]. Das Einbinden von Grey-Box Modellen ist einfacher und erfordert weniger Rechenleistung, jedoch ist das Modell weniger genau, was in der Praxis zu Problemen führen kann [24]. Black-Box Modelle benötigen den geringsten Aufwand und können bestenfalls sogar genauere Ergebnisse liefern als White-Box Modelle. Die Genauigkeit steht dabei aber immer in Relation zu den Verfügbaren Messdaten und deren Güte, was in der Anwendung ebenfalls eine Herausforderung

---

<sup>9</sup> ARX = autoregressives Modell mit exogenen Variablen

darstellen kann [24]. Außerdem sind die Outputs von Black-Box Modellen nicht mehr in dem Maße interpretierbar wie es bei den anderen Ansätzen der Fall ist.

Ein weiterer wichtiger Aspekt zu MPCs ist die Prognose ausschlaggebender Parameter. Meistens betrifft dies Wetter- und Preisprognosen, wobei die Wetterdaten den Wärmebedarf des Gebäudes maßgeblich bestimmen und die Preise den Flexibilitätsanreiz setzen sollen. Einige Arbeiten entwickeln dazu eigene Prognosemethoden (*Viot. et. al.* [16], *Thieblemont et. al.* [30]), andere gehen von einer perfekten Vorhersage aus (*Halvgaard et. al.* [19], *Vandermeulen et. al.* [21], *Péan et. al.* [22]) und erhalten somit eine bestmögliche Performance der MPC.

Der Eingriff in die Regelstrategie führt in jedem Fall zu Änderungen des Energieverbrauchs. Wird ein Heizwärmespeicher verwendet, können Mehrverbräuche entstehen, da beim Speichervorgang ggf. ein höherer Temperaturhub zu leisten ist, der wiederum zu einem schlechteren COP führt. Darüber hinaus entstehen zusätzliche Wärmeverluste am Heizwärmespeicher. Im Fall der Luft/Wasser Wärmepumpe besteht allerdings auch die Möglichkeit der Verbrauchsreduktion, wenn der Betrieb in Zeiträume mit höheren Außentemperaturen verlagert und somit der COP verbessert wird. Dient die Gebäudehülle als Wärmespeicher, verändern sich die Transmissions-, Lüftungs- und Infiltrationsverluste aufgrund der erhöhten oder abgesenkten Innenraumtemperatur. Die Verbrauchsänderungen sind letztlich in Relation zum Nutzen der Flexibilität zu bewerten und sollte im Vergleich mit alternativen Flexibilitätskonzepten vertretbar sein.

### 2.3 Vorgehensweise

Ziel dieser Arbeit ist eine detaillierte Analyse, in deren Rahmen Potenziale und Herausforderungen flexibler Wärmepumpen verdeutlicht werden. Die Untersuchungen fokussieren sich dabei auf Wärmepumpen in Wohngebäuden. Es wird zwischen theoretischem, technischem und wirtschaftlichem Potenzial des DSM unterschieden. Die Analyse basiert auf Ergebnissen thermischer Simulationen, deren Modelle eigens für die hier untersuchten Sachverhalte entwickelt wurden. Die detaillierte Potenzialanalyse stellt im Wesentlichen die Gegebenheiten im Großherzogtum Luxemburg dar, jedoch ist die Abstraktion der Methodik auf andere Regionen möglich.

In Kapitel 3 wird zunächst der luxemburgische Kontext dargestellt, der die Rahmenbedingungen für DSM Konzepte setzt. Dabei ist nicht nur die gegenwärtige Situation von Interesse, vielmehr ist die Entwicklung in Richtung 2030 zu berücksichtigen, da sich die Energieversorgung in einem Wandel befindet, der die Perspektiven von DSM in einer überschaubaren Zeitspanne grundlegend verändern kann. Der nationale Strommarkt weist

einige Besonderheiten auf, die entweder unterstützend oder hinderlich wirken können. Gleichermassen ist die Entwicklung im Gebäudebestand interessant, da die Gebäudeanzahl und ihre energetische Qualität das Gesamtpotenzial für Wärmepumpen und folglich das des DSM mitbestimmen. Darüber hinaus wird der Wärmepumpenmarkt im Hinblick auf Marktanteile, installierte Leistung und Art der Wärmequelle charakterisiert und Folgeentwicklungen abgeleitet.

Die Ausführungen in Kapitel 4 beschreiben die entwickelten Simulationsmodelle. Aus dem zukünftigen Gebäudebestand Luxemburgs werden kennzeichnende Referenzgebäude abgeleitet und parametrisiert. Die Gebäude werden anschließend in eine Simulationsumgebung integriert, die das Heizungssystem im Detail darstellt. Als Simulationssoftware wird TRNSYS 18 [31] verwendet. Als Heizungskomponenten werden entweder eine Luft/Wasser- oder eine Sole/Wasser Wärmepumpe verwendet, die mit Heizwärmespeichern unterschiedlicher Kapazität kombiniert werden. Die Wärmeabgabe im Gebäude erfolgt über Fußbodenheizungen. Der flexible Wärmepumpenbetrieb bedarf einer erweiterten Regelstrategie mit integrierter MPC, die in MATLAB [32] entwickelt und in das TRNSYS-Modell integriert wird. Die Regelung mit MPC optimiert die Energiekosten bzw. Stromkosten des Heizungssystems. Als Flexibilitätsanreiz dienen variable Strompreise basierend auf realen Handelsergebnissen an der Epex-Spot (siehe 3.1.2) für die Deutsch-Luxemburgische Preiszone. Der konzipierte Ansatz der MPC hat den Anspruch auf Anwendbarkeit in der Praxis. Der Modellierungsaufwand soll vertretbar sein, damit ein flächendeckender Einsatz möglich ist. Aus diesem Grund wird das, üblicherweise in der MPC enthaltene, Gebäudemodell durch ein neuronales Netz ersetzt, welches die Energieentnahme des Heizwärmespeichers bestimmt. Folglich dient das Modell in TRNSYS der Validierung der prädiktiven Regelstrategie, ist jedoch für die Funktionalität des Reglers selbst nicht relevant. Auf diese Weise wird ein zentrales Hindernis der praktischen Anwendung umgangen. Die Optimierung mit MPC darf keinerlei negative Effekte auf den thermischen Komfort im Gebäude mit sich bringen, damit die Nutzerakzeptanz gegeben ist.

In Kapitel 5 erfolgt eine detaillierte Auswertung der Simulationen. Die Ergebnisse der Simulationsfälle mit MPC, bestehend aus unterschiedlichen Zusammensetzungen von Gebäudetypen, Wärmepumpen und Heizwärmespeichern, werden mit einem klassischen Zweipunktregler, hinsichtlich Energiekosten, Energieeffizienz und Lastverschiebungspotenzial verglichen. Die Unterschiede illustrieren den Einfluss der ausgewählten Parameter und erlauben eine differenzierte Einordnung, welche Zusammensetzungen für DSM Strategien am vielversprechendsten sind.

Die Simulationsvarianten werden in Kapitel 6 auf ihre Wirtschaftlichkeit unter Anwendung der Kapitalwertmethode bewertet. Dies beantwortet zum einen, ob und in welchem Umfang die MPC einen wirtschaftlichen Mehrwert generiert und zum anderen, ob DSM zu

Investitionsanreizen in größere Heizwärmespeicher führt. Die Wirtschaftlichkeit bestimmt im Wesentlichen, ob das technische Flexibilitätspotenzial erschlossen wird und welche Akteure daran Interesse haben. In Kapitel 7 werden weitere Varianten mit volatileren Preisprofilen analysiert um den Einfluss erhöhter Flexibilitätsanreize darzustellen. Außerdem wird die Auswirkung abweichender Energieverbräuche im Neubaustandard berücksichtigt.

Die Hochrechnung der Ergebnisse und somit das Potenzial für Luxemburg erfolgen in Kapitel 8. Im Anschluss werden Konzepte aufgezeigt, wie dieses Potenzial erschlossen werden kann und welche Akteure bzw. Interessensgruppen dafür in Frage kommen.

## 3 Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

### 3.1 Strom

#### 3.1.1 EU-Binnenmarktrichtlinie und Binnenmarktverordnung

In der Energiepolitik setzt die Europäische Union den Rahmen für alle Mitgliedsstaaten. Im Winter 2016/17 wurde zunächst das „Clean-Energy Package“, unter dem Leitsatz „Saubere Energie für alle Europäer“, als neues Strommarktdesign vorgestellt, das das Erreichen der Klimaziele in Richtung 2030 sicherstellen soll. Die dafür wesentlichen Rechtsakte, die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie [33] und die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung [34], wurden 2019 in ihrer finalen Fassung beschlossen und fließen in die nationale Gesetzgebung ein. Das übergeordnete Ziel ist die Vollendung eines liquiden Elektrizitätsbinnenmarktes, auf dem ein diskriminierungsfreier Wettbewerb möglich ist. Dies soll Endkunden den Zugang zu bezahlbarer, nachhaltiger Energie sichern und gleichzeitig die Importabhängigkeit reduzieren. Der Begriff „diskriminierungsfrei“ bedeutet in diesem Kontext gleiche Marktteilnahmevoraussetzungen in allen Mitgliedsstaaten, weshalb der regulatorische Rahmen möglichst einheitlich gestaltet sein muss. Nationale Eingriffe in den Energiemarkt stehen im Gegensatz zu diesen Überlegungen und sollen systematisch abgebaut werden. In 2020 wurde der „Green Deal“ vorgestellt, der als Überbegriff für Maßnahmen zum Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 dient. Bis 2021 sind bereits zahlreiche weitere Rechtsakte angekündigt [1].

Die neuen Elektrizitätsbinnenmarkt-Regularien beinhalten Änderungen, die auch DSM Konzepte betreffen. Der Endverbraucher soll vom passiven, mit Energie belieferten, zum aktiven Marktteilnehmer aufsteigen, der seinen Energieverbrauch und somit seine

Energiekosten steuern kann. Diese Laststeuerungsmöglichkeit erhöht die Flexibilität, die durch den Zubau erneuerbarer Energien notwendig wird. Der Anreiz einer flexiblen Laststeuerung ergibt sich aus dynamischen Stromtarifen, den das Geschehen am Markt zu Grunde liegt. Endkunden sollen von mindestens einem Energieversorger sowie von jedem Versorger mit mehr als 200.000 Endkunden einen solchen Tarif verlangen können [33]. Die Mitgliedsstaaten prüfen grundsätzlich, ob weitere bisherige Festpreisbestandteile (z.B. Netzentgelte) dynamisch gestaltet werden können. Ein wichtiger Aspekt ist die flächendeckende Installation intelligenter Stromzähler, sogenannter Smart-Meter, die den Endkunden Informationen über ihren Energieverbrauch bereitstellen und außerdem als Kontaktstelle für DSM Konzepte dienen können.

Das neue Strommarktdesign und die Klimaziele des „Green Deals“ erfordern eine tiefgreifende Transformation des bisherigen Energiesystems. Obwohl die Gesetzgebung bzw. die allgemeinen Zielvorstellungen auf europäischer Ebene vereinheitlicht werden, sind die nationalen Gegebenheiten noch sehr unterschiedlicher Natur, da Ausgangspunkte, Zwischenziele und Besonderheiten der jeweiligen Mitgliedsstaaten zu berücksichtigen sind. Folglich sind auch regulatorische oder wissenschaftliche Überlegungen immer im nationalen Kontext zu betrachten und nicht vollständig auf andere Länder übertragbar. Vielmehr können die lokalen Besonderheiten zu einer anderen Bewertung der gleichen Konzeption führen. Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen Luxemburgs analysiert, die zur Bewertung von DSM Potenzialen relevant sind. Dabei wird auf die Ziele des Klimaplans, den Strommarkt, den Gebäudesektor und den Wärmepumpenmarkt eingegangen.

#### **3.1.2 Stromhandel und Energieversorger**

Bis zur Liberalisierung der Energiemarkte in 1996 war die Stromnetzbewirtschaftung ein historisch gewachsenes, natürliches Monopol, besetzt von vertikal integrierten Unternehmen, die in allen Wertschöpfungsketten, von Beschaffung/Erzeugung über Vertrieb und Netzbewirtschaftung tätig waren. Dieser in sich geschlossene Markt wurde mit der ersten EU-Binnenmarktrichtlinie<sup>10</sup> für den Wettbewerb geöffnet. Sie erlaubte freien Zugang zu Stromnetzen für alle Anbieter und verpflichtete Energieversorger die o.g. Wertschöpfungsketten voneinander zu trennen, was als „Unbundling“ bezeichnet wird.

Infolge dessen entstanden die Strombörsen als zentrale Handelsplattformen, die einen finanziell, rechtlich und technisch sicheren Marktplatz für eine immer weiter steigende Anzahl an Akteuren bereitstellen [35]. Die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig ist die

---

<sup>10</sup> 96/92/EG

führende Energiebörsen in Europa die Spot- und Termingeschäfte betreibt, erstere über die Tochtergesellschaft EPEX-Spot mit Sitz in Paris.

Strom wird in verschiedenen Preiszonen gehandelt, deren Eingrenzung maßgeblich durch die Transportkapazitäten der Stromnetze bestimmt wird. Luxemburg bildet zusammen mit Deutschland eine einheitliche Preiszone. Das ist möglich, weil die Netztübertragungskapazität von 1.960 MVA [36] deutlich oberhalb der maximalen Leistungsabnahme von derzeit 856 MW<sub>el</sub> [37] liegt. Luxemburg besitzt selbst keinen eigenen Handelsplatz für Strom, da dieser von sehr geringer Liquidität geprägt wäre [38]. Im Sinne des europäischen Binnenmarktes wird eine sukzessive Zusammenführung der Preiszonen angestrebt. Die westeuropäischen Länder beispielsweise koppeln seit 2010 ihre Märkte im Rahmen der physikalischen Übertragungskapazitäten der Stromnetze („CWE Market Coupling“), d.h. Akteure dürfen in anderen Ländern handeln so lange der Stromfluss real möglich ist. Um eine bessere Preiskonvergenz zu erreichen müssen die Übertragungsnetze allerdings weiter ausgebaut werden.

Man unterscheidet zwei Arten von Börsengeschäften (Terminmarkt und Spotmarkt), deren wesentlicher Unterschied der Abstand zwischen Vertragsabschluss und der physikalischen Erfüllung ist. Auf dem Terminmarkt werden Futures und Optionen gehandelt, deren Fälligkeit bis zu 6 Jahren in der Zukunft liegen kann. Die dort getätigten Geschäfte dienen zumeist dem Absichern von Preisrisiken. Die größten Strommengen werden jedoch außerbörslich in OTC-Geschäften („Over the Counter“) gehandelt werden, wobei Vertragsdetails im Gegensatz zur Börse, frei verhandelbar sind [35]. Die gehandelten Produkte sind zumeist Base- und Peakload Verträge über einen längeren Zeitraum.

Dem gegenüber steht der Spotmarkt, an dem die physikalische Erfüllung spätestens 1-2 Tage nach Vertragsabschluss erfolgt. Der Handel am Spotmarkt ist notwendig, damit der reale Stromverbrauch, der zuvor über Base- und Peakload-Produkte angenähert wurde, abgebildet werden kann. Gleichzeitig bietet der kurzfristige Handel Möglichkeiten zur Optimierung der Beschaffungsstrategie, weshalb er gerade für DSM Konzepte interessant ist. Die Day-Ahead Auktion hat dabei das größte Handelsvolumen. Am Auktionstag können Marktakteure bis 12 Uhr Kaufs- und Verkaufsangebote in Stundenauflösung für den Folgetag platzieren. Anschließend wird für jede Stunde eine Angebots- und Nachfragekurve erstellt. Aus dem Schnittpunkt der beiden Kurven ergibt sich der Market-Clearing Price, zu dem alle Geschäfte getätigt werden. Zum Zuge kommen alle Kaufangebote  $\geq$  und alle Verkaufsangebote  $\leq$  dem Market-Clearing Price [35]. Des Weiteren gibt es den kontinuierlichen Intraday Markt, auf dem Strom in 15-Minuten Intervallen gehandelt wird. Im Gegensatz zur Day-Ahead Auktion findet im Intradayhandel ein direktes Matching von Kauf- und Verkaufsangeboten statt, weshalb kein einheitlicher Market-Clearing Price entsteht.

Der luxemburgische Strommarkt ist seit dem 01. Juli 2007 liberalisiert. Dennoch findet kaum Wettbewerb durch neue inländische oder überregionale Anbieter statt. Im Privatkundensektor dominiert die Enovos S.A. mit einem Marktanteil von >90%.<sup>11</sup> Andere Anbieter mit einem entsprechend geringen Anteil sind die Sudstrom und die belgische Eida. Ein Grund für diese starke Marktdominanz ist neben der historischen Entwicklung, ausgehend vom nationalen Monopol, unter anderem die grenzübergreifende Vernetzung der Enovos, mit Beteiligungen an anderen Energieversorgern der Großregion, wodurch für diese ein strategisches Hemmnis für einen Markteintritt in Luxemburg entsteht. Darüber hinaus besteht eine sprachliche Hürde bedingt durch den Multilingualismus in Luxemburg. Hinzu kommen seit 2015 regulatorische Verpflichtungen für Energieeinsparmaßnahmen, die von Lieferanten, die nicht in Luxemburg ansässig sind, schwer zu erfüllen sind. Zuletzt sind auch die niedrigen Energiekosten wettbewerbshemmend, da diese in den Ausgaben eines luxemburgischen Haushalts nur eine untergeordnete Rolle spielen. Mögliche Einsparungen durch einen Anbieterwechsel liegen in der Größenordnung von maximal 100 € pro Jahr [37], was jedoch nur einen geringen Anreiz darstellt, den Anbieter aus Kostengründen zu wechseln. Die Wechselquote liegt daher gerade einmal bei 0,1% aller Kunden [37]. Für das ILR ist die niedrige Quote ein Indiz für eine geringe Dynamik und Innovationsfähigkeit der Energieversorger, wobei es sich eher um eine Interdependenz zwischen Innovationsfähigkeit und Wechselquote handeln dürfte.

Die Energieversorger beschaffen ihren Strom überwiegend in Form von Langzeitverträgen, wobei in 2018 67% OTC und 22% am Terminmarkt gehandelt wurden. Lediglich 11% der Beschaffung fand am Spotmarkt statt. Die Enovos S.A. ist der einzige Energieversorger Luxemburgs, der Mitglied an der Strombörsen ist [39] und folglich am Day-Ahead und Intradayhandel teilnehmen kann.

#### **3.1.3 Stromnetze**

In Luxemburg gibt es lediglich einen Übertragungsnetzbetreiber, die Creos S.A., die gleichzeitig auch weitestgehend für die Verteilnetze verantwortlich ist. Darüber hinaus sind vier lokal agierende Verteilnetzbetreiber sowie das separate Industriennetz der SOTEL, das an das französische Stromnetz angeschlossen ist, aktiv. Eine direkte Verbindung zwischen den Netzen von SOTEL und Creos besteht derzeit nicht, wird aber langfristig in Erwägung gezogen [36]. Das Übertragungsnetz (Abbildung 4) ist mit zwei Doppelleitungen auf einem Spannungslevel von 220 kV mit dem deutschen Übertragungsnetz der Amprion verbunden. Die maximale Übertragungskapazität dieser Leitungen beträgt 1.960 MVA [36]. Seit 2017 gibt es

---

<sup>11</sup> Die Enovos S.A. besitzt 100% der Leo S.A., 50% der Steinerie und 33,33% der NordEnergie S.A.

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

---

zudem eine 220 kV Verbindung mit dem belgischen Übertragungsnetz der Elia, mit einer maximalen Kapazität von 400 MVA [37].

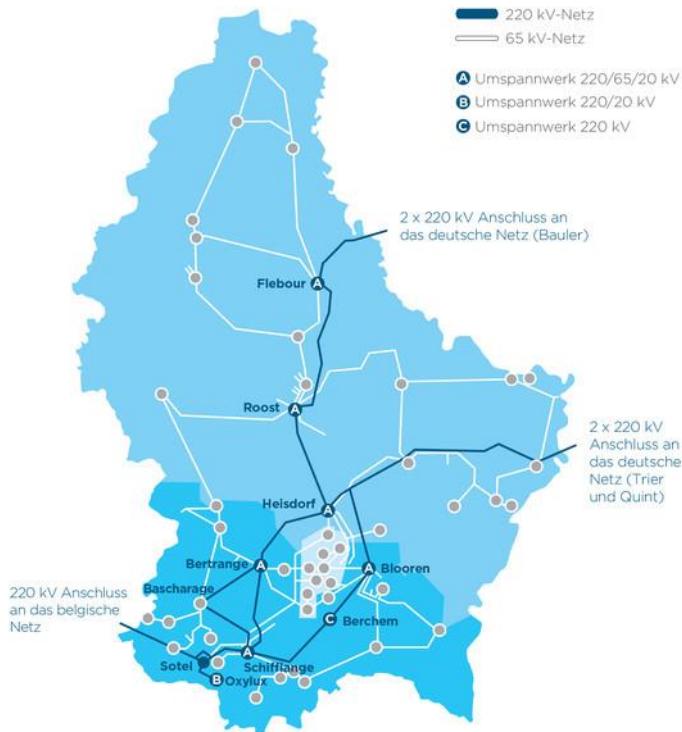


Abbildung 4 Stromnetz der Creos S.A.

Die Hochspannungsebene, die die Schwerindustrie versorgt hat ein Spannungslevel von 65 kV. Industrie und Großverbraucher sind an das Mittelspannungsnetz (20 kV) angeschlossen, Wohngebiete befinden sich auf dem Niveau 400/230 V [40]. Windkraftanlagen speisen ihren Strom direkt in die 65 kV- oder die 20 kV-Ebene ein. Die PV speist in Abhängigkeit der Anlagengröße entweder in das Mittelspannungs- oder das Niederspannungsnetz. Insgesamt sind 312.815 Verbraucher an die Stromnetze angeschlossen, davon sind 248.861 Haushalte [37]. In 2020 hat der Netzbetreiber angekündigt, seine Übertragungsnetze zu erneuern und umzurüsten. Dabei wird das Spannungslevel auf 380 kV angehoben.

Die Aufgabe des Übertragungsnetzbetreibers ist es die Stromnetze, trotz Schwankungen von Einspeisung und Verbrauch, stabil auf einer Frequenz nahe 50 Hz zu betreiben. Ist die Erzeugung größer als der gleichzeitige Verbrauch steigt die Frequenz, im umgekehrten Fall sinkt sie ab. Im Falle einer zu großen Abweichung schalten sich Erzeugungsanlagen aus Sicherheitsgründen ab, woraus ein Zusammenbruch der gesamten Stromversorgung resultieren kann. Um dies zu vermeiden, hält der Übertragungsnetzbetreiber Regelenergiiekapazitäten vor. Dabei handelt es sich um einen Pool von Verbrauchern und Erzeugern, die ihr Verhalten den Bedürfnissen des Netzes anpassen können. Die Anlagenbetreiber erhalten im Gegenzug eine Leistungsvergütung für die Bereitstellung der Regelleistung und eine Arbeitsvergütung, falls

es tatsächlich zu einem Eingriff in den Betrieb seitens des Netzbetreibers kommt. Welche Anlagen Teil des Pools sind wird über Ausschreibungsverfahren bestimmt, wobei nach der jeweiligen Dienstleistung (primäre Regelleistung, sekundäre Regelleistung, Minutenreserve) unterschieden wird. Da Luxemburg keinen eigenen Markt für Regelleistung besitzt, werden die Systemdienstleistungen vom deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion beschafft, wobei den Bedürfnissen der Regelzone Luxemburg die gleiche Prioritätsstufe eingeräumt wird [38]. Anlagen aus Luxemburg können zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur sehr eingeschränkt am Regelenergiemarkt teilnehmen. In 2020 wurde eine Kooperation zwischen Creos und Amprion beschlossen, die eine Teilnahme bei der Primärregelleistung erlaubt. Von einer Ausweitung der Zusammenarbeit erhofft sich Luxemburg u.a. Anreize für DSM in Haushalten, Gewerbe und Industrie [41]. Um den Bedarf an Regelleistung zu bestimmen, erhält der Übertragungsnetzbetreiber Fahrpläne der Bilanzkreisverantwortlichen für den Folgetag. Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Bilanzierungsgebiet, das i.d.R. durch den Energieversorger angelegt und verwaltet wird. Innerhalb des Bilanzkreises müssen sich Einspeisung und Verbrauch auf 15-Minuten Basis im Gleichgewicht befinden. Abweichungen, beispielsweise durch Prognosefehler, können durch den Intradayhandel oder das Abregeln von Erzeugungsanlagen beseitigt werden. Verbleibende Abweichungen werden über die Regelenergie ausgeglichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen als Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt. Die Ausgleichsenergie ist meistens teurer als gehandelter Strom<sup>12</sup>, weshalb die Abweichungen im Fahrplan möglichst gering sein sollten.

#### **3.1.4 Stromerzeugung und Stromverbrauch**

Luxemburgs Stromversorgung basiert im Wesentlichen auf Importen, da die nationale Erzeugung zur Deckung des Bedarfs nicht annähernd ausreicht. Seit der Stilllegung des Gas- und Dampfkraftwerks „Twinerg“ in 2016<sup>13</sup> verfügt Luxemburg über kein Großkraftwerk mehr. Der fossile Kraftwerkspark besteht aus kleinen, dezentralen Gaskraftwerken. Hinzu kommt eine Müllverbrennungsanlage, deren Erzeugung teilweise als fossil, teilweise als regenerativ eingestuft wird. Bei den erneuerbaren Energien leisten Windkraft (255 GWh<sub>el</sub>) und PV (119 GWh<sub>el</sub>) den größten Deckungsanteil (Tabelle 1). Darüber hinaus wird Strom aus Wasserkraft, Biogas und Biomasse erzeugt. Die Stromerzeugung aller Anlagen summiert sich auf 933 GWh<sub>el</sub> in 2018. In Relation zum Verbrauch von 6.611 GWh<sub>el</sub> [37] entspricht die

---

<sup>12</sup> Quelle: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>

<sup>13</sup> Das Kraftwerk wurde 2016 mangels wirtschaftlicher Perspektiven stillgelegt und wird gegenwärtig zurückgebaut

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

nationale Erzeugung 14.1% des Bedarfs. In Tabelle 1 ist das Pumpspeicherkraftwerk Vianden<sup>14</sup> nicht berücksichtigt. Dieses befindet sich zwar auf luxemburgischem Staatsgebiet, ist jedoch ausschließlich an das Übertragungsnetz der deutschen Amprion angeschlossen.

*Tabelle 1 Stromproduktion und installierte Leistung für Luxemburg (2018) [42]*

Technologie	Produktion	Installierte	Anzahl Anlagen
		Leistung	
	GWh <sub>el</sub>	MW <sub>el</sub>	-
Erdgas	196	93	130
Windkraft	255	123	69
Photovoltaik	119	131	6.990
Biogas	75	12	33
Biomasse	95	15	5
Wasserkraft	89	34	31
Müllverbrennung	104	17	1
Gesamt	<b>933</b>	<b>425</b>	<b>7.259</b>

Der verbleibende Bedarf des Netzgebietes der Creos wird überwiegend aus Deutschland importiert. In 2018 waren dies 4.137 GWh<sub>el</sub>. Das Industriennetz der SOTEL importiert seinen Strom aus Frankreich und Belgien (1.302 GWh<sub>el</sub> und 386 GWh<sub>el</sub> in 2018). Die Import/Export Statistik der vergangenen Jahre befindet sich in Anhang I. Der jährliche Strombedarf ist seit 2014 von 6.326 GWh<sub>el</sub> kontinuierlich auf die 6.611 GWh<sub>el</sub> angestiegen. Gleichzeitig erhöhte sich auch die Spitzenlast im Netz der Creos von 774 MW<sub>el</sub> auf 828 MW<sub>el</sub>.

Der nationale Strommix besteht zu 55,5% aus erneuerbaren Energien und zu 44,4% aus fossilen Energien bzw. Strom aus Atomkraft [43]. Dieser hohe Wert suggeriert weit fortgeschrittene Nachhaltigkeitsanstrengungen, entspricht jedoch nicht der Realität. Das Aufwerten des eigenen Strommix wird durch den getrennten Handel von Strom aus erneuerbaren Quellen und den dazugehörigen Herkunftszertifikaten ermöglicht. 61% der erneuerbaren Energien im Strommix stammen aus Norwegen und Island, die physikalisch nicht mit dem luxemburgischen Netz verbunden sind. Anstelle des Stroms wird deshalb ein Herkunftszertifikat erworben welches erlaubt, Strom aus fossilen Quellen als erneuerbaren Strom zu deklarieren. Stromtarife für Haushaltskunden in Luxemburg werben mit 100% Ökostrom, was zum einen durch die o.g. Herkunftszertifikate und zum anderen über statistische Verschiebungen im Portfolio der Energieversorger erreicht wird. Diese Faktoren sind bei der Bewertung von DSM Konzepten zu berücksichtigen, da sonst der Eindruck entsteht, dass eigentlich kein Handlungsbedarf zur Integration der erneuerbaren Energien notwendig ist.

<sup>14</sup> 1.290 MW Turbinenleistung und 1.040 MW Pumpenleistung

#### 3.1.5 Ausblick für 2030

Der Netzbetreiber Creos geht in seinen Prognosen in 2016 [40] davon aus, dass sowohl der Stromverbrauch als auch die Spitzenlast weiterhin stark ansteigen werden. Wesentliche Treiber sind das Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum sowie die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors. In 2030 liegt die Spitzenlast voraussichtlich zwischen 1.100 MW<sub>el</sub> und 1.300 MW<sub>el</sub>. Der Strombedarf der Creos Zone steigt im gleichen Zeitraum von ca. 5.100 GWh<sub>el</sub> auf ca. 6.100-6.300 GWh<sub>el</sub>.

Im „Integrierten nationalen Energie- und Klimaplan“ [5] beschreibt das Großherzogtum Luxemburg seine Klimaziele bis 2030. Für das Zieljahr 2030 wird eine CO<sub>2</sub> Reduktion von 55% im Vergleich zum Jahr 2005 angestrebt. Dabei soll die Endenergiennachfrage um 40-44%<sup>15</sup> reduziert und der Anteil erneuerbarer Energien auf 25% des Bruttoendenergieverbrauchs ausgebaut werden. Im Stromsektor wird ein Ausbau von 8.1% in 2017 auf 33.6% in 2030 anvisiert. Die Ausbaupfade der jeweiligen Energiequellen befinden sich in Tabelle 2.

Tabelle 2 Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Luxemburg bis 2030 (Klimaplan)

Technologie	2017	2020	2025	2030
	GWh <sub>el</sub>	GWh <sub>el</sub>	GWh <sub>el</sub>	GWh <sub>el</sub>
Biogas	72	56	70	93
Biomasse	101	192	228	271
Wasserkraft	104	93	97	100
Photovoltaik	108	197	786	1.112
Windkraft	185	211	382	674

Die angestrebten Ziele sollen vor allem durch den Ausbau der Windkraft und PV erreicht werden. Deren Beitrag fluktuiert in Abhängigkeit der Wettergegebenheiten und weist aus diesem Grund hohe Erzeugungsspitzen auf, während auf der anderen Seite auch Phasen mit geringer, bis keiner Erzeugung zu erwarten sind. Gerade die PV, deren Einspeisung sich auf wenige Stunden am Tag konzentriert, wird für ein solches Ungleichgewicht sorgen. Infolgedessen steigt der Bedarf an Flexibilität in Luxemburgs Energiesystem. Abbildung 5 verdeutlicht diesen Flexibilitätsbedarf. Auf Basis der derzeitigen Ausbaupläne ist ab 2026 der Punkt erreicht, an dem die maximale Erzeugungsleistung der erneuerbaren Energien den minimalen Strombedarf zur Mittagszeit bereits überschreiten könnte. Luxemburg würde in diesen kurzen Phasen zum Stromexporteur obwohl der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch über das ganze Jahr gesehen gerade einmal 25% entspricht. Die

---

<sup>15</sup> Reduktion im Verhältnis zum EU-Primes Modell 2007

Wahrscheinlichkeit bzw. die Häufigkeit temporärer Überschüsse und daraus folgend der Flexibilitätsbedarf wird bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmen.

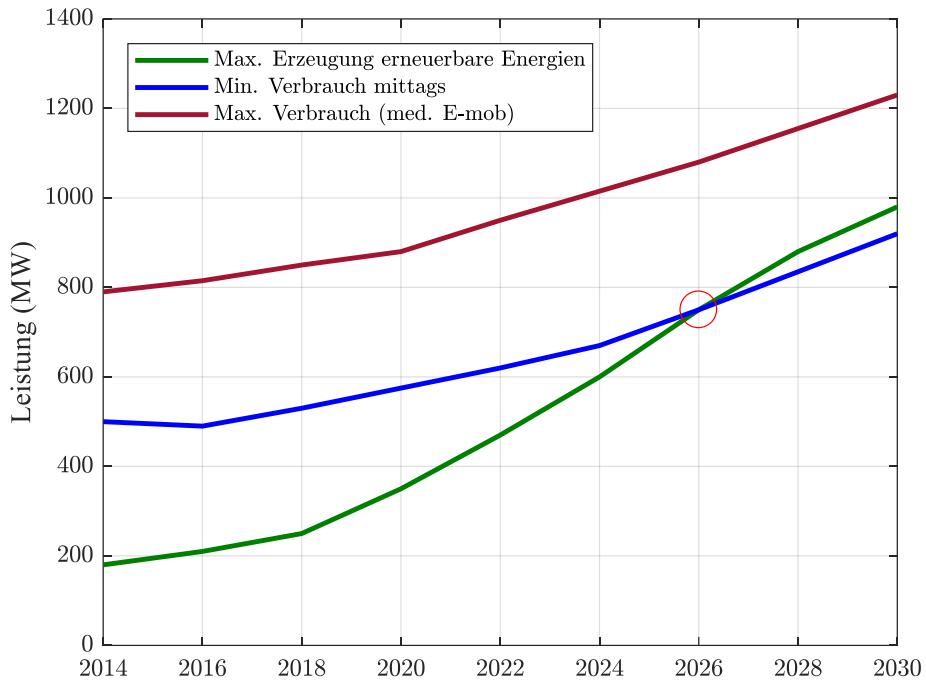


Abbildung 5 Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungsleistung im Verhältnis zur minimalen und maximalen Nachfrage (Quelle: Creos [44])

### 3.1.6 Strompreise

Luxemburgs Strompreis für Haushaltskunden liegt in 2018 bei ca. 16,9 Ct/kWh<sub>el</sub> und ist damit unterhalb des EU 27 Durchschnitts von 20,8 Ct/kWh<sub>el</sub><sup>16</sup>. Der Preis setzt sich aus vier Komponenten zusammen.

1. Energiebeschaffung und Lieferung: Diese beinhalten alle Kosten des Energieversorgers.
2. Netzentgelte: Zahlungen an den Netzbetreiber für den Betrieb der Stromnetze.
3. Energiesteuern und Verpflichtungen: Dies beinhaltet im Wesentlichen den „Mécanisme des Compensation“. Dabei handelt es sich um eine Umlage, aus der die Einspeisevergütung für erneuerbare Energien finanziert wird.
4. Mehrwertsteuer (Taxe à valeur ajoutée, TVA): Die TVA beträgt in Luxemburg 8% für Strom.

---

<sup>16</sup>Quelle: Eurostat abgerufen am 26.02.2020 unter <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=de&pcode=ten00117&plugin=1>

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

Aus Abbildung 6 geht hervor, dass es seit 2014 nur geringe Änderungen im gesamten Strompreis ohne eindeutige Tendenzen gegeben hat. Der Kostenpunkt Energiebeschaffung ist in den letzten Jahren aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien gesunken.

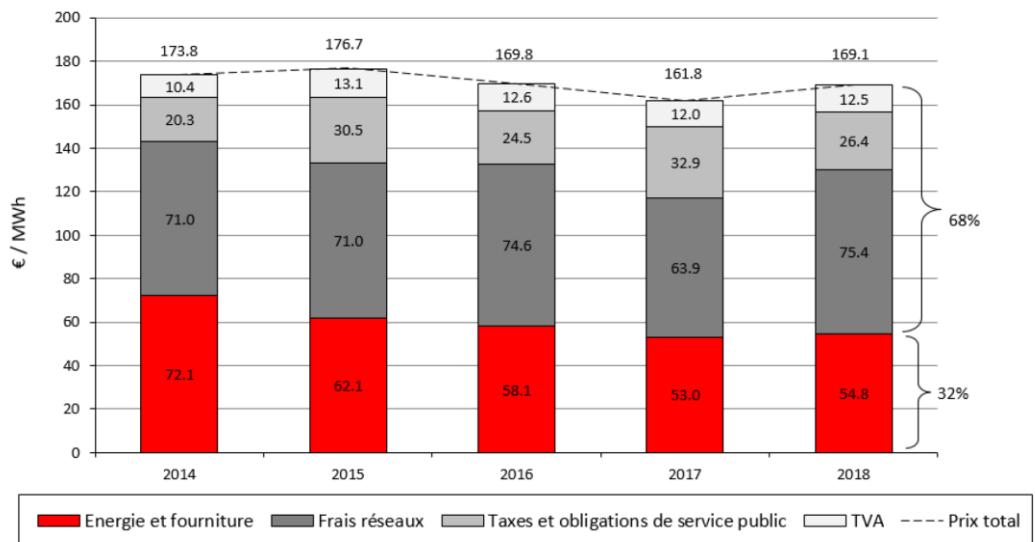


Abbildung 6 Zusammensetzung des Strompreises in Luxemburg

Der vergleichsweise niedrige Strompreis ist grundsätzlich positiv zu bewerten, er hat jedoch Auswirkungen auf die Attraktivität von Energiemanagementkonzepten wie DSM. Folglich besteht nur ein geringer Anreiz Energie bzw. Energiekosten zu sparen, da diese im luxemburgischen Haushalt nur eine untergeordnete Rolle spielen (siehe 3.1.2). Der finanzielle Anreiz ist bei Energiedienstleistungen wie DSM jedoch, sofern sie nicht aus regulatorischem Zwang entstehen, von zentraler Bedeutung für die Akzeptanz der Endverbraucher. Der Unterschied zu einem Land mit vergleichsweise hohem Strompreis wie Deutschland, äußert sich beispielsweise im Konzept der optimierten Eigenstromnutzung von PV-Strom in Kombination mit Batteriespeichern in Haushalten. Da in Deutschland die Einspeisevergütung deutlich unterhalb des Strompreises liegt, besteht ein finanzieller Anreiz, einen möglichst großen Anteil des erzeugten PV-Stroms selbst zu verbrauchen und diesen über die Investition in einen Batteriespeicher zu maximieren. In Luxemburg liegt die Einspeisevergütung in 2020 mit 16 Ct/kWh<sup>17</sup> so nah am Strompreis, dass dieser Anreiz nicht besteht.

#### 3.1.7 Smart Meter

Im Strommarkt der Zukunft sollen digitale Stromzähler, sogenannte „Smart Meter“ eine tragende Rolle spielen. Ihr Einsatz erlaubt ein detailliertes Monitoring der Energieverbräuche und des Verbrauchsverhaltens. Auf diese Weise sollen

<sup>17</sup> Quelle: <https://www.myenergy.lu/de/privatpersonen/photovoltaik/finanzierung-und-foerderprogramme>

Effizienzverbesserungen aufgezeigt und neue Versorgungskonzepte mit einer aktiven Markteinbindung des Verbrauchers ermöglicht werden. Diese könnten auf Basis von dynamischen Stromtarifen oder flexiblen Netzenzgelten erfolgen. Smart Meter können dabei nicht nur eine Schnittstelle zum Monitoring darstellen, sondern auch als Kontaktstelle zur direkten Fernsteuerung von Verbrauchsanlagen verwendet werden, da eine Signalübermittlung in Echtzeit möglich ist. Der regulatorische Rahmen erlaubt dies noch nicht und muss zunächst noch entwickelt werden. Die Installation der Smart Meter wird in Luxemburg stark vorangetrieben. Bis Ende 2020 wird eine Durchsetzung von 95% angestrebt [41]. Die Daten bzw. Signale werden entweder über das Stromnetz oder das Mobilfunknetz übertragen [45].

## 3.2 Gebäudesektor

Die Frage des gesamten DSM Potenziales von Wärmepumpen ist letztlich stark von den Eigenschaften und Entwicklungen des Gebäudebestands abhängig. Dabei geht es nicht nur um die Anzahl der Gebäude und deren Größe, respektive die beheizte Wohnfläche, sondern vor allem um die energetische Qualität der Gebäudehülle. Hervorgehend aus der Notwendigkeit von Effizienzverbesserungen im Bestand und bei Neubauten ist der Einbau von Wärmepumpenheizsystemen, betrieben mit Strom aus erneuerbaren Energien, eine von wenigen Optionen für eine nachhaltige Wärmeversorgung. Aus eben jenen Effizienzgründen ist deren Einbau ausschließlich dann sinnvoll, wenn die Vorlauftemperatur des Heizkreises maximal 55°C beträgt. Zwar sind Vorlauftemperaturen bis 65°C technisch realisierbar, allerdings ist die Energieeffizienz in diesen Betriebspunkten sehr gering. Der primärenergetische Vorteil der Wärmepumpen gegenüber fossilen Heizungen geht dann weitestgehend verloren, es sei denn es werden überwiegend erneuerbare Energien konsumiert. Hinzu kämen unverhältnismäßig hohe Betriebskosten. Daraus geht hervor, dass Wärmepumpen keine Option für unsanierte Altbauten sind, die entsprechend hohe Vorlauftemperaturen benötigen. Der Gebäudesektor und seine energetische Beschaffenheit bestimmen somit das theoretische Potenzial an Wärmepumpen und folglich auch das theoretisch erschließbare Potenzial von DSM.

### 3.2.1 Wärmeschutzverordnungen

Die erste Wärmeschutzverordnung Luxemburgs trat 1995 in Kraft<sup>18</sup>. Sie enthielt Vorschriften zum Wärmedurchgangskoeffizienten sowie der Luftdichtheit von Gebäuden. Seitdem wurde die Wärmeschutzverordnung mehrfach abgeändert bzw. erweitert, wobei die

---

<sup>18</sup> Règlement grand-ducal du 22 novembre 1995 concernant l'isolation thermique des immeubles

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

---

wesentlichen Änderungen auf den europäischen Richtlinien von 2002 und 2010<sup>19</sup> basierten. Mit der Verordnung von 2007<sup>20</sup> gab es in Luxemburg erstmals ein Berechnungsverfahren für die Gesamtenergieeffizienz von Wohngebäuden. Das Ergebnis der Berechnung wird im Energiepass ausgewiesen, der die Konformität mit den gesetzlichen Anforderungen bestätigt. Anhand des Primärenergie- und Heizwärmebedarfs sowie der Umweltwirkungen werden Wohngebäude in Energieklassen gemäß Tabelle 3 eingeteilt.

*Tabelle 3 Energetische Anforderungen zur Energiepassberechnung in Luxemburg*

Bewertung der Gesamt-Primärenergieeffizienz in kWh/(m <sup>2</sup> a)									
MFH	A ≤ 45	B ≤ 75	C ≤ 85	D ≤ 100	E ≤ 155	F ≤ 225	G ≤ 280	H ≤ 355	I > 355
EFH	≤ 45	≤ 95	≤ 125	≤ 145	≤ 210	≤ 295	≤ 395	≤ 530	> 530
Bewertung des Wärmeschutzes (Heizwärmebedarf) in kWh/(m <sup>2</sup> a)									
MFH	≤ 14	≤ 27	≤ 43	≤ 54	≤ 85	≤ 115	≤ 150	≤ 185	> 185
EFH	≤ 22	≤ 43	≤ 69	≤ 86	≤ 130	≤ 170	≤ 230	≤ 295	> 295
Bewertung der Umweltwirkung in kgCO <sub>2</sub> /(m <sup>2</sup> a)									
MFH	≤ 10	≤ 17	≤ 19	≤ 22	≤ 34	≤ 49	≤ 77	≤ 97	> 97
EFH	≤ 11	≤ 21	≤ 27	≤ 32	≤ 46	≤ 65	≤ 107	≤ 144	> 144

Die energetischen Vorschriften müssen bei Neubauten und bei wesentlichen Renovierungen eines Bestandsgebäudes eingehalten werden. Der zu erreichende Zielwert für den Heizwärmebedarf ergab sich in der Gesetzesfassung von 2007 in Abhängigkeit des Verhältnisses der Gebäudehüllfläche zum Gebäudevolumen. Die Zielwerte wurden seit Inkrafttreten der Verordnung bis hin zum 01. Januar 2017 sukzessive verschärft. Mit der Überarbeitung des Gesetzes in 2016<sup>21</sup> wurde das Berechnungsverfahren umgestellt. Der maximal zulässige Heizwärmebedarf ergibt sich seitdem aus einem Vergleich mit einem Referenzgebäude. Aus diesem Grund sind die Anforderungen an ein neues Gebäude nicht immer direkt einer Energieklasse zuzuordnen. Dennoch gelten in den meisten Fällen die Energieklassen A seit dem 01. Januar 2017 als Standard für neue Wohngebäuden. Sie erfüllen nach Ansicht des Gesetzgebers die Anforderungen an das „Niedrigstenergiegebäude“ der EU Richtlinie von 2010, das durch die Mitgliedsstaaten bis 2021 als Standard einzuführen ist. Eine weitere Absenkung des zulässigen Heizwärmebedarfs ist für Luxemburg nicht mehr angedacht,

<sup>19</sup> Richtlinien 2002/91/EG und 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden

<sup>20</sup> Règlement grand-ducal du 30 novembre 2007 concernant la performance énergétique des bâtiments d’habitation

<sup>21</sup> Règlement grand-ducal du 30 juillet 2016 concernant la performance énergétique des bâtiments d’habitation et des bâtiments fonctionnels

obgleich die Energieklasse A+ als Bezeichnung für Gebäude, die ihren Bedarf bilanziell zu 100% aus erneuerbaren Energien abdecken, eingeführt werden soll [41].

In 2018 hat die EU eine neue Gebäuderichtlinie beschlossen. Da die Anforderungen an Neubauten bereits in der vorangegangenen Richtlinie von 2010 geregelt wurden, beschäftigt sich die Novelle vor allem mit dem Gebäudebestand. So soll jeder Mitgliedsstaat eine langfristige Renovierungsstrategie beschließen. In Luxemburg wird eine Sanierungsrate von jährlich 3% und eine Sanierungstiefe<sup>22</sup> von 72% angestrebt [5].

Energetische Sanierungen werden in Luxemburg mit dem „Prime-House“ Programm<sup>23</sup> gefördert. Förderfähige Maßnahmen sind der Einbau von Lüftungsanlagen und erneuerbarer Anlagentechnik sowie die thermische Isolierung der Gebäudehülle. Die Fördersumme orientiert sich unter anderem an der Sanierungstiefe, wobei der zu erreichende Mindeststandard im Bereich der Energieklassen D-E liegt. Detaillierte Daten über die energetische Sanierung liegen nicht vor, Umfragen der staatlichen Energieberater von „MyEnergy“ ergaben, dass sich die aktuelle Sanierungsrate wahrscheinlich unterhalb von 1% bewegt (Information von 2018). Die sogenannte „Rifkin Studie“ zur Industrie 4.0 in Luxemburg [46] geht von einer vergleichbaren Größenordnung aus. Die Gründe für die niedrige Sanierungsrate sind zahlreich. So bestehen Restriktionen bei denkmalgeschützten Gebäuden. Des Weiteren ist die technische Umsetzung, z.B. das Anbringen von Außendämmung oder der Einbau einer Lüftungsanlage in Teilen des Bestands nicht möglich [47]. Außerdem sind rechtliche Fragestellungen, die geringe Motivation der Eigentümer, finanzielle sowie administrative Hemmnisse als Ursachen bekannt [48]. Der Mangel an Daten lässt an dieser Stelle nur geringe Rückschlüsse auf das Wärmepumpenpotenzial im Bestand zu, da nicht nur die Sanierung an sich, sondern vor allem die Sanierungstiefe ausschlaggebend ist. Hinzu kommt die Frage, ob der Heizbetrieb weiterhin über Heizkörper erfolgt oder mit einer Fußbodenheizung, welche niedrigere Vorlauftemperaturen erlaubt und somit eine Wärmepumpe begünstigt.

#### **3.2.2 Gebäudebestand**

Die letzte Erhebung des Gebäudebestands fand in 2017 statt. Luxemburgs Bestand umfasst insgesamt 142.820 Wohngebäude mit 233.675 Wohneinheiten (bei 590.667 Einwohnern). Eine Unterscheidung nach Gebäudetypen befindet sich in Tabelle 4.

---

<sup>22</sup> Durchschnittliche Reduktion des Wärmebedarfs durch die vollständige Sanierung

<sup>23</sup> <https://guichet.public.lu/de/citoyens/logement/construction/performances-energie/aide-financiere-maison-passive.html>

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

---

Tabelle 4 Anzahl Wohngebäude und Wohneinheiten in Luxemburg Stand 2017 [49]

Gebäudetyp	Anzahl Gebäude	Anzahl Wohneinheiten
Einfamilienhäuser	118.371	118.371
Mehrfamilienhäuser	15.783	81.830
Wohngebäude mit Nebennutzung	8.666	33.474
Gesamt	142.820	233.675

Der Vergleich mit vorangegangenen Erhebungen ([50] und [51]) gibt Aufschluss über die Entwicklungen der vergangenen Jahre. So steigt die Anzahl an Einfamilienhäusern im Zeitraum 2011-2017 um 7.721, der Gesamtbestand an Mehrfamilienhäusern um 8.182. Zu berücksichtigen ist dabei, dass neue Gebäude in dieser Statistik teilweise alte ersetzen. Im Zeitraum 2011-2013 wurden 200 Gebäudeabrisse dokumentiert, weshalb die Anzahl an Neubauten über o.g. Wert liegen dürfte. Aktuellere Werte zu Gebäudeabrisse liegen nicht vor.

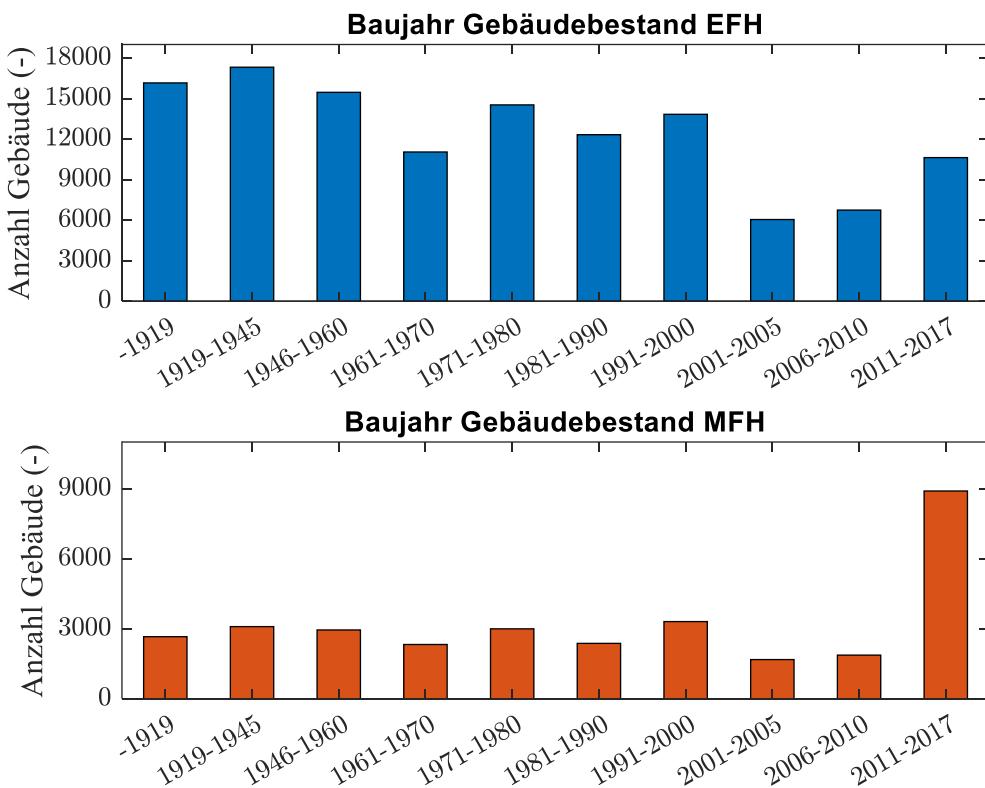


Abbildung 7 Gebäudebestand nach Baujahr (Stand 2017)

Wie Abbildung 7 zeigt, wurde die überwiegende Mehrheit der Gebäude (ca. 79%) vor in Kraft treten der ersten Wärmeschutzverordnung von 1995 errichtet und sind mit hoher Wahrscheinlichkeit ohne oder nur mit geringer Wärmedämmung ausgeführt. Demnach kommt der Einsatz von Wärmepumpen lediglich nach einer energetischen Sanierung, die entweder

bereits erfolgt ist oder noch zu erfolgen hat, in Frage. Aufgrund technischen Fortschritts sind, zwischen den einzelnen Dekaden, Verbesserungen bei der Dichtigkeit der Gebäude und bei Verglasungen zu erwarten. Abbildung 8 zeigt eine Zuordnung der Einfamilienhäuser in die verschiedenen Energieklassen. Dabei handelt es sich um eine Abschätzung aus dem Jahr 2011<sup>24</sup>. Eine Darstellung mit aktuelleren Daten befindet sich in 3.2.3.

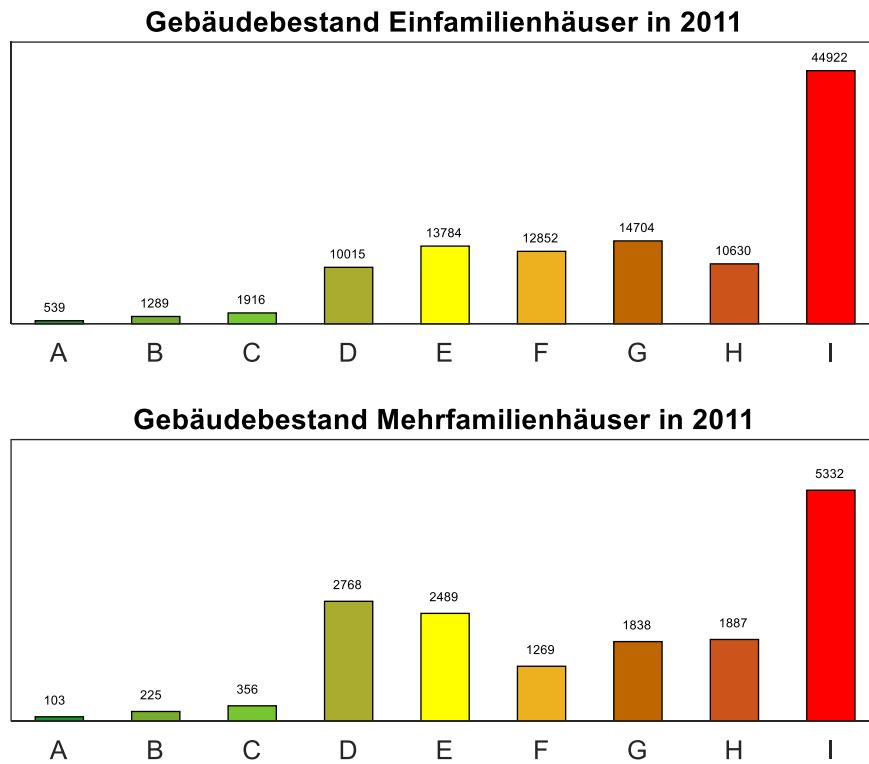


Abbildung 8 Gebäudebestand Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser je Energieklasse in 2011 (MyEnergy)

Die Zuordnung in eine Energieklasse erfolgt in Abbildung 8 auf Basis des wahrscheinlichen Heizwärmebedarfs der standardisierten Energiepassberechnung. Der tatsächliche Endenergieverbrauch weicht in der Praxis zum Teil stark vom rechnerischen Endenergiebedarf ab [52]. Die Annahmen des Berechnungsverfahrens führen i.d.R. zu einer Überbewertung bei Altbauten. Gründe dafür sind beispielsweise Unterschiede zwischen Literatur- und tatsächlichen Werten bauphysikalischer Parameter, Abweichungen zur Norminnentemperatur der Wohnräume und vor allem die Annahme, dass alle Wohnräume in vollem Umfang beheizt werden. Dagegen können gut gedämmte Häuser auch öfters einen deutlich höheren Verbrauch aufweisen, da das individuelle Nutzerverhalten maßgeblicher ist. Mögliche Ursachen sind u.a. eine höhere Innenraumtemperatur und manuelles Lüften trotz mechanischer Lüftungsanlage.

---

<sup>24</sup> Quelle MyEnergy

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

In Abbildung 8 sind gleichermaßen die Mehrfamilienhäuser in Energieklassen eingeordnet. Es zeigt sich, dass der Bestand im Vergleich jünger und folglich energetisch moderner einzuschätzen ist, als der der Einfamilienhäuser.

In der vollständigen Gebäudeerhebung von 2015 [51] liefert die STATEC einen Überblick der gemittelten Wohnfläche für Einfamilienhäuser. Es ist jedoch unklar, ob es sich beim Bezugswert aus Tabelle 5 um die Bruttowohnfläche oder die beheizte Wohnfläche handelt.

*Tabelle 5 Mittlere Wohnfläche von Einfamilienhäusern in Luxemburg (STATEC)*

Zeitraum der Fertigstellung	Reihenhäuser	Eckhäuser	Freistehende Häuser
Vor 1919	140	157	178
1919-1945	137	147	159
1946-1960	138	146	158
1961-1970	137	149	161
1971-1980	137	151	172
1981-1990	147	159	185
1991-2000	154	167	193
2001-2005	162	180	213
2006-2010	166	183	218
ab 2011	167	179	217
<b>Total</b>	<b>142</b>	<b>157</b>	<b>182</b>

Qualitativ zeigt sich seit 1960 eine kontinuierliche Zunahme der durchschnittlichen Wohnfläche. Erst im letzten dargestellten Zeitabschnitt ist die Tendenz rückläufig. Zudem sind deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Kategorien zu erkennen. So sind Reihenhäuser deutlich kleiner als freistehende Einfamilienhäuser. Die durchschnittliche Wohnfläche variiert außerdem stark in Abhängigkeit des Urbanisierungsgrades. Die im Durchschnitt größten Wohnhäuser ( $> 169 \text{ m}^2$ ) liegen in Gemeinden nahe der Hauptstadt und im Osten des Landes, während der Norden überwiegend geringere Wohnflächen aufweist ( $138-153 \text{ m}^2$ ). Die niedrigsten durchschnittlichen Wohnflächen haben die Städte ( $< 120 \text{ m}^2$ ), da dort der Anteil von Mehrfamilienhäusern größer ist [49].

#### **3.2.3 Ausblick für 2030**

Luxemburgs dynamisches Bevölkerungswachstum unterscheidet das Land von seinen Nachbarn der Großregion. Im Großherzogtum leben, Stand 2017, 590.667 Menschen. Die Bevölkerungszahl und der jährliche Zuwachs steigen seit 1985, als die Einwohnerzahl bei lediglich ca. 360.000 lag, kontinuierlich. Diese Entwicklung ist vor allem dem Wirtschaftswachstum und der daraus resultierenden Migration von Arbeitskräften zuzuschreiben, die auch die zukünftige Entwicklung prägen werden. Je nach Szenario steigt die

Einwohnerzahl in 2030 auf 735.000 bis 785.000 [53]. Das Bevölkerungswachstum hat massive Auswirkungen auf den Gebäudesektor. So ist Luxemburg trotz hoher Bauaktivität durch Wohnungsmangel und stark steigende Immobilienpreise gekennzeichnet.

Wie bereits angesprochen, sind Gebäude lediglich bei ausreichender Wärmedämmung mit Wärmepumpen kompatibel. Näherungsweise kann die Energieklasse D als Minimalanforderung an die Wärmeschutzklasse angesehen werden. Die Eignung in Kombination mit Flächenheizungen ergibt sich aus den Simulationsmodellen in Kapitel 4. Im Folgenden wird eine Prognose für 2030 erstellt, um die Anzahl geeigneter Gebäude abzuschätzen. Diese bilden dann das theoretische Potenzial für DSM Konzepte. Dazu wird zunächst Abbildung 8 auf Basis der STATEC Gebäudeerhebungen ergänzt, um den Bestand in 2017 darzustellen. Gleichzeitig wurde für den Zeitraum 2011-2017 eine Sanierungsrate von 0,5% pro Jahr angenommen. Das in Abbildung 9 dargestellte Potenzial an Einfamilienhäusern, die mit Wärmepumpen ausgestattet werden können, beträgt folglich 25.513. Im Weiteren werden zwei Prognosen für 2030 entwickelt, in der einmal eine weiterhin niedrige jährliche Sanierungsrate von 1% und eine ambitioniertere Rate gemäß Klimaplan von 3% angesetzt werden. Dabei liegen folgende Annahmen zugrunde:

1. Es werden hauptsächlich Gebäude der niedrigsten Energieklassen bzw. Wärmeschutzklassen G-I energetisch saniert und im geringeren Umfang der Energieklassen E-F. Je besser die Energieklasse, desto wirtschaftlich unattraktiver ist die Sanierung, da das Energieeinsparpotenzial geringer ist. Aus diesem Grund ist eine umfassende energetische Sanierung der Energieklassen E und F weniger wahrscheinlich.
2. Da die Wirtschaftlichkeitsaspekte auch bei der Sanierungstiefe maßgeblich sind, orientieren sich die Sanierungen mehrheitlich an den Mindestanforderungen, die im Bereich der Energieklasse D anzusiedeln sind. Restriktionen bei der energetischen Sanierung, beispielsweise die Notwendigkeit von Innendämmung anstelle von Außendämmung bei als Baudenkmal geschützten Gebäuden, verstärken diesen Trend. Auf die effizienteren Energieklassen C, B und A wird in geringerem Umfang saniert.

Die hinzukommenden Neubauten ergeben sich aus den Annahmen zum Bevölkerungswachstum. Wird eine Bevölkerungszunahme auf 750.000 Einwohner in 2030 angenommen, ergibt dies einen Zuwachs von ca. 160.000 Personen. In 2017 gab es in Luxemburg 233.675 Wohneinheiten, was einem Durchschnitt von 2,52 Personen pro Wohneinheit entspricht. Daraus ergibt sich in 2030 ein Bedarf an 63.369 zusätzlichen Wohneinheiten. In 2016 und 2017 befanden sich neue Wohneinheiten zu einem Dritteln in Einfamilienhäusern und zu zwei Dritteln in Mehrfamilienhäusern [54]. Der Bedarf für neue Einfamilienhäuser bis 2030 liegt unter dieser Annahme bei 21.121, welche alle nach neuesten

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

---

Standards auszuführen sind. Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse der beiden Szenarien. Die Anzahl geeigneter Gebäude erhöht sich demnach auf 63.206 bzw. 96.350, was einer Verdreifachung bis Vervierfachung des Potenzials für Wärmepumpen entspricht.

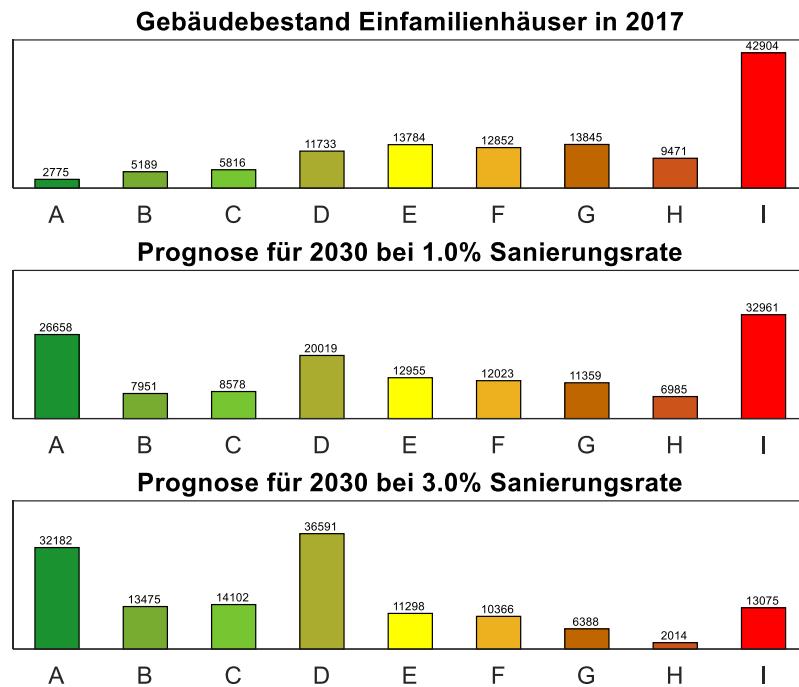


Abbildung 9 Gebäudebestand der Einfamilienhäuser sortiert nach Energieklasse in 2017 und Prognosen für 2030

Beide Szenarien zeigen deutliche Verschiebungen der energetischen Qualität des Gebäudebestandes. Des Weiteren zeigt sich, dass der Neubaustandard, aufgrund des Bevölkerungswachstums und der Mindeststandard für energetische Sanierungen charakteristisch für den Gebäudebestand Luxemburgs werden.

Die gleichen Verschiebungen zeigen sich bei den Mehrfamilienhäusern (Abbildung 10). Die Anzahl geeigneter Gebäude steigt von 12.265 in 2017 auf 21.069 bzw. 27.914 in 2030. Bei einer Sanierungsrate von 3% ist das energetische Sanierungspotenzial in 2030 bereits weitestgehend ausgeschöpft. Folglich wird der Neubaustandard in Mehrfamilienhäusern eine noch größere Relevanz einnehmen als bei Einfamilienhäusern.

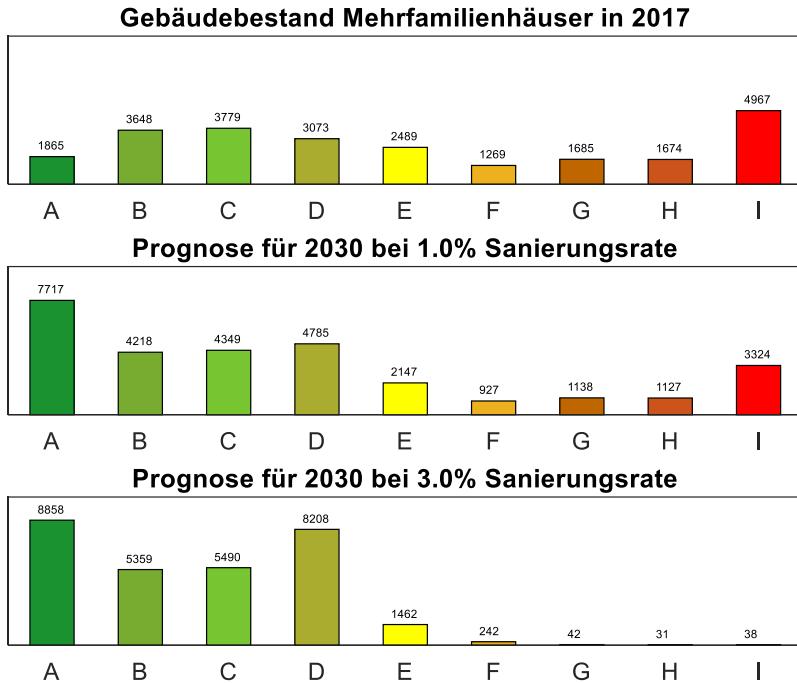


Abbildung 10 Gebäudebestand der Mehrfamilienhäuser sortiert nach Energieklasse in 2017 und Prognosen für 2030

Die Informationen aus diesem Kapitel fließen in die Auswahl der Referenzgebäude für thermische Simulationen ein (Kapitel 4.1).

### 3.3 Wärmemarkt

Möchte Luxemburg seine Klimaziele für 2030 erreichen, sind die Entwicklungen im Wärmesektor wegweisend. In 2017 lag der nationale Bruttoendenergiebedarf der Wärmeerzeugung bei ca. 13.000 GWh<sub>th</sub> mit einem Anteil regenerativer Energien von 8,1%. Davon entfallen ungefähr 6.000 GWh<sub>th</sub> auf Wohngebäude [41]. Bis 2030 soll der regenerative Anteil 30,5%, bei einem Bruttoenergiebedarf von ca 8.350 GWh<sub>th</sub> betragen. Diese Zahlen verdeutlichen, dass die Ziele von zwei Seiten adressiert werden. Zum einen soll die Wärmeerzeugung vermehrt aus erneuerbaren Energien erfolgen, zum anderen ist die Reduktion des Energiebedarfs über energetische Sanierungen sowie eine verbesserte Effizienz der Wärmeerzeugung ausschlaggebend.

In dieser Gemengelage wird der erfolgreiche Roll-Out von Wärmepumpen, als effizienter Wärmeerzeuger, von zentraler Bedeutung. Der Einsatz von Wärmepumpen darf sich dabei nicht nur auf neue Wohngebäude beschränken, sondern ist auch für den energetisch sanierten Gebäudebestand eine Schlüsseltechnologie [47]. Die thermische Erzeugung der Wärmepumpen soll gemäß Klimaplan um einen Faktor 8 von 52 GWh<sub>th</sub> in 2017 auf 422 GWh<sub>th</sub> in 2030 ansteigen. Andere notwendige Maßnahmen sind der Austausch alter Heizungsanlagen mit der

Umstellung von Heizwert- auf die effizientere Brennwerttechnologie und ggf. der Brennstoffwechsel von Heizöl zu Erdgas oder Pellets.

Die Aufgabe der Politik ist es die passenden Rahmenbedingungen zu setzen, die das Erreichen der o.g. Ziele ermöglicht, sei es über Anpassungen in der Gesetzgebung oder dem Aufsetzen von Förderprogrammen für bestimmte Maßnahmen bzw. Technologien. Der Fortschritt sollte über regelmäßiges Monitoring überprüft werden, um mögliche Fehlentwicklungen und Maßnahmenbedarf aufzuzeigen. Die Voraussetzung dafür ist eine ausreichende Disponibilität von Daten, die das Erstellen aussagekräftige Analysen ermöglicht. Im konkreten Fall geht es um die Fragen, welche Marktposition die Wärmepumpe im luxemburgischen Wärmemarkt einnimmt und welche Entwicklungen sich daraus, unter Berücksichtigung der entsprechenden Rahmenbedingungen, ableiten lassen. Da davon auszugehen ist, dass nicht jedes geeignete Gebäude in 3.2.3 mit einer Wärmepumpe ausgestattet wird, ergibt die tatsächliche Marktentwicklung der Wärmepumpe das technische Potenzial, welches für DSM Konzepte zur Verfügung steht. In Bezug auf Wärmeerzeuger, vor allem auf Wärmepumpen, ist die Verfügbarkeit von Daten jedoch unzureichend. Eine Quantifizierung des Marktgeschehens ist nicht nur für politische Akteure, sondern auch für Hersteller und Händler von Wärmeerzeugern sowie Energieversorger und Stromnetzbetreiber interessant.

Um diesem Mangel an Informationen entgegenzutreten, wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Wärmemarktstudie initiiert, die in Kooperation mit in Luxemburg vertretenen Herstellern<sup>25</sup> respektive Händlern von Wärmeerzeugern entstanden ist. Die Studie analysiert nationale Verkaufszahlen von Wärmepumpen und anderen Wärmeerzeugern im Zeitraum von 2014 bis 2018. Die Auswertung zeigt wesentliche Tendenzen im Markt, die vor allem auf politisches Handeln zurückzuführen sind.

#### **3.3.1 Ausgangsbasis**

Die Gebäudeerhebung der STATEC von 2015 [51] enthält eine Aufstellung der zum Heizen verwendeten Energieträger. Abbildung 11 zeigt, dass die überwiegende Mehrheit der Gebäude mit den fossilen Energieträgern Erdgas und Heizöl beheizt werden. Die Kategorie „Strom“ beinhaltet ausschließlich rein elektrische Heizungen. Auf den konkreten Marktanteil der Wärmepumpe können keine Rückschlüsse gezogen werden, da diese in der Kategorie „Andere“ (3%) enthalten ist. Bezogen auf den gesamten Gebäudebestand ist die Wärmepumpe demnach eine Randtechnologie. Unter Berücksichtigung der in 3.2 angesprochenen technische Restriktionen, handelt es sich bei der Wärmepumpe allerdings um eine Technologie, deren

---

<sup>25</sup> AGASAL

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

Einsatzmöglichkeiten sich erst als Konsequenz aus den Wärmeschutzverordnung von 2007 und deren Verschärfung von 2016 ergeben. Die Entwicklung der letzten Jahre ist daher aussagekräftiger.

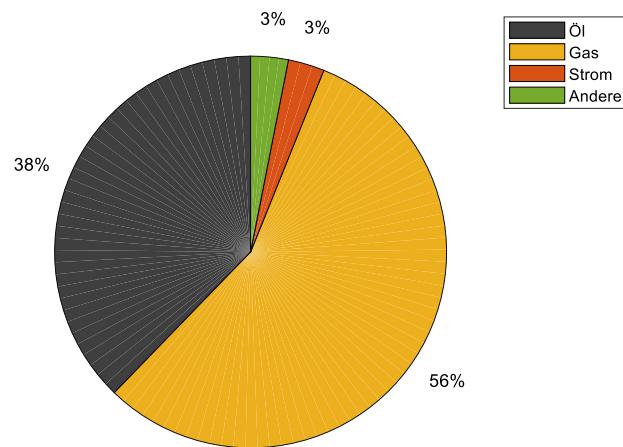


Abbildung 11 Zum Heizen eingesetzter Energieträger Stand 2015 [51]

Im Rahmen der gesetzlichen Förderung von Wärmepumpenanlagen führt die „Administration de l’Environnement“ eine Statistik aller Anlagen mit positivem Förderbescheid, die bis einschließlich 2017 vorliegt [55]. Diese Statistik findet sich im europäischen Bericht über den Wärmepumpenmarkt wieder, der im 2-Jahres Abstand erscheint [56]. Daraus geht hervor, dass sich die Wärmepumpentechnologie ab 2007, durch die Verschärfung der energetischen Anforderungen an Gebäude, in Luxemburg etabliert hat. Das Wachstum liegt seitdem in einer Größenordnung von 200 Anlagen pro Jahr. Stand 2017 sind in Luxemburg 2.060 Anlagen installiert, davon 1.389 Luft/Wasser- und 671 Sole/Wasser Wärmepumpen<sup>26</sup>. Die Entwicklung von 2014 bis 2017 ist in Abbildung 12 dargestellt. Es fällt auf, dass 2016 und 2017 mehr Sole/Wasser als Luft/Wasser Wärmepumpen gefördert wurden. Diese Schlussfolgerung überrascht, da sich der Trend in anderen europäischen Ländern zur Wärmequelle Luft entwickelt. In Deutschland beispielsweise wurden in 2017 55.000 Luft/Wasser, aber nur 23.000 Sole/Wasser Wärmepumpen installiert [56]. Aus diesem Grund ist die Vermutung naheliegend, dass die Förderstatistik keine vollständige Abbildung des Marktes darstellt und die Marktposition der Wärmepumpe auf diese Weise nicht eindeutig bewertet werden kann.

<sup>26</sup> Beide Werte beinhalten eine geringe einstellige Stückzahl Luft/Luft sowie Wasser/Wasser Wärmepumpen, die an dieser Stelle nicht getrennt berücksichtigt werden

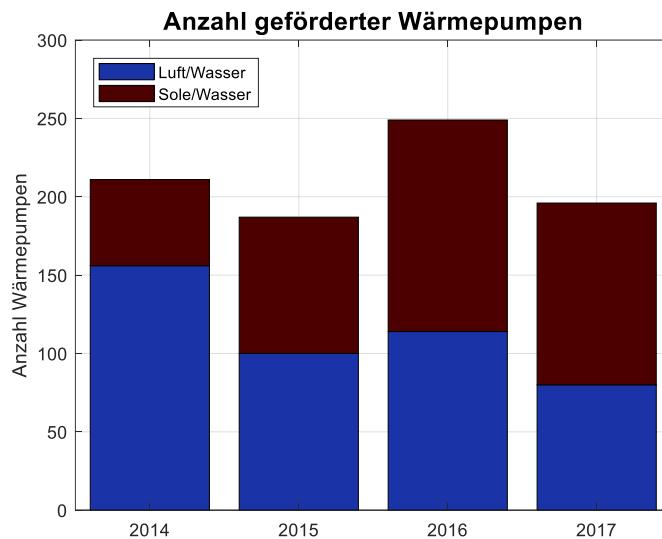


Abbildung 12 Staatlich geförderte Wärmepumpen in Luxemburg

### 3.3.2 Rahmenbedingungen für Wärmepumpen

Während Kapitel 3.2 den Einfluss der energetischen Vorschriften und der Sanierung auf das Potenzial an Wärmepumpen aufzeigt, werden im Folgenden andere Markteinflussfaktoren diskutiert.

Der Einbau von Wärmepumpen wird seit 2001 staatlich subventioniert. Dabei hat sich sowohl die Höhe des Fördersatzes, als auch die Anforderungen an die Anlagentechnik im Laufe der Jahre geändert. Die letzte reguläre Anpassung fand im Jahr 2016<sup>27</sup> statt. In Einfamilienhäusern erhalten Luft/Wasser Wärmepumpen eine Förderung von 25% der Investitionskosten bis zu einem Maximum von 2.500 €. Sole/Wasser Wärmepumpen erhalten 50% der Investitionskosten mit einem Maximum von 8.000 €. In Mehrfamilienhäusern werden lediglich letztere mit 6.000 €/Wohneinheit gefördert, bei einem Maximum von 30.000 €. Im Rahmen des Konjunkturprogramms „Neistart Lëtzeburg“<sup>28</sup>, das Aufgrund der Corona-Krise aufgesetzt wurde, erhöhen sich die maximale Übernahme der Investitionskosten sowie die absolute Förderung um jeweils 25%. Das Programm ist vorerst bis zum 31. März 2021 gültig.

Förderfähige Anlagen erfüllen einen vorgegebenen COP gemäß EN 14511.

- $COP \geq 3,1$  (A2/W35) für Luft/Wasser Wärmepumpen
- $COP \geq 4,3$  (B0/W35) für Sole/Wasser Wärmepumpen

---

<sup>27</sup> Loi du 23 décembre 2016 instituant un régime d'aides

<sup>28</sup> <https://gouvernement.lu/dam-assets/documents/actualites/2020/05-mai/Neistart-Letzeburg-Tableau-Mesures.pdf>

Liegt die Vorlauftemperatur des Heizkreises über 35°C gelten o.g. COP Anforderungen für den gewählten Betriebspunkt. Dieser Passus beschränkt die Wärmepumpenförderung indirekt auf den kombinierten Einsatz mit Flächenheizungen. Heizkörper benötigen höhere Vorlauftemperaturen aufgrund ihrer geringeren Heizfläche. Aus diesem Grund reduziert sich der COP der Wärmepumpenanlage i.d.R. unterhalb der Vorgaben. Der Einbau von Flächenheizungen im Rahmen der energetischen Sanierung verursacht zusätzliche Kosten und dürfte aus diesem Grund nicht den Regelfall darstellen. Für den Ausbau der Wärmepumpen im Gebäudebestand stellt diese Regelung daher ein Hindernis dar.

Darüber hinaus werden u.a. thermische Solaranlagen gefördert. Wird diese mit einer Wärmepumpe kombiniert gibt es einen Bonus von 1.000 €. Einige Gemeinden in Luxemburg gewähren zusätzliche Fördergelder. Hinzu kommen privatwirtschaftliche Förderinitiativen der Energieversorger, die gesetzlich angehalten sind, Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz zu unterstützen. Diese fördern auch die Erneuerung fossiler Heizungsanlagen mit der Umstellung von Heizwert- auf Brennwerttechnologie. Politische Förderprogramme für fossile Heizungsanlagen gibt es gegenwärtig keine.

Die im Weiteren analysierten Verkaufszahlen stammen von Herstellern und Großhändlern, die in Luxemburg ansässig sind. Die Warenverkehr- und Dienstleistungsfreiheit erlaubt darüber hinaus Tätigkeiten ausländischer Akteure, die aufgrund der Unterschiede im Preis- und Lohnniveau zwischen Luxemburg und seinen Nachbarstaaten, vermehrt zu erwarten sind. Die in 3.3.3 aufgeführten Statistiken können deshalb folgende Kanäle nicht abbilden:

- Anlagen, die ein luxemburgischer Installateur über einen im Ausland ansässigen Hersteller beschafft
- Anlagen, die ein im Ausland ansässiger Installateur über einen im Ausland ansässigen Hersteller beschafft und dann in Luxemburg verbaut

Tätigkeiten luxemburgischer Installateure im Ausland sind in erheblich geringerem Umfang zu erwarten. Die nationalen Akteure schätzen die dadurch entstehende Dunkelziffer auf ca. 25% aller Stückzahlen. Technologiespezifische Unterschiede bei dieser Dunkelziffer sind nicht auszuschließen.

#### **3.3.3 Verkaufsstatistiken**

Abbildung 13 stellt die nationalen Verkaufszahlen von Wärmepumpen im Zeitraum von 2014 bis 2018 dar. Es zeigt sich ein dynamisches Wachstum von 203 verkauften Einheiten in 2014 auf 559 Einheiten in 2018. Luft/Wasser Wärmepumpen haben über den gesamten

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

---

Zeitraum einen Marktanteil von 88,5% der insgesamt 1.929 verkauften Wärmepumpen. Auffällig ist der starke Anstieg von 2016 auf 2017 der im Folgejahr wieder abflacht.

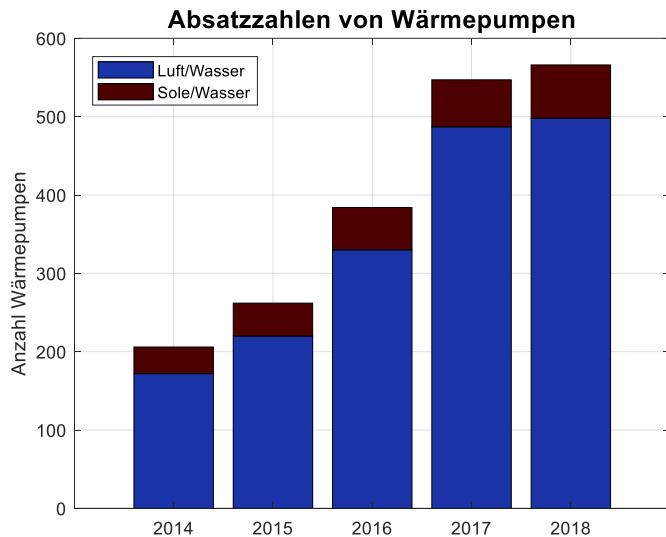


Abbildung 13 Absatzzahlen von Wärmepumpen 2014-2018

Die Leistung aller erfassten Luft/Wasser Wärmepumpen beträgt insgesamt 13,53 MW<sub>th</sub> und 3,66 MW<sub>el</sub>.<sup>29</sup> Für die Sole/Wasser Wärmepumpen sind dies 3,19 MW<sub>th</sub> und 0,66 MW<sub>el</sub>.<sup>30</sup> Unter der Annahme, dass diese Wärmepumpen überwiegend zum Heizen in Wohngebäuden installiert sind, ergibt sich eine übliche Anlagenauslastung von 1.500-2.000 Vollaststunden pro Jahr. Folglich liegt die jährlich erzeugte Wärme in einer Größenordnung von 25-33 GWh.

Der direkte Vergleich von Abbildung 13 mit der Statistik der geförderten Anlagen aus Abbildung 12 zeigt eine klare Diskrepanz bei Luft/Wasser Wärmepumpen, wo im Zeitraum von 2014-2017 450 geförderten Anlagen 1.209 verkauft gegenüberstehen. Das dynamische Wachstum findet sich in den Förderstatistiken nicht wieder. Die Analyse beider Statistiken zeigt, dass sich der quantitative Unterschied ausprägt, d.h. es nehmen relativ betrachtet immer weniger Anlagen die staatliche Förderung in Anspruch. Dabei wäre der Marktanteil ausländischer Akteure noch zu berücksichtigen. Diese Entwicklung überrascht, da sich die Förderhöhe der Luft/Wasser Wärmepumpe seit 2012 nicht geändert hat. Die Nichtinanspruchnahme der Förderung zeugt von mangelnder Attraktivität, wobei an dieser Stelle lediglich spekuliert werden kann, worauf diese im Einzelnen zurückzuführen ist.

Die inverse Situation zeigt sich bei der Sole/Wasser Wärmepumpe, wo im vergleichbaren Zeitraum 393 Anlagen gefördert wurden, jedoch nur 190 in der nationalen Verkaufsstatistik zu sehen sind. Der Unterschied ist ein Indiz für die Aktivität ausländischer Akteure in Luxemburg.

---

<sup>29</sup> Die Angaben zur Leistung beziehen sich jeweils auf den Betriebspunkt A2/W35

<sup>30</sup> Die Angaben zur Leistung beziehen sich jeweils auf den Betriebspunkt B0/W35

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

Zumindest bei Sole/Wasser Wärmepumpen ist diese Aktivität deutlich oberhalb der zuvor angenommenen 25%. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass die Förderstatistik die überwiegende Mehrheit der Anlagen erfasst, da die Förderung in ihrer Höhe wesentlich attraktiver ist als bei Luft/Wasser Wärmepumpen.

Unter der Annahme des 25% Marktanteils ausländischer Akteure, wurden im betrachteten Zeitraum von 2014-2018 2.572 Wärmepumpen installiert. Diese Zahl überschreitet bereits die 2.060 von der Förderstatistik erfassten Anlagen des Zeitraumes 2001-2017, obwohl ein Großteil davon in den Zeitraum vor 2014 fällt. Im Vergleich zu vergleichbaren europäischen Märkten erscheint diese Darstellung des Wärmepumpenmarktes plausibel und die Daten der Marktumfrage zuverlässiger als jene der Fördergeldstatistik.

Abbildung 14 zeigt die Verkaufszahlen der mit Brennstoff betriebenen Heizungen bis zu einer Leistung von 50 kW<sub>th</sub>. Bei der Mehrheit der Anlagen handelt es sich um Gasbrennwertkessel, deren Absatz von 2.785 in 2014 auf 3.127 (+12%) in 2018 ansteigt. Im gleichen Zeitraum sinken die Verkaufszahlen der Ölbrennwertheizungen von 824 auf 629 (-24%). Pelletheizungen werden seltener verkauft. Das Maximum lag bei 54 Anlagen in 2017.

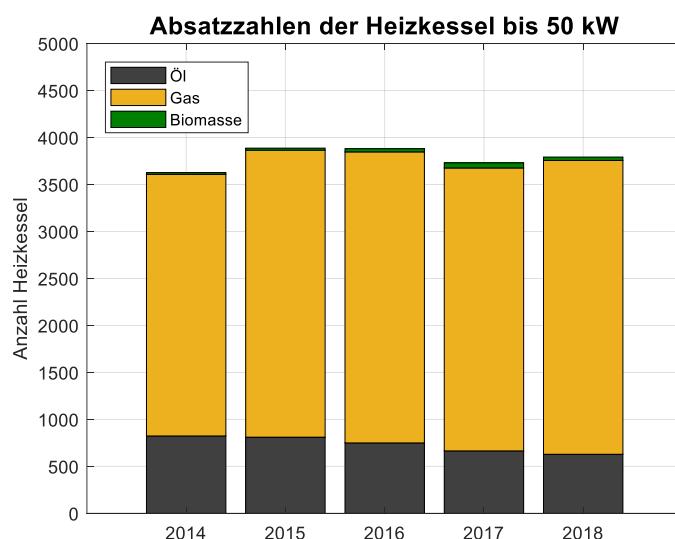


Abbildung 14 Absatzzahlen Heizkessel bis 50 kW<sub>th</sub>

Der gesamte Absatz ist im betrachteten Zeitraum weitestgehend konstant, wobei eine Entwicklung von Öl hin zu Erdgas als Energieträger zu erkennen ist. Dem Brennstoffwechsel sind jedoch Grenzen gesetzt, da große ländliche Gebiete im Norden, Osten und Westen Luxemburgs nicht an das Gasnetz angeschlossen sind.

Betrachtet man alle erfassten Heizungsanlagen für das Jahr 2018, so ergibt sich der in Abbildung 15 dargestellte Marktanteil der Wärmepumpe von 13%. Allerdings beinhalten die Zahlen der Heizkessel sowohl neue Anlagen – Heizkessel sind in Kombination mit

Solarthermie noch im Neubau zulässig-, als auch Ersatzmaßnahmen in Bestandsgebäuden. Der Anteil der Wärmepumpen im Neubau dürfte demnach deutlich höher einzuschätzen sein.

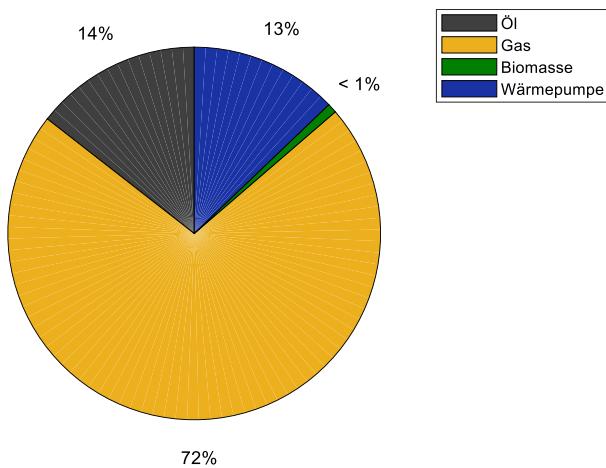


Abbildung 15 Marktanteile der Heizungen in 2018 (Neu und Ersatzinstallationen von Wärmeerzeugern)

#### 3.3.4 Ausblick für 2030

Abbildung 13 bestätigt den Markthochlauf der Wärmepumpe. Vorrangiger Treiber sind die gestiegenen energetischen Anforderungen für neue Wohngebäude. Die letzte Verschärfung in 2017 führte zu einem sprunghaften Anstieg der Verkaufszahlen, der sich in 2018 nicht in selbem Umfang fortsetzt. Die hohe Bauaktivität in Luxemburg ist ein positiver Einflussfaktor, der den Markt stützt. Aufgrund des europaweiten Trends hin zu Wärmepumpen ist darüber hinaus mit einer Kostendegression der Technologie zu rechnen, die die Marktposition im Vergleich zu fossilen Heizkesseln weiter verbessert. Darüber hinaus dürfte der im europäischen Vergleich niedrige Strompreis ebenfalls positiv wirken.

Dass fossile Heizkessel in Kombination mit solarthermischen Anlagen in Neubauten noch zulässig sind, stellt ein Hemmnis für den Roll-Out der Wärmepumpen in Luxemburg dar. Ein weiterer negativer Aspekt ist die geringe Attraktivität der Förderung von Luft/Wasser Wärmepumpen. Hinzu kommt die indirekte Förderbeschränkung auf Anlagen in Kombination mit Flächenheizungen, die den Ausbau der Wärmepumpen im energetisch sanierten Bestand unattraktiver gestaltet.

Im Folgenden werden drei mögliche Entwicklungspfade für den Wärmepumpenmarkt in Richtung 2030 dargestellt, wobei die Aktivität ausländischer Akteure berücksichtigt wird. Zusätzlich werden die vor 2014 in der Förderstatistik erfassten Anlagen in die Gesamtanzahl in 2018 eingerechnet. Ein möglicher Roll-Out der Wärmepumpe in Gewerbe und Industrie wird

### 3. Rahmenbedingungen für Demand-Side-Management in Luxemburg

an dieser Stelle ausgeklammert. Die gemittelte installierte Leistung (thermisch und elektrisch) der neu installierten Anlagen entspricht dem Mittelwert, der in Abbildung 13 erfassten Wärmepumpen .

- Business-as-Usual: Die Wärmepumpen Absatzzahlen bleiben konstant auf dem Niveau von 2018, positive und negative Einflüsse verändern sich nicht. Die Anzahl Wärmepumpen erhöht sich von 3.789 in 2018 auf 12.279 in 2030 (Abbildung 16). Ändert sich die mittlere thermische und elektrische Leistung nicht, so beträgt die installierte Leistung in 2030 113 MW<sub>th</sub> und 30 MW<sub>el</sub>. Die erzeugte thermische Energie beträgt 169-225 GWh<sub>th</sub>.
- Konstantes Wachstum: Aufgrund sich verbessernder Rahmenbedingungen steigen die Absatzzahlen um 5% pro Jahr. Folglich steigt die Anzahl der Wärmepumpen auf 15.613 in 2030. Die installierte Leistung beträgt 145 MW<sub>th</sub> bzw. 38 MW<sub>el</sub>. Die Wärmeerzeugung liegt in der Größenordnung von 217-289 GWh<sub>th</sub>.
- Klimaplan: Im letzten Fall handelt es sich um ein Zielszenario, das beschreibt, welcher Marktzuwachs notwendig ist, um die im Klimaplan festgehaltenen 422 GWh<sub>th</sub> als Beitrag der Wärmepumpen zu erreichen. Dazu müssten die Absatzzahlen jährlich um 16% ansteigen. Somit müssten in 2030 29.126 Wärmepumpen installiert sein, deren Leistung insgesamt 276 MW<sub>th</sub> und 73 MW<sub>el</sub> beträgt.

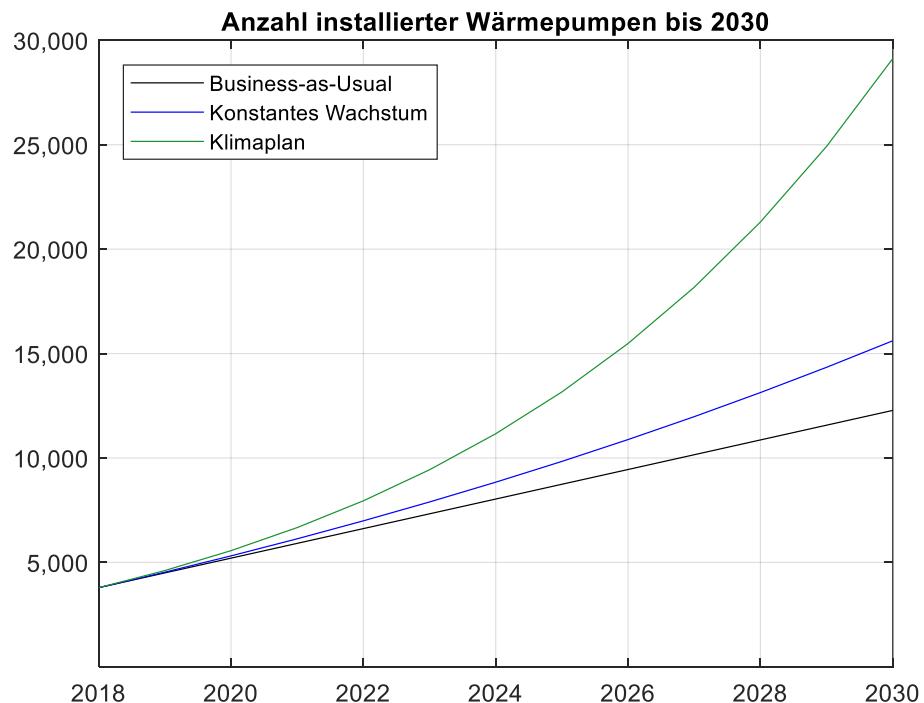


Abbildung 16 Szenarien zum Wärmepumpenmarkt bis 2030

Die im 3. Szenario notwendige Dynamik veranschaulicht den Handlungsbedarf zum Erreichen der Klimaziele. Der jährliche Zuwachs liegt über dem gleichzeitigen Potenzial an neuen Wohngebäuden d.h., dass selbst ein Marktanteil von 100% im Neubau unzureichend ist. Das unterstreicht die Bedeutung der energetischen Sanierung. Zusätzlich müssen Potenziale in Gewerbe und Industrie erschlossen werden. Politische Weichenstellungen, die den Markt begünstigen sind die CO<sub>2</sub> Steuer, die in 2021 eingeführt werden soll, der langfristig angedachte Ausstieg aus Ölheizungen (Klimaplan) und die Überlegung, Wärmepumpen als Referenztechnologie in der Energiepassberechnung zu definieren, so dass fossile Heizungsanlagen im Neubau kaum mehr die rechtlichen Vorgaben einhalten könnensind.

Für DSM Konzepte ist die installierte elektrische Leistung interessant. Diese liegt je nach Szenario zwischen 30 und 73 MW<sub>el</sub>, welche als maximales technisches Potenzial zur Lastverschiebung zur Verfügung stehen Im Hinblick auf die Entwicklung der Spitzenlast im Stromnetz (1.100-1.300 MW nach Schätzung der Creos) ist dieser Wert ein relevantes Potenzial, das sich an die Erzeugung der erneuerbaren Energien anpassen und somit zu deren Integration beitragen kann.

## 4 Thermische Simulationen

### 4.1 Konzept

Das in 3.3.4 ermittelte technische Potenzial beinhaltet alle installierten Wärmepumpenanalagen in 2030. Im Weiteren soll die tatsächliche Eignung für DSM über Simulationen validiert werden. Neben verschiedenen Wärmequellen und Gebäudetypen ergibt sich eine gewisse Komplexität auch aufgrund der Randbedingungen, die das DSM in Bezug auf den Verbraucher sowie das Energiesystem erfüllen muss.

Für den Verbraucher sind folgende Punkte zentral:

- Der Verbraucher kann auf Basis von zwei Optionen in ein DSM Konzept eingebunden werden. Entweder wird die Bereitstellung von Flexibilität über einen regulatorischen Zwang umgesetzt oder mit einem Anreizsystem organisiert, das der Verbraucher im eigenen Interesse nutzt. Letztere Variante ist wahrscheinlicher, da es in Übereinstimmung mit den Positionen der EU, aber auch mit denen des Regulators in Luxemburg<sup>31</sup> ist. Die Anreize sollen durch Marktmechanismen zustande kommen, müssen aber auch quantitativ überzeugen, um eine Lenkungswirkung für den

---

<sup>31</sup> Quelle: Gespräch im Institute Luxembourgeois de Régulation (ILR)

Verbraucher hin zu flexilem Verhalten auszulösen. Eine relevante Reduktion der Energiekosten durch das DSM ist somit von zentraler Bedeutung.

- Die Hauptaufgabe der Wärmepumpenheizung ist das Sicherstellen des thermischen Komforts im Wohngebäude. Thermisches Unbehagen kann durch zu niedrige Innenraumtemperaturen aber auch aufgrund zu schneller Temperaturwechsel entstehen. Um den Endverbraucher vom DSM zu überzeugen, muss das Konzept mindestens den thermischen Komfort des Normalbetriebs erreichen.
- Das Erzielen der kostenoptimalen Betriebsweise ist komplex, da die Entscheidung ob geheizt wird nicht nur auf Basis gegenwärtiger Gegebenheiten, sondern prädiktiv, unter Berücksichtigung nachfolgender Systemzustände, getroffen werden muss (mehr in Kapitel 4.4). Der Regelungsprozess der Wärmepumpe muss demnach vollautomatisch sein und sollte kein regelmäßiges individuelles Eingreifen des Endverbrauchers erfordern, da es dem finanziellen Nutzen einen persönlichen Aufwand entgegenstellt und die Regelentscheidungen für einen manuellen Prozess zu komplex sind.

Hinzu kommen Randbedingungen des Energieversorgungssystems, die auch im Hinblick auf die Herausforderung des Klimawandels eingehalten werden sollten.

- Der Prozess der Lastverschiebung muss energieeffizient erfolgen. Da der Prozess des DSM auch verbrauchssteigernd wirken kann, müssen Nutzen und Aufwand im Einklang sein. Als Referenz dienen Flexibilitätsoptionen mit ähnlichem zeitlichen Wirkungshorizont. Dazu zählen beispielsweise Batteriespeicher.
- Wesentliches Ziel des DSM ist die Integration der erneuerbaren Energien, deren Verfügbarkeit durch die Preissignale abgebildet werden müssen. Da es sich bei den Strompreisen an den Energiemarkten immer um eine wechselseitige Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage handelt, kann dieser Aspekt lediglich bedingt auf Basis von Marktmechanismen umgesetzt werden. Die Wirkung wird eindeutiger, je dominanter die Rolle der erneuerbaren Energien im Energiesystem wird.
- DSM soll das Energiesystem insgesamt verbessern und kosteneffizienter gestalten. Auch dies spricht für einen automatisierten und somit berechenbaren Prozess und gegen eine manuelle Steuerung durch den Endverbraucher. Dies kann im erweiterten Sinne das Entstehen von Ineffizienzen vermeiden und dem Verursachen externalisierter Kosten entgegenwirken. Ein Beispiel für externalisierte Kosten ist ein Netzengpass, der aufgrund des DSM entsteht und den der Netzbetreiber durch aktives Eingreifen beseitigen muss. Da Stromhändler und Netzbetreiber unabhängig voneinander agieren sind diese zwar nicht immer zu vermeiden, sollten jedoch nicht gezielt in Kauf genommen werden. Die Kosten würden über die Netzentgelte auf alle Verbraucher umgewälzt.

Im Weiteren werden thermische Simulationsmodelle entwickelt, anhand derer das Konzept des DSM und seine Potenziale für Luxemburg validiert werden. Die Ergebnisse sollen Rückschlüsse auf die wesentlichen Potenzialeinflussfaktoren und die optimale Parametrisierung flexibler Wärmepumpenheizsysteme zulassen. Gleichzeitig werden Herausforderungen für die praktische Umsetzung und strukturelle Faktoren, die ein Hemmnis darstellen herausgearbeitet. Als Simulationsumgebung werden TRNSYS 18 und MATLAB verwendet.

### 4.2 Referenzgebäude

Das DSM Konzept soll an Referenzgebäuden getestet werden, die zum einen charakteristisch für den Gebäudebestand Luxemburgs in 2030 und zum anderen geeignet für eine Wärmepumpenheizung sind. Dazu dienen die Erkenntnisse aus 3.2. Es werden zwei Referenzgebäude für Einfamilienhäuser und ein Referenzgebäude für Mehrfamilienhäuser untersucht. Bis 2030 werden zahlreiche neue Einfamilienhäuser nach modernen energetischen Standards gebaut, die somit charakteristisch für den nationalen Gebäudebestand werden. Aus diesem Grund handelt es sich beim ersten Referenzgebäude um einen Neubau nach Energieeffizienz- und Wärmeschutzklasse A. Das zweite Referenzgebäude repräsentiert ein Bestandsgebäude nach der energetischen Sanierung. Diese werden mehrheitlich den energetischen Standard der Wärmeschutzklasse D erreichen. Die gleichen Trends zeigen sich bei Mehrfamilienhäusern. Da das Sanierungspotenzial je nach Szenario in 2030 bereits weitestgehend erschlossen ist, wird der Neubaustandard charakteristischer, weshalb ein Modell auf Neubaubasis (Energieeffizienz und Wärmeschutzklasse A) verwendet wird. Die Referenzgebäude werden 3-dimensional mit der Software SketchUp [57] entworfen und anschließend in TRNSYS importiert.

#### 4.2.1 Einfamilienhaus Energieklasse A

Architektonisch handelt es sich beim Neubau um eine typische Würfelbauweise. Die Bruttowohnfläche beträgt 173,5 m<sup>2</sup>. Dieser Wert liegt unterhalb der STATEC Angaben aus Tabelle 5, entspricht jedoch eher der Größenordnungen typischer aktueller Immobilienanzeigen. Die Wohnfläche verteilt sich auf drei Geschosse: das Erdgeschoss (70 m<sup>2</sup>), erstes Obergeschoss (73 m<sup>2</sup>) und zweites Obergeschoss (30 m<sup>2</sup>). Die Geschosseshöhe beträgt 2,8 m. Unter Berücksichtigung der Geschossdecken ergibt sich eine für Neubauten typische Raumhöhe von 2,5 m. Die Fensterfläche liegt schwerpunktmäßig auf der Südseite und beträgt insgesamt 36 m<sup>2</sup>.

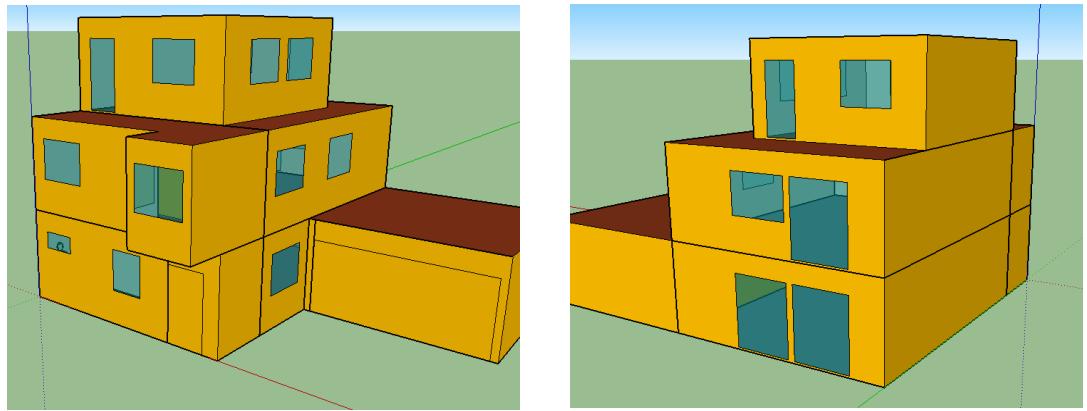


Abbildung 17 Darstellung Energieklasse A, links Nord- und Westfassade, rechts Süd- und Ostfassade (SketchUp)

Das Gebäude teilt sich in vier thermische Zonen. Das Erdgeschoss und das zweite Obergeschoss sind jeweils eine thermische Zone, das erste Obergeschoss teilt sich in zwei Zonen um ggf. Unterschiede zwischen Badezimmer- und Wohnraumnutzung darstellen zu können.

Die Anforderungen an die Gebäudehülle sind in Tabelle 6 für die Energieklasse A dargestellt [58]. Diese Angaben zum Wärmedurchgangskoeffizient wurden auf das Referenzgebäude angewendet.

Tabelle 6 Wärmedurchgangskoeffizienten Energieklasse A

Bauteil	U-Wert (W/m <sup>2</sup> K)
Außenwand	0,12
Boden	0,15
Dach	0,10
Wärmebrückenzuschlag	0,01
Fenster (Glas und Rahmen)	0,62 bzw. 0,65

Bei dem Gebäude handelt es sich um eine mittelschwere bis schwere Bauweise. Die Außenwände bestehen aus Leichtbeton ( $\lambda = 0,35 \frac{W}{m K}$ ), Böden und Geschossdecken aus Normalbeton ( $\lambda = 2,1 \frac{W}{m K}$ ). Als Dämmmaterial wurde expandiertes Polystyrol (EPS,  $\lambda = 0,03 \frac{W}{m K}$ ) verwendet. Die Dichtigkeit ( $n_{50}$ ) der Gebäudehülle beträgt  $0,6 \frac{1}{h}$ . Zum Einhalten der energetischen Vorschriften ist darüber hinaus eine mechanische Lüftungsanlage mit einem Wärmerückgewinnungsgrad von 85% der Temperaturdifferenz installiert. Die Heizlast  $\Phi$  des Gebäudes wurde auf Basis der EN 12831 zu  $3,1 \text{ kW}_{\text{th}}$  bestimmt, bezogen auf eine Norminnentemperatur  $\vartheta_{I,N}$  von  $20^\circ\text{C}$  und eine Normaußentemperatur  $\vartheta_{A,N}$  von  $-12^\circ\text{C}$ . Die effektive Wärmespeicherkapazität ( $C_E$ ) der Gebäudehülle kann gemäß DIN 18599 mit 90 –

$130 \frac{Wh}{m^2 K}$ <sup>32</sup> angegeben werden und beträgt folglich  $15,6 - 22,6 \frac{kWh}{K}$ . Die Abkühlkonstante  $\tau$  berechnet sich gemäß Gleichung 5

$$\tau = \frac{C_E}{\Phi} \cdot (\vartheta_{I,N} - \vartheta_{A,N}) \quad (5)$$

zu 161-233 h bzw. 6,7-9,7 d.

#### 4.2.2 Einfamilienhaus Energieklasse D

Beim Bestandsgebäude handelt es sich um eine Konstruktion mit Schrägdach. Die Bruttowohnfläche beträgt  $210 m^2$ . Unter der Berücksichtigung, dass Raumflächen erst ab einer lichten Höhe von 2 m zu 100%, und ab 1 m zu 50% als Wohnfläche berücksichtigt werden, ergibt sich eine reale Wohnfläche von  $193,5 m^2$ . Die Wohnfläche verteilt sich auf ebenfalls drei Geschosse: das Erdgeschoss ( $70 m^2$ ), erstes Obergeschoss ( $70 m^2$ ) und zweites Obergeschoss ( $53,5 m^2$ ). Die Geschosshöhe beträgt 2,8 m, die Raumhöhe 2,5 m. Die verglaste Fläche ist mit  $29 m^2$  geringer als beim Neubau.

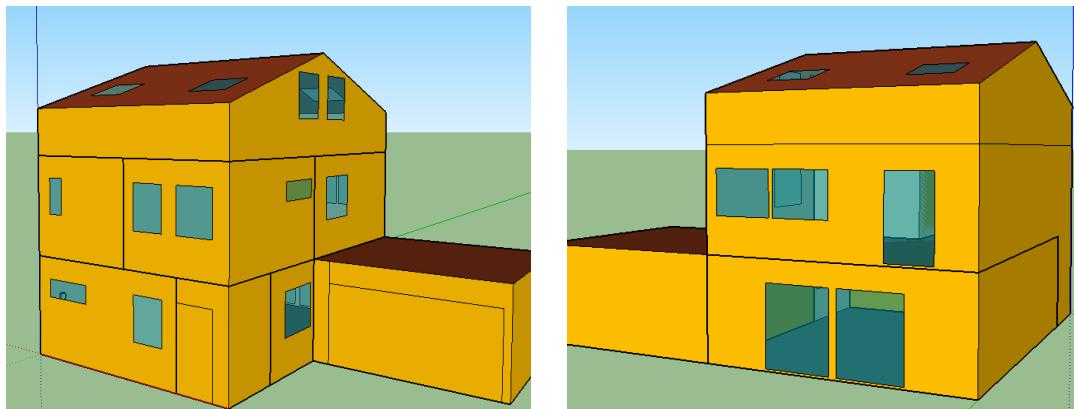


Abbildung 18 Darstellung Energieklasse A, links Nordfassade und Westfassade, rechts Süd- und Ostfassade (SketchUp)

Die Wärmedurchgangskoeffizienten sind in Tabelle 7 angegeben [58].

Tabelle 7 Wärmedurchgangskoeffizienten Energieklasse D

Bauteil	U-Wert (W/m <sup>2</sup> K)
Außenwand	0,26
Boden	0,35
Dach	0,19
Wärmebrückenzuschlag	0,05
Fenster (Glas und Rahmen)	1,34 bzw. 1,20

<sup>32</sup> Die Flächenangabe bezieht sich in diesem Fall auf die Grundfläche und nicht auf die Gebäudehüllfläche

Bei dem Gebäude handelt es sich um eine mittelschwere bis schwere Bauweise. Die Außenwände bestehen aus Ziegeln ( $\lambda = 0,68 \frac{W}{m K}$ ), Böden und Geschossdecken aus Normalbeton ( $\lambda = 2,1 \frac{W}{m K}$ ). Als Dämmmaterial wurde expandiertes Polystyrol (EPS,  $\lambda = 0,03 \frac{W}{m K}$ ) verwendet. Die Dichtigkeit ( $n_{50}$ ) der Gebäudehülle beträgt  $2 \frac{1}{h}$ . Die Heizlast des Gebäudes wurde auf Basis der EN 12831 zu  $9 \text{ kW}_{\text{th}}$  bestimmt, bezogen auf eine Norminnentemperatur von  $20^\circ\text{C}$  und eine Normaußentemperatur von  $-12^\circ\text{C}$ . Die effektive Wärmespeicherkapazität ( $C_E$ ) der Gebäudehülle beträgt  $17,4 - 25,2 \frac{kWh}{K}$ . Folglich berechnet sich die Abkühlkonstante  $\tau$  zu 62-90 h bzw. 2,6-3,75 d.

### 4.2.3 Mehrfamilienhaus Energieklasse A

Das Mehrfamilienhaus besteht aus acht identischen Apartments mit je  $85 \text{ m}^2$  Wohnfläche. Die Anzahl an Wohneinheiten sowie die Wohnfläche orientieren sich an Durchschnittswerten zum Gebäudebestand ([49], [51]). Die Apartments mit einer Raumhöhe von 2,5 m werden jeweils als eine Zone modelliert. Das Gebäude ist vollständig unterkellert, das Treppenhaus befindet sich in der Gebäudemitte.

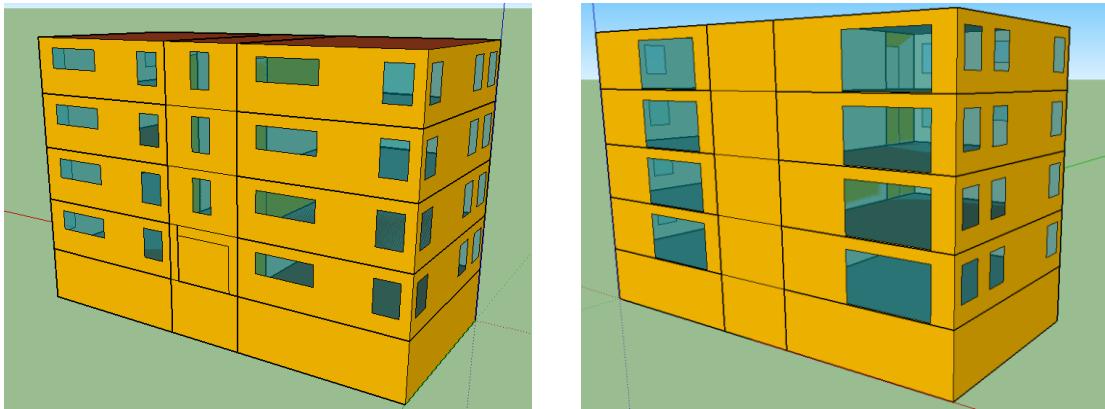


Abbildung 19 Darstellung Mehrfamilienhaus Energieklasse A, links Nord- und Westfassade, rechts Süd- und Ostfassade (SketchUp)

Die Wärmedurchgangskoeffizienten der verschiedenen Bauteile werden analog zu Tabelle 6 gemäß Neubaustandard definiert. Als Baumaterialien wird ebenfalls Leichtbeton für die Außenwände, Normalbeton für Böden- und Geschossdecken sowie expandiertes Polystyrol als Dämmstoff verwendet. Der  $n_{50}$ -Wert beträgt 0,6 1/h. Die Heizlast des gesamten Gebäudes beträgt  $10,2 \text{ kW}_{\text{th}}$  gemäß EN 12831. Für die Apartments wird jeweils eine unterschiedliche Bewohneranzahl angenommen, an der sich die internen Gewinne orientieren.

## 4.3 Simulationsmodell in TRNSYS

Für die Referenzgebäude wird im Weiteren eine detaillierte Simulationsumgebung in TRNSYS erstellt. TRNSYS ist ein modular aufgebautes Programm zur Simulation instationärer Systeme. Eine Komponente in TRNSYS besteht aus Differentialgleichungen, die das Systemverhalten beschreiben. Der Nutzer kann dabei statische Parameter und dynamische Inputs vorgeben und erhält dynamische Outputs. Komponenten können miteinander kommunizieren, wobei der Output einer Komponente als Input der nächsten dienen. Auf diese Weise können komplexe Systeme erstellt und analysiert werden.

Ziel der Simulationsmodelle ist es, die Komponenten der technischen Gebäudeausrüstung darzustellen, die für die Erörterung des DSM-Potenzials maßgeblich sind. In diesem Fall beinhaltet dies das Gebäudemodell, die Wärmepumpe, den Heizwärmespeicher und den Warmwasserspeicher, den Heizkreis des Gebäudes und die Lüftungsanlage. Darüber hinaus werden Inputkomponenten für Wetter- und Marktdaten sowie weitere Elemente zur Ergebnisauswertung verwendet.

### 4.3.1 Gebäudemodell und Lüftungsanlage

Als Gebäudemodell dienen die Referenzgebäude aus 4.2 mit den angegebenen Parametern. Die Modelle sind so ausgerichtet, dass die größte Fensterfläche nach Süden zeigt, wodurch solare Gewinne maximiert werden. Eine Änderung der Ausrichtung resultiert in einem leichten Mehrverbrauch, der insgesamt jedoch in keiner relevanten Größenordnung liegt. Die Zieltemperatur für alle Innenräume ist 21°C. Jede Zone wird über eine Fußbodenheizung beheizt, die nicht im Gebäudemodell sondern als externe Komponente simuliert wird und mit den jeweiligen Zonen kommuniziert.

Der Luftwechsel durch die Lüftungsanlage beträgt in der Energieklasse A und im Mehrfamilienhaus 0,35 1/h und entspricht dem hygienischen Mindestluftwechsel [59]. Im Einfamilienhaus wird der Luftwechsel für die Zone, die das Badezimmer darstellt, auf 0,45 1/h erhöht, da theoretisch höhere Feuchtigkeitslasten anfallen. Die Zulufttemperatur ist für alle Zonen identisch und wird extern, über einen Wärmetauscher mit einem Wirkungsgrad von 85% der Temperaturdifferenz bestimmt. Zusätzlich wird die Regelung der Lüftungsanlage auf einen Sollwert der Zulufttemperatur von 19°C ausgelegt. Innerhalb der Heizperiode liegt die Außentemperatur zumeist unter diesem Wert, weshalb der Volumenstrom vollständig über die Wärmerückgewinnung geleitet wird. In den wärmeren Monaten der Heizperiode sowie den Sommermonaten läge die Zulufttemperatur oftmals oberhalb der Innenraumtemperatur. In diesem Fall können Teile des Volumenstroms an der Wärmerückgewinnung vorbeigeführt werden. Diese Art der Regelung ist notwendig, da es sonst zu einem schwingenden Verhalten

kommt, bei dem sich die Innenraumtemperatur sukzessive aufheizt. Heizt sich die Zone über diesen Effekt zu sehr auf, verzerrt dies den Heizwärmebedarf, da gerade träge Gebäude diese Übertemperaturen nur sehr langsam verlieren. Im Bestandsgebäude der Energieklasse D ist die Zulufttemperatur gleich der Außentemperatur, da manuelles Lüften simuliert wird. Der Luftwechsel beträgt 0,30 1/h (bzw. 0,40 1/h).

Alle Referenzgebäude haben einen zusätzlichen Luftwechsel durch Infiltration. Dieser kann über den  $n_{50}$  Wert abgeschätzt werden, indem dieser mit einem Expositionskoeffizienten  $e$  multipliziert wird. Für alle Gebäude wird eine mittlere Exposition ( $e = 0,07$ ) angenommen. Des Weiteren wird ein pauschaler Aufschlag von 0,05 1/h berücksichtigt, der sich aus der Gebäudenutzung (z.B. Öffnen der Wohnungstür) ergibt [59]. Der energetische Luftwechsel<sup>33</sup> beträgt somit 0,146 1/h für die Energieklasse A und das Mehrfamilienhaus sowie 0,499 1/h für die Energieklasse D.

Aktivitäten der Bewohner sowie elektronische Geräte führen zu internen Gewinnen, die in der Energiebilanz zu berücksichtigen sind. Für die Einfamilienhäuser wird von einem 3-Personen Haushalt ausgegangen. Die Wärmeabgabe eines Menschen beträgt 120 W gemäß VDI 2078 [60], bei geringer bis keiner physischen Aktivität. Der Gewinn der einzelnen Personen wird über Anwesenheitsprofile auf die verschiedenen Zonen verteilt. Im Mehrfamilienhaus wird für jedes Apartment eine unterschiedliche Anzahl an Personen angenommen, deren Wärmeabgabe nach selbigem Prinzip als interne Gewinne einfließen. Diverse interne Gewinne durch Beleuchtung und andere elektronische Geräte wird pauschal auf 3 W/m<sup>2</sup> gesetzt.

### 4.3.2 Wetter

Die Simulationen verwenden reale Wetterdaten (Stundenwerte) der Messstation Merl in Luxemburg Stadt<sup>34</sup>. Folgende Messdaten aus dem Jahr 2018 werden verwendet:

- Außenlufttemperatur in einer Höhe von 2 m [°C]
- Temperatur des Erdreichs in 0,15 m Tiefe [°C]
- Globalstrahlung [Wh/m<sup>2</sup>]
- Relative Luftfeuchte [%]

Die durchschnittliche Außenlufttemperatur beträgt 10,6°C über das ganze Jahr und 5,5°C in der Heizperiode. Die Globalstrahlung summiert sich auf 1.209 kWh/m<sup>2</sup>. Um den Einfluss der

---

<sup>33</sup> Als energetischer Luftwechsel wird der Anteil des Luftwechsels bezeichnet, der zur Bestimmung der Energieverluste relevant ist. Im Falle einer mechanischen Lüftungsanlage verringert die Wärmerückgewinnung folglich den energetisch relevanten Luftwechsel.

<sup>34</sup> Quelle: <https://www.agrimeteo.lu/>

solaren Strahlung auf das Gebäude darzustellen, benötigt TRNSYS weitere Informationen. Dazu wird die Position der Sonne auf Basis der geographischen Koordinaten der Wetterstation bestimmt. Auf diese Weise lässt sich die Globalstrahlung in den direkten und den diffusen Anteil umrechnen, der auf die Gebäudeflächen trifft. Zur Berechnung der Himmelstemperatur wird zusätzlich der Taupunkt benötigt, der sich über die Außenlufttemperatur und die relative Luftfeuchte näherungsweise bestimmen lässt.

### 4.3.3 Wärmepumpen

In den Simulationen werden zwei unterschiedliche Wärmepumpen untersucht, eine Luft/Wasser- und eine Sole/Wasser Wärmepumpe mit Tiefensonden. Beide Anlagen sind einstufig, d.h. es gibt mit „an“ und „aus“ nur zwei mögliche Betriebszustände. Modernere Wärmepumpen können darüber hinaus in Teillastmodi agieren. Es werden auf dem Markt erhältliche Anlagen verwendet, deren Leistungsdatenblätter bekannt sind. Die Leistungsangaben sind Informationen des Herstellers, die in einem Testverfahren gemäß DIN EN 14511 bestimmt werden. Für verschiedene Betriebspunkte wird die Heizleistung und die elektrische Leistungsaufnahme in Abhängigkeit der Wärmequellentemperatur und der Vorlauftemperatur des Sekundärkreises bestimmt. Der Quotient aus Heizleistung und elektrischer Heizleistung ergibt den COP im Betriebspunkt. Wie aus Tabelle 8 zu entnehmen ist verbessert sich der COP mit steigender Eintrittstemperatur der Wärmequelle und sinkt bei einer Erhöhung der Sekundärkreistemperatur.

*Tabelle 8 Leistungsdiagramm der Luft/Wasser Wärmepumpe gemäß DIN EN 14511*

Lufteintrittstemperatur °C	-15	-7	2	7	10	20	30
Vorlauftemperatur des Sekundärkreise	35°C						
Heizleistung kW	5,24	7,49	4,98	5,16	5,50	6,53	7,54
Elektr. Leistungsaufnahme kW	2,34	2,65	1,32	1,08	1,07	1,01	0,96
Vorlauftemperatur des Sekundärkreise	45°C						
Heizleistung kW	4,53	7,28	4,74	5,00	6,15	6,70	7,24
Elektr. Leistungsaufnahme kW	2,55	3,10	1,58	1,40	1,63	1,48	1,34
Vorlauftemperatur des Sekundärkreise	55°C						
Heizleistung kW	2,81	3,51	4,49	4,52	4,59	4,84	5,09
Elektr. Leistungsaufnahme kW	1,73	1,86	1,93	1,64	1,56	1,29	1,02
Vorlauftemperatur des Sekundärkreise	60°C						
Heizleistung kW	0	0	4,48	4,84	5,06	5,78	6,5
Elektr. Leistungsaufnahme kW	0	0	2,03	1,97	1,93	1,81	1,69

Die vollständigen Leistungsangaben werden im Wärmepumpenmodell in TRNSYS hinterlegt. Liegt der Betriebspunkt außerhalb der Angaben, so wird der nächstmögliche Betriebspunkt

gewählt, liegt er zwischen zwei Angaben findet eine Interpolation statt. Die Angaben umfassen Sekundärkreistemperaturen von 35°C bis 60°C, wobei Betriebszustände oberhalb von 60°C durch die Regelung ausgeschlossen sind.

Unter Realbedingungen kann die tatsächliche Performance erheblich von den genormten Werten abweichen. Gründe dafür sind beispielsweise Fehler bei der Erschließung der Wärmequelle oder in der Anlagensteuerung [61], wobei es an dieser Stelle nicht möglich ist, diese im Rahmen einer thermischen Simulation einzubeziehen. Ein wichtiger Faktor bei Luftwärmepumpen der jedoch berücksichtigt werden kann, ist die Frostproblematik. Wird beim Wärmeübergang am Verdampfer der Taupunkt der Außenluft unterschritten, kondensiert der in der Luft enthaltene Wasserdampf. Kühl sich das Kondensat an der Verdampferoberfläche, auf unterhalb der Vereisungstemperatur ab, friert es am Wärmetauscher fest. Es bildet sich eine Eisschicht, die die Wärmeübertragung verschlechtert. Da das Kühlmittel den Verdampfer mit einer geringeren Temperatur verlässt, leistet der Verdichter einen größeren Temperaturhub, was zu einem Anstieg des Stromverbrauches und somit zu Performanceverlusten führt. Um dem entgegenzuwirken, startet die Wärmepumpe regelmäßig Enteisungsprozesse durch eine Umkehr der Betriebsrichtung oder über einen Bypass, der erhitztes Gas hinter dem Verdichter abgreift und über den Verdampfer leitet. Beide Maßnahmen führen zu Performanceverlusten und dauern mehrere Minuten. Das Verfahren zur Bestimmung der Wärmepumpenperformance nach DIN EN 14511 erlaubt zwar die Berücksichtigung dieser Enteisungsprozesse, schreibt dies aber nicht explizit vor. Im Folgenden wird angenommen, dass die Werte aus Tabelle 8 ohne Enteisungsprozess gemessen wurden. Wissenschaftliche Publikationen, die sich mit der Häufigkeit sowie der Performancedeutung beschäftigen sind selten und basieren hauptsächlich auf Feldversuchen. *Dong et. al.* [62] haben Frostbildung bei Temperaturen zwischen -5°C und +5°C bei einer gleichzeitigen relativen Luftfeuchte  $\varphi > 85\%$  festgestellt. *Zhu et. al.* [63] (Abbildung 20) ermitteln verschiedene Frostzonen in Abhängigkeit der Außentemperatur und der relativen Luftfeuchtigkeit.

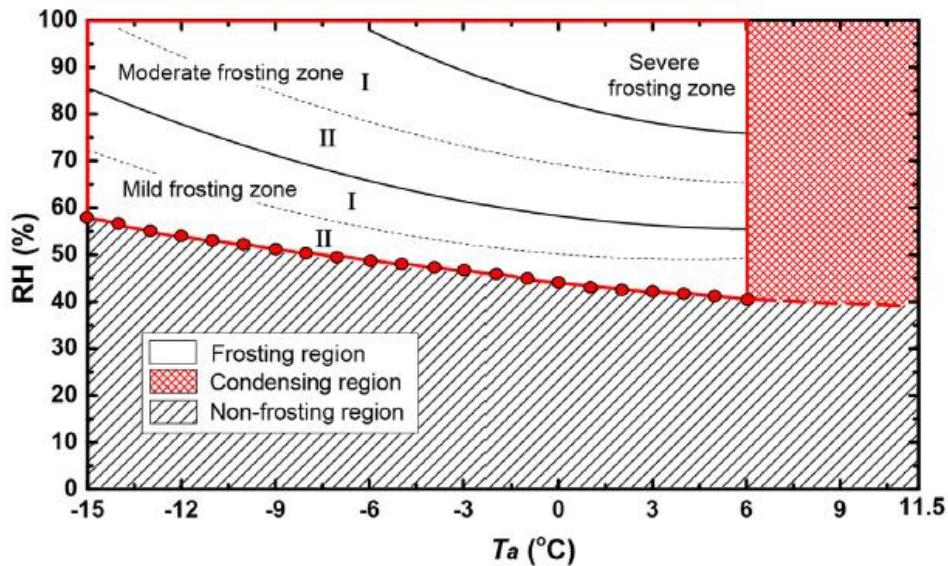


Abbildung 20 Frostbildung in Abhängigkeit der Außentemperatur und der rel. Luftfeuchtigkeit [63]

Ist die Außentemperatur  $>6^{\circ}\text{C}$  treten keine Frostproblematiken auf, weil das Kondensat zu warm zur Frostbildung ist. Darunter kann Frost bereits ab einem  $\varphi$  von 50% auftreten. Starke Frostbildung findet im Bereich  $-6^{\circ}\text{C}$  bis  $+6^{\circ}\text{C}$  und  $\varphi > 80\%$  statt. Bei hohen Minustemperaturen ist die relative Luftfeuchtigkeit i.d.R. sehr hoch, die absolute Luftfeuchtigkeit jedoch gering, weshalb die Vereisungsgeschwindigkeit abnimmt.

Im Simulationsmodell wird die Frostbildung in Anlehnung an Untersuchungen von *Afjei und Wetter* [64] berücksichtigt. Dabei wird der COP in Abhängigkeit der Außentemperatur reduziert, wobei die maximale Reduktion von 17% bei einer Außentemperatur von  $2^{\circ}\text{C}$  auftritt. Das Leistungsdiagramm wird daher angepasst, wobei die COP Reduktion durch eine Reduktion der Wärmeabgabe  $\dot{Q}_{Ab}$  realisiert wird. Die elektrische Aufnahme des Verdichters bleibt hingegen konstant. Diese Vereinfachung ist ausreichend genau, wenn die für die Regelung verwendeten Intervalle der Preissignale lang genug sind, dass der genaue Zeitpunkt des Enteisungsprozesses nicht ins Gewicht fällt. Sind die Intervalle kürzer (z. B. 15 min) ist ggf. ein anderer Ansatz zu verwenden. Die angepassten Leistungsangaben befinden sich in Anhang II. Der Vergleich des COPs in Abhängigkeit der Außentemperatur zwischen dem ursprünglichen und dem angepassten Datenblatt befindet sich in Abbildung 21.

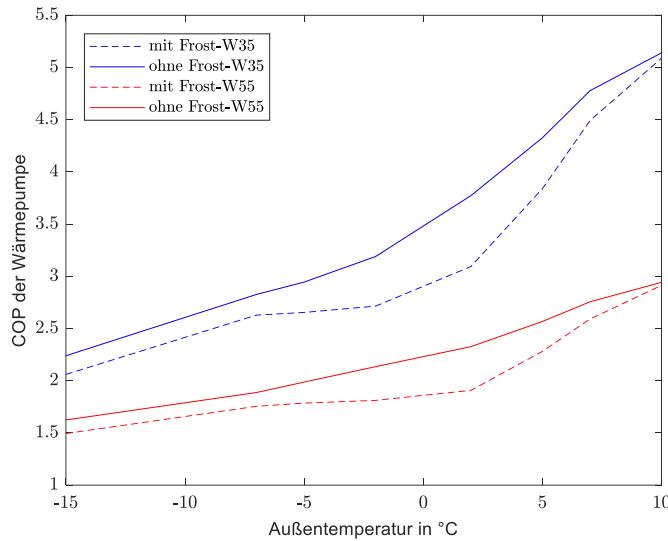


Abbildung 21 Unterschied des COPs mit und ohne Berücksichtigung von Frost

Als Alternative wird eine Sole/Wasser Wärmepumpe betrachtet. Diese haben einen besseren COP als Luft/Wasser Wärmepumpen und sind außerdem geringeren Schwankungen der Wärmequelle ausgesetzt. Aus diesen Gründen ist nicht nur der gesamte Strombedarf geringer, es ist darüber hinaus ein anderes Verhalten bei der Anwendung von DSM zu erwarten. Die oben angesprochene Frostproblematik tritt bei Sole/Wasser Wärmepumpen nicht auf. Im Simulationsmodell verhält sie sich gemäß den Leistungsdaten in Tabelle 9. Zusätzlich wird der Wärmeaustausch mit dem Erdreich über 100 m tiefe Sonden simuliert. Die Sonden sind so ausgelegt, dass die jährliche Energiebilanz ein Gleichgewicht zwischen der Entnahme und der Regeneration des Erdreiches aufweist.

Tabelle 9 Leistungsdiagramm der Sole/Wasser Wärmepumpe gemäß DIN EN 14511

Soleeintrittstemperatur	°C	-5	0	2	10	15
Vorlauftemperatur des Sekundärkreise		35°C				
Heizleistung	kW	4,96	5,64	5,97	7,28	8,29
Elektr. Leistungsaufnahme	kW	1,30	1,37	1,27	1,25	1,25
Vorlauftemperatur des Sekundärkreise		45°C				
Heizleistung	kW	4,79	5,51	5,83	7,08	7,97
Elektr. Leistungsaufnahme	kW	1,68	1,65	1,64	1,62	1,60
Vorlauftemperatur des Sekundärkreise		55°C				
Heizleistung	kW	0	5,31	5,60	6,77	7,56
Elektr. Leistungsaufnahme	kW	0	2,12	2,10	2,05	2,04
Vorlauftemperatur des Sekundärkreise		60°C				
Heizleistung	kW	0	0	5,43	6,53	7,32
Elektr. Leistungsaufnahme	kW	0	0	2,36	2,29	2,27

Damit die Ergebnisse für die verschiedenen Referenzgebäude miteinander vergleichbar sind, werden die gleichen Wärmepumpen verwendet, jedoch werden die Leistungsdaten skaliert und an die Heizlast angepasst. Daraus ergeben sich die in Tabelle 10 angegebenen Leistungsdaten im Referenzpunkt A2/W35 bzw. B0/W35.

Tabelle 10 Wärmepumpenleistung in A2/W35 bzw. B0/W35

Referenzgebäude	Wärmepumpe	Thermische Leistung	Elektrische Leistung
EFH-A	Luft/Wasser	4,08 kW <sub>th</sub>	1,32 kW <sub>el</sub>
	Sole/Wasser	5,64 kW <sub>th</sub>	1,37 kW <sub>el</sub>
EFH-D	Luft/Wasser	8,17 kW <sub>th</sub>	2,64 kW <sub>el</sub>
	Sole/Wasser	11,28 kW <sub>th</sub>	2,74 kW <sub>el</sub>
MFH	Luft/Wasser	12,25 kW <sub>th</sub>	3,96 kW <sub>el</sub>

#### 4.3.4 Heizkreise und Wärmespeicher

Die Wärmepumpe beheizt zwei Wärmespeicher, einen Heizwärmespeicher und einen Warmwasserspeicher (Abbildung 22).

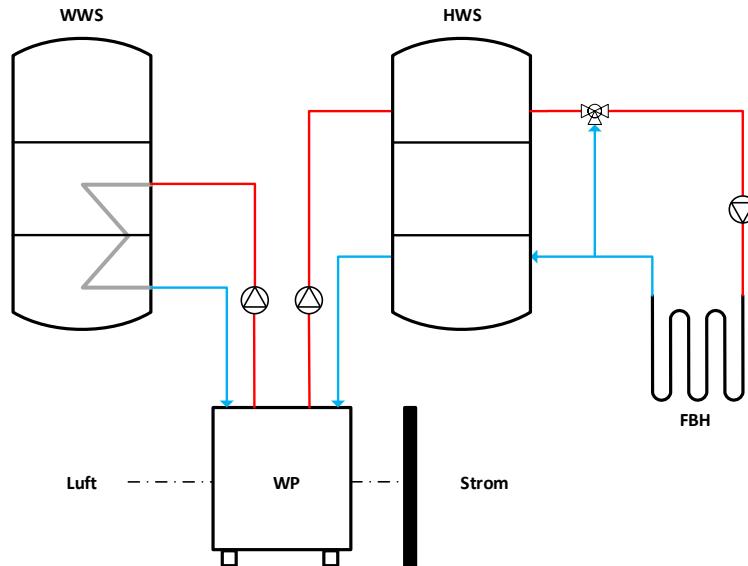


Abbildung 22 Darstellung des Heizsystems

Der Heizwärmespeicher trennt den Erzeugerkreislauf vom Verbraucherkreislauf. Dies bringt zwei wesentliche Vorteile. Zum einen werden die Laufzeitintervalle der Wärmepumpe verlängert, was verhindert, dass die Anlage zu häufig den Betriebszustand wechselt und der Verdichter schneller verschleißt. Zum anderen ermöglicht er die Trennung unterschiedlicher Massenströme in den beiden Kreisläufen. Nach klassischer Auslegung sollte das Speichervolumen mindestens 20-25 l/kW<sub>th</sub> [11] betragen. Damit ein relevantes Flexibilitätspotenzial entsteht, sind jedoch höhere Volumina notwendig. Der Speicher wird als stehender Zylinder und als 3-Schichten Modell simuliert, um die Temperaturverteilung besser

darzustellen. Der Vorlauf der Wärmepumpe speist Wärme in die oberste Schicht, der Rücklauf ist an der untersten Schicht angeschlossen. Der Vorlauf des Heizkreises ist mit der obersten Schicht und der Rücklauf mit der untersten Schicht verbunden. Der Speicher ist thermisch isoliert und hat einen Wärmedurchgangskoeffizienten von  $0,3 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ . In Abschnitt 4.5 werden verschiedene Speichergrößen bzw. Volumina von  $200\text{-}2.000 \text{ l}$  definiert, die in den Simulationen verwendet und verglichen werden. Die Dimensionen (Höhe, Durchmesser) entsprechen dabei marktüblichen Modellen.

Der Vorlauf des Heizkreises teilt sich in vier Kreisläufe mit je einer Pumpe, die jeweils eine Fußbodenheizung versorgen. Der Massenstrom der Pumpen ist an die Heizlast der Zone angepasst. Die Verwendung mehrerer Pumpen anstelle einer einzigen ist eine Vereinfachung innerhalb des Simulationsmodells. In Summe verhalten sie sich wie eine einzelne, drehzahlgeregelte Pumpe. Die Regelung findet über Thermostate statt, die auf eine Innenraumtemperatur von  $21^\circ\text{C}$  eingestellt sind und eine Abweichung von  $\pm 0,3^\circ\text{C}$  erlauben. Wird der Schwellenwert erreicht bzw. unterschritten schaltet sich die Pumpe ab bzw. an. Der Verbrauch der Heizkreispumpen sowie die Verluste der Verteilnetzrohre vor und nach der Fußbodenheizung werden nicht berücksichtigt. Jede Fußbodenheizung ist einer thermischen Zone zugeordnet. Abbildung 23 zeigt den Aufbau der Fußbodenschicht.

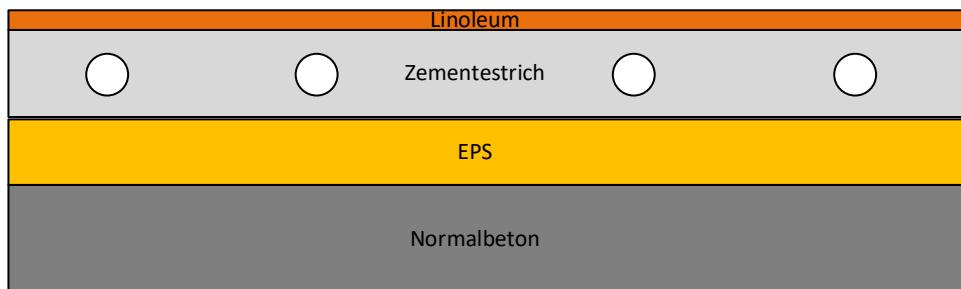


Abbildung 23 Aufbau der Fußbodenschicht

Während der Schichtaufbau für alle Zonen gleich ist, passt sich die Oberfläche der Fußbodenheizung an die Grundfläche der jeweiligen thermischen Zone an. Der Wärmeeintrag in die Fußbodenheizung berechnet sich gemäß Gleichung 6:

$$\dot{Q}_{FBH} = \dot{m}_{Heizkreis} \cdot c_{Wasser} \cdot (\vartheta_{VL} - \vartheta_{RL}) \quad (6)$$

Die Wärmeabgabe der Fußbodenheizung an den Raum kann näherungsweise mit der empirischen Gleichung 7 bestimmt werden. Der Faktor 8,92 hat an dieser Stelle die Einheit  $\frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{ K}^{1,1}}$ .

$$\dot{Q} = 8,92 \cdot (\vartheta_{FB} - \vartheta_{Luft})^{1,1} \cdot A_{Zone} \quad (7)$$

Die Wärmeabgabe wird der Fußbodenschicht im Gebäudemodell als Wärmegewinn angerechnet. Wärmeverluste nach unten werden in der angrenzenden Zone als Gewinne der Deckenschicht berücksichtigt. Wärmegewinne des Gebäudes an die Fußbodenheizung über solare Einträge werden vom Gebäudemodell erfasst und einbezogen. Die maximal zulässige Schichttemperatur des Fußbodens beträgt 29°C. In den Simulationen wird dieser Wert deutlich unterschritten, da die Referenzgebäude thermisch isoliert sind und deshalb lediglich geringe Wärmeleistungen benötigen.

Die Vorlauftemperatur des Heizkreises folgt einer vorgegebenen linearen Heizkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur  $\vartheta_A$  (Gleichung 8).

$$\vartheta_{VL} = a \cdot \vartheta_A + b \quad (8)$$

Die dimensionslose Faktor  $a$  und  $b$  [°C] sind so gewählt, dass die maximale Vorlauftemperatur bei einer gleichzeitigen Normaußentemperatur von -12°C, 35°C beträgt. Die minimale Vorlauftemperatur beträgt 28°C bei einer Außentemperatur gleich der Heizgrenztemperatur<sup>35</sup>, welche für die Energieklasse A und das Mehrfamilienhaus zu 15°C und für die Energieklasse D zu 17°C gesetzt wird. Der Wert von  $\vartheta_{FB}$  gilt für alle Zonen gleichermaßen und passt sich auf diese Weise an den sich ändernden Wärmeleistungsbedarf bei geringerer Außentemperatur an. Die gewünschte Vorlauftemperatur wird in einem Dreiwegemischventil bereitgestellt, dass das Heizwasser aus dem Speicher über eine Rücklaufbeimischung temperiert. Die Temperatur im Heizwärmespeicher muss daher stets  $\geq$  der gewünschten Vorlauftemperatur sein.

Beim Warmwasserspeicher handelt es sich ebenfalls um einen stehenden Zylinder, der als 3-Schichten Modell simuliert wird. Die Wärmeübertragung der Wärmepumpe an den Speicher findet über einen Spiralwärmetauscher in der mittleren und unteren Schicht statt, damit Heizwasser und Trinkwasser voneinander getrennt sind. Der Warmwasserspeicher ist thermisch isoliert und hat einen Wärmedurchgangskoeffizienten von 0,3 W/m²K. Das Volumen beträgt 150 l für Einfamilienhäuser und 800 l für das Mehrfamilienhaus. Zur Darstellung der Wärmeentnahme wird ein tägliches Verbrauchsprofil erstellt, dass sich an den Angaben der DIN-EN 15450 [65] orientiert. Dort wird in Abhängigkeit der Tageszeit nach verschiedenen Zapfarten (z.B. Duschen), der Zapfmenge und der dazugehörigen Temperatur unterschieden. Aus diesen Angaben wird ein synthetisches Verbrauchsprofil für einen 3-Personen Haushalt erstellt, das einem täglichen Bedarf von 5,2 kWh<sub>th</sub> entspricht. Die Zieltemperatur wird aus dem Warmwasserspeicher und Frischwasser mit einer konstanten Temperatur von 15°C gemischt. Die maximale Zapftemperatur beträgt 55°C. Befindet sich die Temperatur im

---

<sup>35</sup> Die Heizgrenztemperatur ist die Außentemperatur, ab der der Heizbetrieb eingestellt wird. Es wird angenommen, dass die Summe aus internen und solaren Gewinnen ab dieser Temperatur ausreichen um den thermischen Komfort zu erhalten.

Warmwasserspeicher unterhalb der Zapfttemperatur, stellt ein elektrischer Heizstab, mit einer Leistung von 5 kW<sub>el</sub>, die fehlende Wärme bereit. Beim Mehrfamilienhaus werden die Zapfmenge und der Zeitpunkt auf die gewählte Bewohnerzahl angepasst und zudem variiert um ein homogeneres Zapfprofil zu erhalten (siehe Anhang III).

Im klassischen Betriebsfall erhält die Wärmepumpe Steuersignale auf Basis von Zweipunktreglern die bestimmen, ob geheizt wird und welcher Wärmespeicher bedient wird. Das vorgegebene Temperaturintervall beträgt 35-40°C für den Heizwärmespeicher und 45-52°C für den Warmwasserspeicher. Die Wärmepumpe erhält ein Betriebssignal, wenn die untere Temperaturgrenze unterschritten wird und schaltet sich ab, wenn die obere Temperaturgrenze erreicht ist. Haben beide Heizkreise Bedarf, bedient die Wärmepumpe den Warmwasserspeicher priorität. Die Heizperiode geht vom 01. Oktober bis zum 30. April, außerhalb der Heizperiode wird lediglich der Warmwasserspeicher bedient.

#### 4.3.5 Preissignale

Die Kosten des Wärmepumpenbetriebs werden mit variablen Strompreisen abgebildet. Dazu werden reale Marktdaten des EPEX-Spot Day-Ahead Handels in 2017<sup>36</sup> verwendet. Die Preise ändern sich auf stündlicher Basis und schwanken im vorliegenden Fall zwischen einem Maximum von 163,52 €/MWh und einem Minimum von -83,06 €/MWh. Der Mittelwert aller Preise beträgt 34,04 €/MWh. Die Standardabweichung  $\sigma$  vom Mittelwert beträgt 18,02 €/MWh (Gleichung 9).

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (9)$$

Wie in Kapitel 3.1 erwähnt, entsteht in jeder Stunde ein gemeinsamer Market-Clearing Price für alle Marktteilnehmer. Verkaufsangebote orientieren sich dabei in der Regel an den Grenzkosten zur Erzeugung der nächsten kWh<sub>el</sub>. Gemäß dem Merit-Order Modell entspricht der Market-Clearing Price somit den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks im Markt, dass noch den Zuschlag erhält. Erneuerbare Energien weisen die geringsten Grenzkosten auf, weshalb eine hohe Verfügbarkeit preisdämpfend wirkt. Auf dem Markt können auch negative Strompreise auftreten. Diese entstehen gegenwärtig aufgrund eines Überangebots, bedingt durch eine hohe Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien in Kombination mit unflexiblen

---

<sup>36</sup> <https://www.epexspot.com/en>

konventionellen Kraftwerken<sup>37</sup>, die nicht vom Netz gehen können oder wollen. Niedrige oder gar negative Preise können nicht nur auf mehr erneuerbare Energien, sondern auch auf eine sinkende Nachfrage zurück zu führen sein. Die derzeitige Preisstruktur weist nachts in der Regel geringere Kosten auf als tagsüber. Folglich ist ein geringer oder negativer Strompreis nicht automatisch mit einem tatsächlichen Überangebot erneuerbarer Energien gleichzusetzen. Der emissionsmindernde Effekt durch deren Systemintegration ist daher zunächst eine Hypothese, die erst nach und nach an Allgemeingültigkeit gewinnt, wenn die erneuerbaren Energien eine dominantere Rolle im Versorgungssystem einnehmen und sich der Einfluss fossiler Kraftwerke auf die Preisbildung reduziert. Der implizite Effekt auf das Energiesystem unterstreicht den Anspruch an ein energieeffizientes DSM, da sich die Bereitstellung von Flexibilität im derzeitigen Markt auch positiv auf fossile Kraftwerke auswirken kann .

Die variablen Marktpreise stellen lediglich einen Teil des Gesamtstrompreises dar. Der Strompreis sollte jedoch stets vollständig berücksichtigt werden, um Preisanreize in einem realistischen Verhältnis zueinander abzubilden. In Luxemburg existieren drei weitere, gegenwärtig statische Komponenten (siehe 3.1.6), die dem Marktpreis hinzugefügt werden. Der durchschnittliche Strompreis beträgt dann 138,56 €/MWh mit einem Maximum von 278,4 €/MWh und einem Minimum von 12,1 €/MWh. Aufgrund der prozentual addierten Mehrwertsteuer erhöht sich die Standardabweichung auf 19,47 €/MWh.

### 4.4 Model-Predictive-Control

Damit das System flexibel betrieben werden kann, bedarf es einer angepassten Regelstrategie. Ziel der Regelstrategie ist es, aus den variablen Preissignalen eine preisoptimierte Betriebsweise abzuleiten, die das System und dessen Randbedingungen berücksichtigt. Um die optimale Betriebsstrategie zu ermitteln ist es zielführend, nicht nur den gegenwärtigen Systemzustand im Zeitpunkt  $t_0$  zu berücksichtigen, sondern auch Informationen über die folgenden Zeitschritte miteinzubeziehen. Anhand der Preissignale lässt sich dies einfach erklären. Ein Strompreis  $P_{el,t_1} = 20 \text{ €/MWh}$  hat für sich alleine genommen zunächst keine Aussagekraft. Erst wenn nachfolgende Preise  $P_{el,t_2}, \dots, P_{el,t_n}$  beachtet werden, ergibt sich ein eindeutigeres Bild, welche Reaktion auf das Preissignal  $P_{el,t_1}$  erforderlich ist.

In diesem Zusammenhang haben sich die Model-Predictive-Controls (MPC) als eine geeignete Lösung etabliert (vgl. 2.2). Die MPC verwendet ein Modell des zu kontrollierenden Prozesses

---

<sup>37</sup> Zu den unflexiblen Kraftwerken zählen u.a. Anlagen, die Systemdienstleistungen (Redispatch, Blindleistung, etc.) erbringen müssen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die ein Wärmenetz bedienen müssen (Quelle BNetZA)

und prognostiziert auf diese Weise mögliche zukünftige Systemzustände. Die bevorzugte Betriebsstrategie ergibt sich aus der Minimierung einer Zielfunktion unter der Berücksichtigung definierbarer Randbedingungen. MPCs eignen sich hervorragend um das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen auf Simulationsbasis zu untersuchen, der hier dargestellte Ansatz wurde im Hinblick auf eine praktische Anwendung gewählt.

Die MPC soll das TRNSYS Modell aus 4.3 extern steuern. Sie wird dabei ohne eigenes Gebäudemodell konzipiert um die in 2.2.3 angesprochenen Problematiken des Modellierungsaufwands und der Genauigkeit zu umgehen.. Die Modellierung der MPC beschränkt sich daher auf das Heizungssystem. Im Fokus der Betrachtung stehen der Heizwärme- und der Warmwasserspeicher, deren Zustandsänderung (Änderung der Temperatur) auf Basis der eingespeisten und entnommenen Wärme simuliert werden kann (siehe 4.4.3). Erstere ist über das Leistungsdiagramm der Wärmepumpe zu bestimmen. Die entnommene Wärme wird üblicherweise über das Gebäudemodell berechnet. Stattdessen soll ein neuronales Netz (Kapitel 4.4.2) die Wärmeentnahme aus dem Heizwärmespeicher prognostizieren und auf diese Weise die Funktion des Gebäudemodells ersetzen. Erreicht die externe Steuerung durch die MPC, dass die Temperatur des Heizwärmespeichers im TRNSYS Modell stets oberhalb der vorgegebenen Vorlauftemperatur des Heizkreises ist, ist die Wärmeversorgung des Gebäudes mit der MPC sichergestellt und es bedarf keiner zusätzlichen Modellierung der Gebäudedynamiken. Das Gebäudemodell in TRNSYS dient der Validierung des MPC-Ansatzes und soll zeigen, ob die Komfortkriterien für die Innenraumtemperatur erreicht werden. Dieser Ansatz vereinfacht den Modellierungsaufwand, was im Hinblick auf eine praktische Anwendung Vorteile bieten kann. Im Gegenzug wird ggf. ein größerer Prognosefehler der MPC toleriert, da detaillierte Gebäudemodelle Faktoren, wie beispielsweise die solare Strahlung expliziter berücksichtigen können. Außerdem wird auf mögliche Flexibilitätspotenziale einer zusätzlichen raumbasierten Regelung, mit einer erweiterten Bandbreite für die Zieltemperatur verzichtet. Die Variablen und Parameter, aus denen die MPC ihre Regelentscheidungen ableitet sollen entweder bekannt oder mit vertretbarem Aufwand messbar sein.

Die programmatische Umsetzung erfolgt in MATLAB und basiert auf dem Prinzip des Mixed-Integer-Linear-Programming. Dies bedeutet, dass einige Variablen stetige (beliebige) Werte, andere lediglich diskrete Werte (i.d.R. 0 oder 1) annehmen können. Dabei wird die MATLAB Toolbox YALMIP [66] sowie Gurobi [67] als Solver der Zielfunktion verwendet.

Die Kommunikation der beiden Simulationsprogramme lässt sich Anhand von Abbildung 24 nachvollziehen und wird in den folgenden Unterkapiteln erläutert. TRNSYS ruft die MPC am Ende eines jeden Simulationsintervalls  $t = 1h$ , über den Type 155 (TRNSYS-MATLAB Link) auf und sendet Inputs, auf deren Basis die MPC eine optimale Kontrollstrategie der

Wärmepumpe berechnet. Inputs sind alle zeitvariablen Größen, die zur Lösung der Problemstellung benötigt werden. Zeitunabhängige Parameter erhält die MPC als Settings einmalig zum Beginn der Jahressimulation. Der Output der MPC sind Wärmepumpensteuersignale für das folgende Simulationsintervall, die an TRNSYS zurückgegeben und dort verwendet werden.

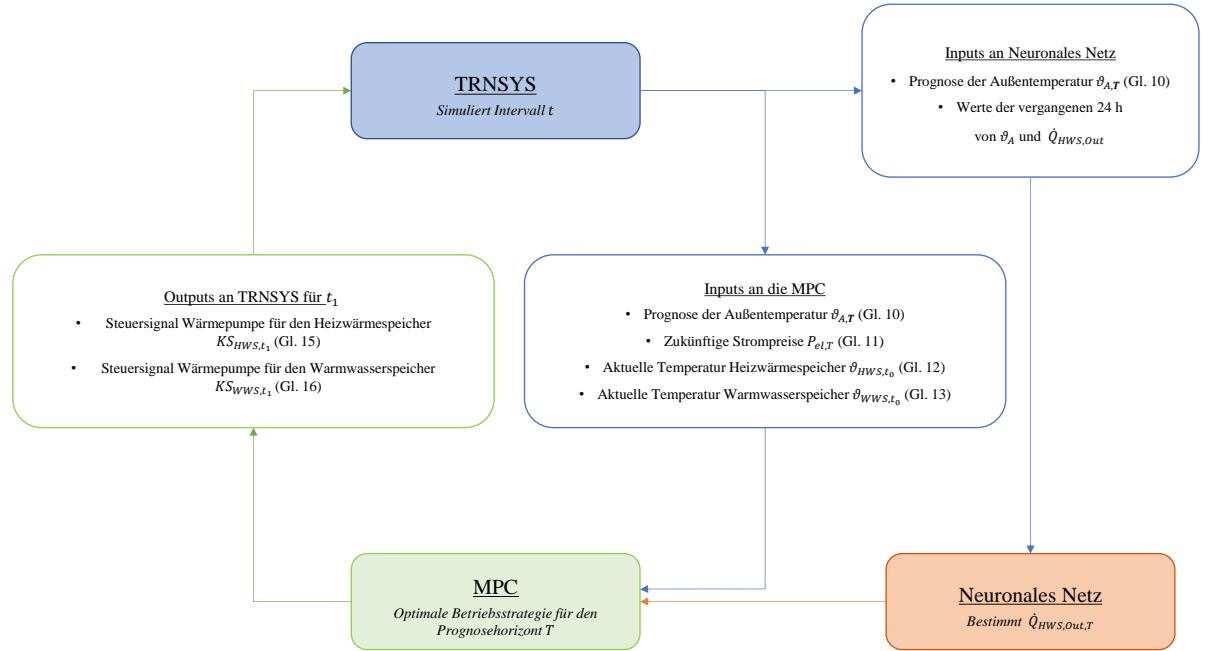


Abbildung 24 Datenfluss zwischen TRNSYS und MATLAB

In der praktischen Anwendung (siehe Abbildung 25) ist das TRNSYS Modell durch ein reales Gebäude zu ersetzen. MPC Inputs, die nicht am Heizungssystem gemessen werden, sind mittels einer Datenplattform zu übermitteln. Dazu gehören die Prognosen der Außentemperatur und die Strompreissignale.

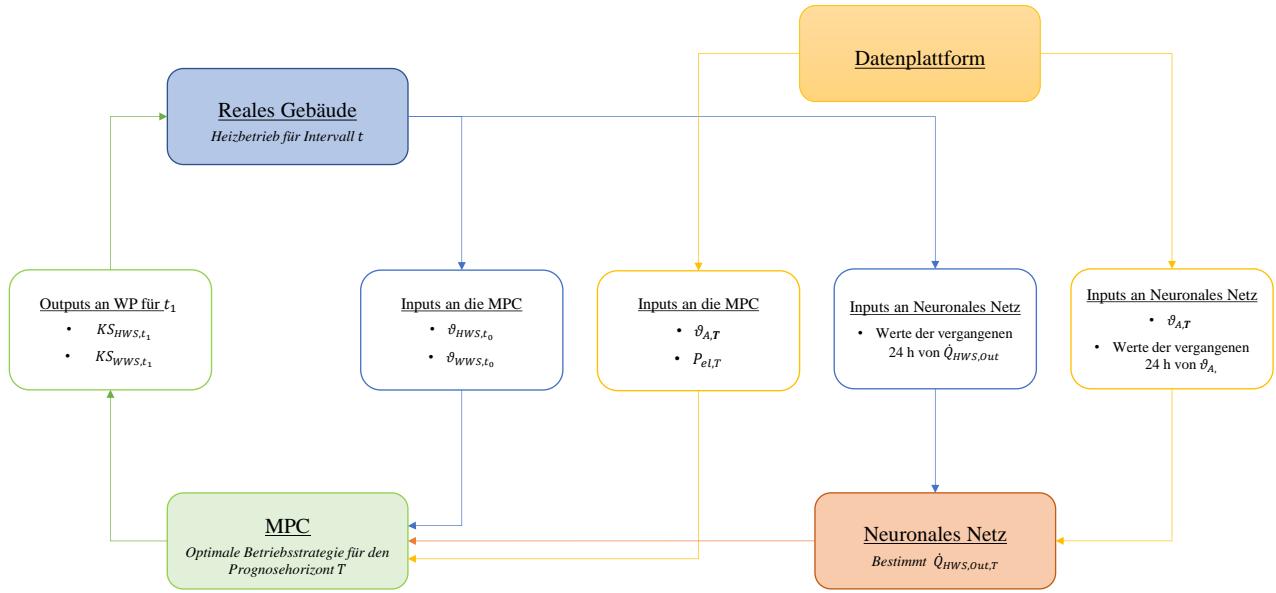


Abbildung 25 Datenfluss zwischen MPC und realem Gebäude

Die MPC berechnet die optimale Steuerung für den Zeithorizont  $T$  der Prognose. Im Anschluss werden die Steuersignale an TRNSYS gesendet, allerdings nicht für den gesamten Zeithorizont  $T$ , sondern lediglich für den nächsten Simulationszeitschritt  $t$  (siehe Abbildung 26). Nach der Ausführung von  $t$  in TRNSYS wiederholt sich der in Abbildung 24 dargestellte Informationsfluss für den nächsten Zeitschritt. Diese Methodik wird als fließender Horizont bezeichnet und bietet der MPC die Möglichkeit auf Abweichungen im TRNSYS Modell bzw. im realen Gebäude zu reagieren.

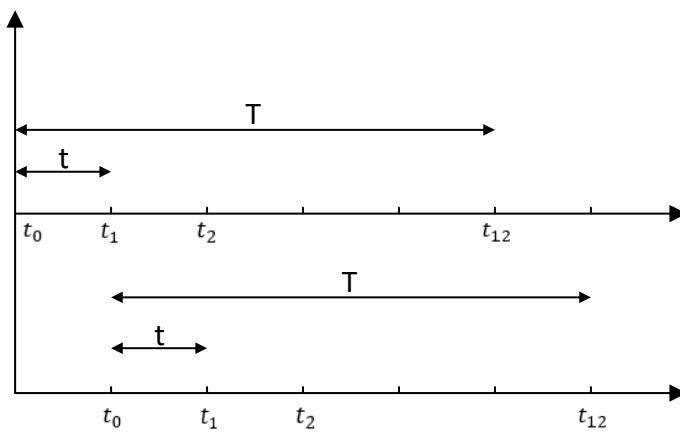


Abbildung 26 Fließender Horizont

Die Länge des Prognosehorizonts beeinflusst die Performance der MPC. Für diese Arbeit wurde ein  $T$  von 12 h gewählt. Dies hat zum einen mit der Ausgestaltung des EPEX-Spot Day-Ahead Handels zu tun. Die Handelsergebnisse sind dort mindestens für die folgenden 12  $T >$

12 h hat zur Folge, dass die bekannten Marktpreiszeitreihen oftmals mit Marktprognosen ergänzt werden müssen. Zum anderen ist die größere Prognosefehlertoleranz dieses Ansatzes, im Vergleich zu idealisierten Gebäudemodellen, zu berücksichtigen, die durch den fließenden Horizont antizipiert wird. Ein Prognosehorizont von mehr als 12 h kann die Performance dieser MPC sowohl verbessern, weil über einen längeren Zeitraum optimiert wird, als auch verschlechtern, da eine entfernte, eventuell stark fehlerbehaftete, Prognose den Output für  $t$  suboptimal beeinflussen kann. Eine praktische Einschränkung besteht darüber hinaus durch die zur Verfügung stehende Rechenleistung. Mit steigendem  $T$  erhöht sich die Anzahl an Varianten exponentiell und folglich auch die Rechendauer.

#### 4.4.1 Settings, Inputs, Outputs

Die Settings umfassen alle relevanten, zeitunabhängigen Größen, die zum Beginn der Jahressimulation einmalig festgelegt werden. Dazu gehört der bereits angesprochene Prognosehorizont  $T$  (12 h) sowie die Länge des Simulationsintervalls  $t$  (1h). Des Weiteren wird eine zeitliche Auflösung der Outputs von  $i = 600s$  (10 min) gewählt (stets sechs Steuersignale pro h, vgl. Gl. 14)). Somit besteht der Output der MPC für  $t$  aus sechs aufeinander folgenden Steuersignalen. Auf diese Weise wird einerseits die Anzahl der Berechnungsvarianten reduziert, auf der anderen Seite wird verhindert, dass die MPC zu häufige Wechsel des Betriebszustands der Wärmepumpe vornimmt. Dies führt zum vorzeitigen Verschleiß relevanter Anlagenkomponenten. Außerdem wird die Länge der Heizperiode und die Heizkurve aus Gl. 8 hinterlegt. Die MPC enthält darüber hinaus das Leistungsdiagramm der Wärmepumpe (siehe 4.4.4) sowie Informationen zu den Wärmespeichern (siehe 4.4.3). Als Inputs erhält die MPC eine Prognose der Außentemperaturen  $\vartheta_{A,T}$  (Gl. 10) sowie die Preissignale  $P_{el,T}$  (Gl. 11) über den Prognosehorizont der MPC. Hinzu kommen die Temperaturen in den jeweiligen Schichten der Wärmespeicher  $\vartheta_{HWS,t_0}$  (Gl. 12) und  $\vartheta_{WWS,t_0}$  (Gl. 13) um den Ausgangszustand des Systems zu bestimmen.

$$\vartheta_{A,T} = \begin{pmatrix} \vartheta_{A,t_1} \\ \vartheta_{A,t_2} \\ \dots \\ \vartheta_{A,t_{12}} \end{pmatrix} \quad (10)$$

$$P_{el,T} = \begin{pmatrix} P_{el,t_1} \\ P_{el,t_2} \\ \dots \\ P_{el,t_{12}} \end{pmatrix} \quad (11)$$

$$\vartheta_{HWS,t_0} = \begin{pmatrix} \vartheta_{HWS,t_0,Schicht\ 1} \\ \vartheta_{HWS,t_0,Schicht\ 2} \\ \vartheta_{HWS,t_0,Schicht\ 3} \end{pmatrix} \quad (12)$$

$$\vartheta_{WWS,t_0} = \begin{pmatrix} \vartheta_{WWS,t_0,Schicht\ 1} \\ \vartheta_{WWS,t_0,Schicht\ 2} \\ \vartheta_{WWS,t_0,Schicht\ 3} \end{pmatrix} \quad (13)$$

Die Outputs sind die Steuersignale der Wärmepumpe für den Heizwärmespeicher  $KS_{HWS,t}$  und für den Warmwasserspeicher  $KS_{WWS,t}$  über den Zeitraum  $t$ . Die Wärmepumpe erhält die Information ob geheizt wird und welcher Wärmespeicher bedient werden soll.

$$i = \begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \dots \\ i_6 \end{pmatrix} \{0,1\} \quad (14)$$

$$KS_{HWS,t} = \begin{pmatrix} KS_{HWS,i_1} \\ KS_{HWS,i_2} \\ \dots \\ KS_{HWS,i_6} \end{pmatrix} \{0,1\} \quad (15)$$

$$KS_{WWS,t} = \begin{pmatrix} KS_{WWS,i_1} \\ KS_{WWS,i_2} \\ \dots \\ KS_{WWS,i_6} \end{pmatrix} \{0,1\} \quad (16)$$

#### 4.4.2 Neuronale Netze

Die Wärmeenergieentnahme aus dem Heizwärmespeicher (siehe Abbildung 27),  $\dot{Q}_{HWS,out}$  ist der kritische Parameter, der für die Funktionalität dieses MPC Ansatzes maßgeblich ist. Wird  $\dot{Q}_{HWS,out}$  unterschätzt, sinkt die Temperatur im Speicher  $\vartheta_{HWS}$  ggf. unterhalb des gewünschten Wertes für die Vorlauftemperatur  $\vartheta_{VL}$  ab. Eine mögliche Konsequenz, die sich hieraus ergibt ist die Unterschreitung der vorgegebenen Innenraumtemperaturen im Gebäude. Die fehlende Wärme wird im folgenden Zeitschritt kompensiert, der preislich unattraktiver sein könnte. Im entgegengesetzten Fall, wenn  $\dot{Q}_{HWS,out}$  überschätzt wird, ergeben sich längere Wärmepumpenlaufzeiten als notwendig. Die Temperaturen im Heizwärmespeicher steigen an, was zu erhöhten Wärmeverlusten führt. Noch bedeutender ist allerdings, dass die Wärmepumpe im Betrieb einen größeren Temperaturhub leisten muss und deshalb mit einem schlechteren COP arbeitet. Daraus resultiert ein Verbrauchsanstieg, der sich auch auf die Energiekosten negativ auswirkt.

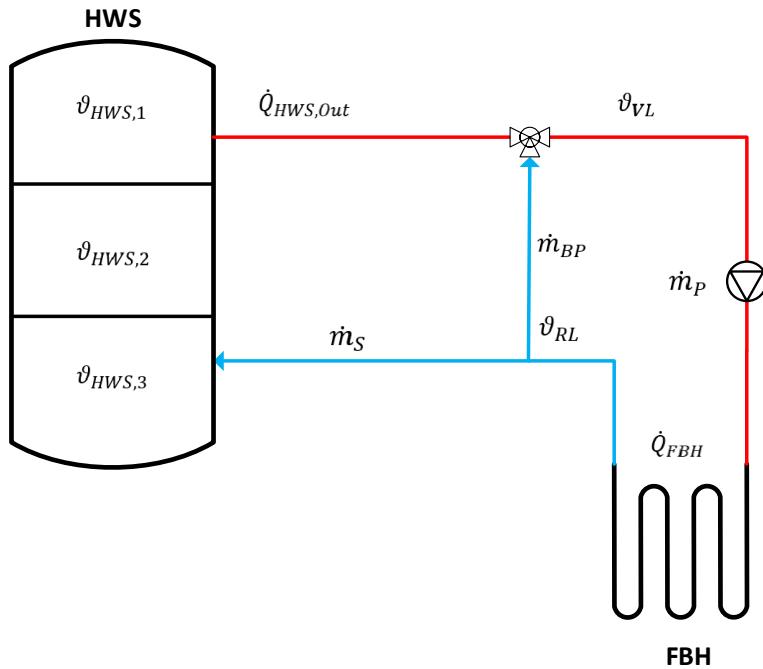


Abbildung 27 Darstellung des Heizverteilssystems

$\dot{Q}_{HWS,out}$  ergibt sich aus Gleichung 17.

$$\dot{Q}_{HWS,out} = \dot{m}_s \cdot c_w \cdot (\vartheta_{HWS,1} - \vartheta_{RL}) \quad (17)$$

Eine Prognose von  $\dot{Q}_{HWS,out}$  ist jedoch keinesfalls trivial. Wie aus Abbildung 27 hervorgeht, ist  $\dot{Q}_{HWS,out}$  von der an die Fußbodenheizung abgegebene Leistung  $\dot{Q}_{FBH}$  (Gl. 6) und von der gewünschten Vorlauftemperatur  $\vartheta_{VL}$  abhängig. Letztere ist wiederum eine Funktion der Außentemperatur (Gl. 8).  $\dot{Q}_{FBH}$  steht im Zusammenhang mit dem momentanen Wärmebedarf des Gebäudes (Gl. 18),

$$\Phi_{Geb} = \Phi_T + \Phi_L - \Phi_{Int} - \Phi_{Sol} + C \cdot \frac{d\vartheta}{dt} \quad (18)$$

der sich aus der Summe aller Verluste, den Transmissionswärmeverlusten  $\Phi_T$  und den Lüftungswärmeverlusten  $\Phi_L$  und aller Gewinne, den internen Wärmegewinnen  $\Phi_{Int}$  und den solaren Wärmegewinnen  $\Phi_{Sol}$ , sowie der Änderung der eingespeicherten Wärme ergibt. Hierbei ist vor allem die Trägheit der Fußbodenheizung zu berücksichtigen, da auch nach dem Abschalten der Heizkreispumpe ein Wärmeeintrag vom Heizkreis in die Fußbodenschicht und von dort ein Wärmeeintrag in das Gebäude stattfindet. Eine in der Literatur oft gewählte Vereinfachung ist, dass  $\Phi_{Geb}$  über das in der MPC enthaltene Gebäudemodell bestimmt und anschließend mit  $\dot{Q}_{HWS,out}$  gleichgesetzt wird. Der Einfluss der Fußbodenheizung und der Rücklaufbeimischung werden vernachlässigt.

In einer praktischen Umsetzung gemäß dem hier entworfenen Modell ist diese Vereinfachung problematisch. Die oben genannten Zusammenhänge führen dazu, dass die Werte von  $\dot{Q}_{HWS,out}$  und  $\Phi_{Geb}$  innerhalb eines Simulationszeitschrittes stark voneinander abweichen können, woraus die angesprochenen Performance Probleme der MPC folgen. Abbildung 28 zeigt beispielhaft den Verlauf von  $\dot{Q}_{HWS,out}$  über einen Zeitraum von vier Tagen und illustriert die starken Schwankungen, die nicht nur im Wärmebedarf des Gebäudes, sondern vor allem im Design des Heizverteilsystems begründet liegen. Eine offene Frage wäre, ob das Gebäudemodell größere Unsicherheiten für  $\Phi_L$ ,  $\Phi_{Int}$  und  $\Phi_{Sol}$  zulässt oder ob diese zuverlässig über  $T$  prognostiziert werden könnten.

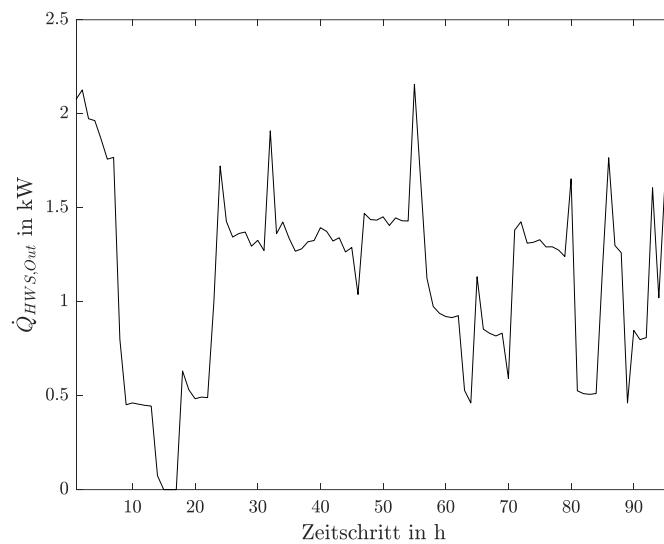


Abbildung 28 Darstellung von  $\dot{Q}_{HWS,out}$  über einen Zeitraum von vier Tagen

Im hier gewählten Modellierungsansatz soll ein künstliches neuronales Netz (KNN)  $\dot{Q}_{HWS,out}$  für  $T$  prognostizieren. Folgt das Verhalten des betrachteten Systems einem Muster, können KNN diese Zusammenhänge erkennen und Prognosen für die kommenden Zeitschritte erstellen. Eine Verwendung ist vor allem dann sinnvoll, wenn die Zusammenhänge, wie in diesem Fall, komplex und mathematisch schwer zu beschreiben sind. Sind einige Parameter nicht bekannt, können KNN dennoch passende Prognosen erstellen, falls die verfügbaren Parameter geeignet sind. Dies ist fallabhängig. Das KNN wird in jedem Simulationszeitschritt von der MPC aufgerufen und gibt seine Prognose als Ergebnis zurück.

KNN sind ein Netzwerk aus miteinander verbundenen Neuronen respektive Knoten, die in mindestens drei Ebenen organisiert sind (Abbildung 29).

1. Eine Inputebene, in der sich je Input ein Neuron befindet.

2. Eine oder mehrere Zwischenebenen (auch Hidden-Layer genannt), in denen die Inputs verarbeitet werden. Die Anzahl der Neuronen ist nicht vordefiniert, sondern von der Aufgabenstellung abhängig.
3. Eine Outputebene in der die Informationen zusammengetragen werden. Ein Neuron entspricht dabei einem Output.

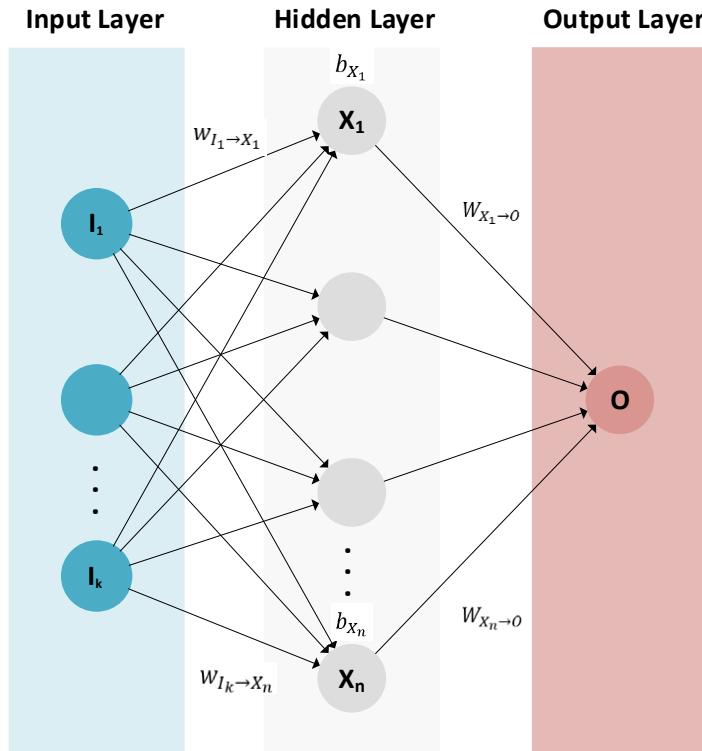


Abbildung 29 Funktionsweise künstlicher neuronaler Netze

Die Inputs sind reelle Zahlen. Die Weitergabe zur jeweils nächsten Ebene erfolgt über sogenannte Gewichtungsfaktoren  $w$  bzw.  $W$  (weights). Die Gewichtungsfaktoren  $w$  zwischen Input- und Zwischenebene sind eine  $k \times n$  Matrix. Jedes Neuron in der Zwischenebene hat einen Verzerrungswert  $b_X$  (bias,  $b = n \times 1$  Matrix), der den aus der Inputebene erhaltenen Informationen hinzugefügt wird. Somit ergibt sich der Wert eines Neurons  $X_j$  gemäß Gleichung 19 (mit  $j$  von 1 bis  $n$ ).

$$X_j(I) = I_1 \cdot w_{I_1 \rightarrow X_j} + I_2 \cdot w_{I_2 \rightarrow X_j} + \dots + I_n \cdot w_{I_n \rightarrow X_j} + b_{X_j} \quad (19)$$

Die Weitergabe von Informationen an die Outputebene entscheidet sich anhand einer Aktivierungsfunktion. Als Aktivierungsfunktion wird die Tan-Sigmoid Funktion (Gl. 20) verwendet, deren Werte zwischen -1 und 1 liegen.

$$\sigma(X) = \frac{2}{1 + e^{-2X}} - 1 \quad (20)$$

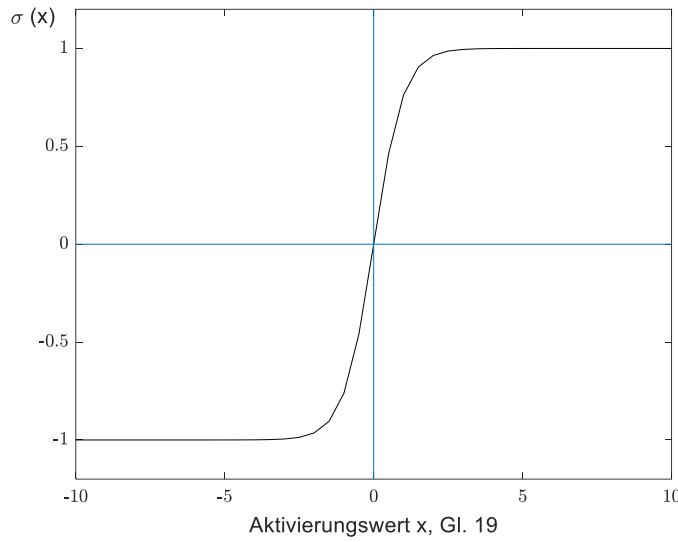


Abbildung 30 Aktivierungsfunktion

Die Informationen des Hidden Layer werden im Output zusammengetragen.

$$O(I) = \sigma(X_1) \cdot W_{X_1 \rightarrow o} + \sigma(X_2) \cdot W_{X_2 \rightarrow o} + \dots + \sigma(X_n) \cdot W_{X_n \rightarrow o} \quad (21)$$

Damit das KNN die Wärmeentnahme für  $T$  mit ausreichender Genauigkeit prognostizieren kann, ist die Auswahl geeigneter Inputs entscheidend. Für diese Arbeit werden zwei Parameter verwendet die mit vertretbarem Aufwand zu ermitteln sind und als Stundenwerte berücksichtigt werden. Das Netzwerk betrachtet Vergangenheitswerte dieser beiden Parameter um eine Prognose von  $\dot{Q}_{HWS,out}$  für die folgende Stunde zu erstellen. Der erste Parameter ist die Außenlufttemperatur  $\vartheta_A$ , von der das Netzwerk den Wert für den zu prognostizierenden Zeitschritt  $t_1$  sowie Werte der vergangenen 24 h ( $t_0$  bis  $t_{-23}$ ) als Input verwendet. Der zweite Parameter ist  $\dot{Q}_{HWS,out}$  wobei lediglich die Werte der vergangenen 24 h ( $\dot{Q}_{HWS,out,t_0}$  bis  $\dot{Q}_{HWS,out,t_{-23}}$ ) einbezogen werden. Das KNN erhält folglich 49 Inputs um eine Prognose von  $\dot{Q}_{HWS,out}$  für den folgenden Zeitschritt zu treffen. Damit das Netz eine Prognose für den gesamten Horizont  $T$  treffen kann, wird der in Abbildung 29 dargestellte Prozess 12-mal durchlaufen, wobei die Inputs vor jedem Aufruf aktualisiert werden, um eine Prognose für den jeweils nächsten Zeitschritt zu ermöglichen.

$$I = \begin{pmatrix} \vartheta_{A,t_1} \\ \vartheta_{A,t_0} \\ \dots \\ \vartheta_{A,t_{-23}} \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_0} \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_{-1}} \\ \dots \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_{-23}} \end{pmatrix} \quad (22)$$

$$O_t = \dot{Q}_{HWS,out,t_1} \quad (23)$$

Dazu wird der Temperaturwert der neu zu prognostizierenden Stunde ergänzt. Im Gegenzug wird der letzte Vergangenheitswert nicht mehr berücksichtigt. Gleiches gilt für den letzten Vergangenheitswert von  $\dot{Q}_{HWS,out}$ , fallen gelassen und stattdessen die letzte Prognose des Netzes als erster Vergangenheitswert ergänzt. Ist die Prognose vollständig erstellt, wird sie an die MPC übermittelt.

Der Hidden Layer besteht aus einer Ebene mit 25 Neuronen, darüber konnte keine Verbesserung der Netzwerk Performance festgestellt werden.

Zum Erstellen des Netzwerks wird die „Neural Network Toolbox“ von MATLAB verwendet. Damit das Netzwerk vorhersagen kann, müssen die Gewichtungsfaktoren  $w$  bzw.  $W$  und Verzerrungswerte  $b$  beim Erstellungsprozess bestimmt werden. Damit sich die richtigen Werte einstellen, erhält das Netzwerk bekannte Inputs und die dazugehörigen gewünschten Outputs als Trainingsdaten. Im vorliegenden Fall wird die in TRNSYS erstellte Referenzsimulation ohne MPC verwendet, um Simulationsdaten von  $\vartheta_A$  und  $\dot{Q}_{HWS,out}$  für den Trainingsdatensatz zu erhalten, wobei Wetterdaten aus 2016 und 2017 verwendet werden. Das Netzwerk wird dann mit diesen bekannten Input-Output Beziehungen unter Anwendung des Levenberg-Marquardt Algorithmus trainiert. Im Praxisfall wird  $\vartheta_A$  aus den Wetterdaten bestimmt und  $\dot{Q}_{HWS,out}$  am realen Gebäude, für einen bestimmten Zeitraum mit standardisierter Regelung gemessen, damit ein Trainingsdatensatz erstellt werden kann.

Daraus geht hervor, dass für jedes Referenzgebäude ein unterschiedliches neuronales Netz benötigt wird. Die Eignung des KNN lässt sich in einem Test über den Determinationskoeffizienten  $R^2$  bestimmen, der ein Modellanpassungsmaß ist und möglichst nahe 1 sein sollte. Für die erstellten Netze ist  $R^2 \approx 0,95$ . Abbildung 31 zeigt die Performance des Netzwerkes bei der Vorhersage für einen Zeitschritt. Ein Beispiel, für die Funktionalität des neuronalen Netzes befindet sich in Anhang IV.

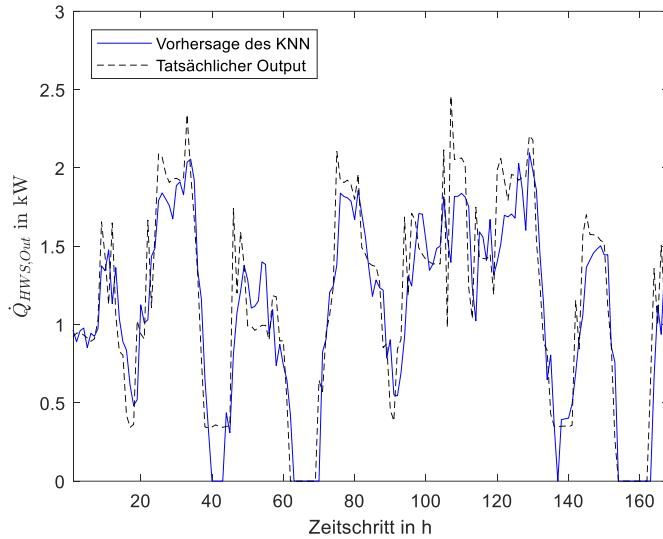


Abbildung 31 Performance des KNN für die Vorhersage eines Zeitschrittes

Der quadratische Prognosefehler  $RMSE$  im dargestellten Zeitraum berechnet sich zu  $0,3 \text{ kW}_{\text{th}}$ .

$$RMSE = \sqrt{\sum_i^n \frac{(f_i - o_i)^2}{n}} \quad (24)$$

Ein negativer Aspekt der hier gewählten Inputs ist, dass das neuronale Netz auf seine eigenen Vorhersagen angewiesen ist, um eine Prognose für mehr als einen Zeitschritt zu erstellen. Dies ist nicht ganz unproblematisch, weil sich der mögliche Vorhersagefehler für jeden Zeitschritt addiert und die Genauigkeit der Prognose nach wenigen Zeitschritten stark eingeschränkt ist. Untersuchungen mit der MPC haben jedoch gezeigt, dass diese Problematik in der gewählten Modellierung zu keinen relevanten Nebenwirkungen führt. D.h. es finden weder unnötiges Heizen der Wärmepumpe noch Unterschreitungen der gewünschten Vorlauftemperatur statt. Das hier skizzierte KNN ist ein eigenes MATLAB Skript, wird von der MPC aufgerufen und gibt die Prognose für  $\dot{Q}_{HWS,out,T}$  zurück.

Prinzipiell kann mit der Vorhersage der Wärmeentnahme aus dem Warmwasserspeicher gleichermaßen verfahren werden. Da hier ein konstantes Tagesprofil zum Einsatz kommt macht es jedoch keinen Unterschied, ob ein Neuronales Netz zur Prognose verwendet wird oder die Informationen direkt an die MPC gegeben werden.

#### 4.4.3 Wärmespeicher

Die Bandbreite zulässiger Temperaturen in den Wärmespeichern wird erweitert um der Wärmepumpe Spielraum zur Ausnutzung der Preissignale zu geben. Innerhalb der Heizperiode gilt für den Heizwärmespeicher:

$$\vartheta_{VL,t} \leq \vartheta_{HWS,t} \leq 55^\circ C \quad (25)$$

Für den Warmwasserspeicher gilt über den gesamten Simulationszeitraum:

$$45^\circ C \leq \vartheta_{WWS,t} \leq 55^\circ C \quad (26)$$

Die Festlegung auf  $55^\circ C$  erfolgt aus Energieeffizienzgründen. Im TRNSYS Modell werden die Wärmespeicher mit drei Schichten simuliert. In der MPC wird die Betrachtung auf eine Schicht reduziert, da dies den Rechenaufwand erheblich reduziert. Der mathematische Ansatz basiert auf dem Energieerhaltungssatz.

$$C_S \cdot \frac{(\vartheta_{S,t_1} - \vartheta_{S,t})}{dt} = \frac{1}{R_S} \cdot (\vartheta_S - \vartheta_U) + \dot{Q}_{S,in} - \dot{Q}_{S,out} \quad (27)$$

Dabei entspricht  $C_S$  der thermischen Speicherkapazität und  $R_S$  dem thermischen Widerstand des Speichersystems mit einer Umgebungstemperatur  $\vartheta_U$ .  $\dot{Q}_{S,in}$  ist der Wärmeeintrag durch die Wärmepumpe,  $\dot{Q}_{S,out}$  die Entnahme durch das Heizverteilsystem bzw. den Warmwasserverbrauch. Die Parameter  $C_S$  und  $R_S$  werden mit der MATLAB Toolbox „System Identification“ ermittelt. Die Trainingsdaten zur Bestimmung von  $C_S$  und  $R_S$  stammen, wie auch bei den neuronalen Netzen, aus der TRNSYS Referenzsimulation ohne MPC. Eine Mittelung der drei Schichttemperaturen erzielte dabei die bestmögliche Genauigkeit.

#### 4.4.4 Wärmepumpe

Zur Bestimmung der Wärmeerzeugung und des Stromverbrauchs der Wärmepumpe ist der jeweilige Betriebspunkt zu ermitteln. Dazu erhält die MPC das Leistungsdatenblatt der Wärmepumpe. Die Angaben umfassen die Vorlauftemperaturen  $35^\circ C$ ,  $45^\circ C$  und  $55^\circ C$  sowie Außenlufttemperaturen zwischen  $-15^\circ C$  und  $30^\circ C$ , bzw. Erdreichtemperaturen von  $-5^\circ C$  bis  $15^\circ C$ . Leistungsdaten unterhalb der Vorlauftemperatur von  $35^\circ C$  werden mit  $35^\circ C$  gleichgesetzt. Liegt der Betriebspunkt zwischen den Angaben findet eine lineare Interpolation statt. Um die jeweiligen Betriebspunkte während der MPC Prognose zu erhalten, werden Gewichtungsfaktoren  $\lambda_{i,t}$  verwendet. Während die Außen- bzw. Erdreichtemperaturen vorab bekannt sind, helfen die Gewichtungsfaktoren bei der Identifizierung der Vorlauftemperatur des Betriebspunktes. Ihre Summe ist entweder 0 oder 1 und entspricht dem Betriebszustand der Wärmepumpe für jeden Zeitschritt. Des Weiteren werden Special Order Sets vom Typ 2 (SOS2) angewendet um zu garantieren, dass maximal zwei benachbarte Gewichtungsfaktoren ungleich 0 sind [68], zwischen denen dann interpoliert wird.

$$Status_{WP,t} = \lambda_{1,t} + \lambda_{2,t} + \lambda_{3,t} + \lambda_{4,t} \{0,1\} \quad (28)$$

Über die folgende Bedingung in Gleichung 29 wird sichergestellt, dass die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe für im Betriebszustand ( $Status_{WP,t} = 1$ ) stets  $\geq \vartheta_S$ , der Temperatur im Speicher, ist.  $\vartheta_U$  ist dabei die Umgebungstemperatur des Speichers.

$$\begin{aligned} \vartheta_{S,t+1} - (1 - Status_{WP,t}) \cdot \vartheta_{S,Max} \\ \leq \lambda_{1,t} \cdot \vartheta_U + \lambda_{2,t} \cdot 35 + \lambda_{3,t} \cdot 45 + \lambda_{4,t} \cdot 55 \end{aligned} \quad (29)$$

$$Status_{WP,t} = Status_{WP,HWS,t} + Status_{WP,WWs,t} \{0,1\} \quad (30)$$

$Status_{WP,t}$  der Wärmepumpe setzt sich aus dem Betriebsstatus für den Heizwärmespeicher und für den Warmwasserspeicher zusammen. Da  $Status_{WP,t}$  eine Binärvariable ist, wird über Gleichung 30 ausgeschlossen, dass die Speicher gleichzeitig beheizt werden.

Der schlussendliche Betriebspunkt der Wärmepumpe, d.h. der thermische Output  $\dot{Q}_{WP,t}$  und der Stromverbrauch  $\dot{E}_{WP,t}$  ergibt sich unter Verwendung der Gewichtungsfaktoren nach Gleichung 31 und 32.

$$\dot{Q}_{WP,t} = \lambda_{1,t} \cdot \dot{Q}_{35} + \lambda_{2,t} \cdot \dot{Q}_{35} + \lambda_{3,t} \cdot \dot{Q}_{45} + \lambda_{4,t} \cdot \dot{Q}_{55} \quad (31)$$

$$\dot{E}_{WP,t} = \lambda_{1,t} \cdot \dot{E}_{35} + \lambda_{2,t} \cdot \dot{E}_{35} + \lambda_{3,t} \cdot \dot{E}_{45} + \lambda_{4,t} \cdot \dot{E}_{55} \quad (32)$$

#### 4.4.5 Zielfunktion

Auf Basis der zuvor beschriebenen Modellierung und der Inputs kann die MPC mögliche Systemzustände über den Zeithorizont  $T$  prognostizieren. Um die bestmögliche Betriebsstrategie zu finden, wird eine Zielfunktion vorgegeben. In diesem Fall handelt es sich um eine Minimierungsfunktion der Betriebskosten, bedingt durch den Strompreis  $P_{el,t}$ .

$$\min \left( \sum_{t=1}^T (P_{el,t} \cdot \dot{E}_{WP,t} \cdot \Delta t) \right) \quad (33)$$

Als Solver des Optimierungsproblems wird die Software Gurobi 8.1 verwendet. Um die Rechenzeit der MPC zu begrenzen, wird die Berechnung entweder beendet, wenn sie  $180 \frac{s}{Aufruf}$  überschreitet oder wenn die Entfernung vom vereinfachten Optimum des Solvers  $\leq 6\%$  ist.

## 4.5 Auswahl der Simulationen

Die Bewertung des Flexibilitätspotenzials erfolgt anhand mehrerer Jahres-Simulationen. Dabei werden die Referenzgebäude aus 4.2 mit den in 4.3 parametrisierten Wärmepumpen kombiniert. Der Vergleich der Energieklassen A und D soll zeigen, auf welche Weise der Wärmedämmstandard das DSM-Konzept beeinflusst. Die Gegenüberstellung von Luft- und Erdwärmepumpe demonstriert den Unterschied einer temperaturkonstanten und einer temperaturvariablen Wärmequelle. Die thermische Kapazität des Heizwärmespeichers  $C_{HWS}$  stellt eine sensible Größe für das Flexibilitätsverhalten dar, deren Einfluss im Rahmen einer Parameterstudie, für alle Gebäudetypen und Wärmepumpenmodelle untersucht wird. Tabelle 11 zeigt alle berücksichtigten Speichervolumen.

*Tabelle 11 Kapazität und Dimensionen der Wärmespeicher*

<b>Heizwärmespeicher</b>		
Volumen	Höhe	Speicherkapazität $C_{HWS}$
200 l	1,5 m	0,23 kWh/K
400 l	1,5 m	0,46 kWh/K
800 l	1,8 m	0,93 kWh/K
1.000 l	2,0 m	1,16 kWh/K
1.500 l	2,0 m	1,74 kWh/K
2.000 l	2,3 m	2,32 kWh/K

<b>Warmwasserspeicher</b>		
Volumen	Höhe	$C_{WWS}$
150 l	1,2 m	0,17 kWh/K
800 l (nur MFH)	1,8 m	0,93 kWh/K

Die Simulationen mit MPC werden jeweils mit einem Referenzfall verglichen, bei dem ein Zweipunktregler (siehe 4.3.4) verwendet wird. Der Vergleich zur MPC mit verschiedenen Speicherkapazitäten erlaubt Rückschlüsse zur Energieeffizienz, Zuverlässigkeit der MPC, dem Lastverschiebungspotenzial und der Wirtschaftlichkeit. In Tabelle 12 sind alle 28 Simulationsfälle aufgelistet.

## 4. Thermische Simulationen

---

*Tabelle 12 Bezeichnung aller Simulationsfälle*

<b>Referenzfälle</b>			
Bezeichnung	Gebäude	Wärmepumpe	Speichervolumen
$A_{Ref,LW}$	A	Luft/Wasser	200 l
$A_{Ref,SW}$	A	Sole/Wasser	200 l
$D_{Ref,LW}$	D	Luft/Wasser	400 l
$D_{Ref,SW}$	D	Sole/Wasser	400 l
$MFH_{Ref,LW}$	MFH	Luft/Wasser	1000 l

<b>MPC Simulationen</b>			
Bezeichnung	Gebäude	Wärmepumpe	Speichervolumen
$A_{200,LW}$	A	Luft/Wasser	200 l
$A_{400,LW}$			400 l
$A_{800,LW}$			800 l
$A_{1000,LW}$			1.000 l
$A_{1500,LW}$			1.500 l
$A_{200,SW}$	A	Sole/Wasser	200 l
$A_{400,SW}$			400 l
$A_{800,SW}$			800 l
$A_{1000,SW}$			1.000 l
$A_{1500,SW}$			1.500 l
$D_{400,LW}$	D	Luft/Wasser	400 l
$D_{800,LW}$			800 l
$D_{1000,LW}$			1.000 l
$D_{1500,LW}$			1.500 l
$D_{2000,LW}$			2.000 l
$D_{400,SW}$	D	Sole/Wasser	400 l
$D_{800,SW}$			800 l
$D_{1000,SW}$			1.000 l
$D_{1500,SW}$			1.500 l
$D_{2000,SW}$			2.000 l
$MFH_{1000,LW}$	MFH	Luft/Wasser	1.000 l
$MFH_{1500,LW}$			1.500 l
$MFH_{2000,LW}$			2.000 l

Die Ergebnisse der Simulationen befinden sich im folgenden Kapitel. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden weitere Analysen durchgeführt.

## 5 Ergebnisse

Die Funktionsweise der MPC lässt sich hervorragend anhand von Abbildung 32 veranschaulichen. Der untere Graph zeigt die variablen Strompreissignale über einen Zeitraum von 24 h während einer Jahressimulation. Die Steuersignale der MPC an die Wärmepumpe sind im mittleren Abschnitt dargestellt. Im oberen Graph befinden sich die Temperaturen der Wärmespeicher sowie die Vorlauftemperatur des Heizkreises, die nicht unterschritten werden darf.

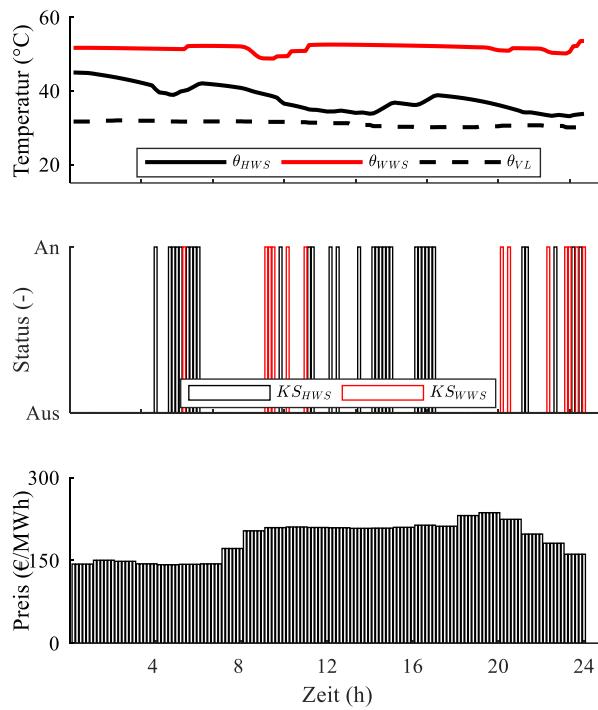


Abbildung 32 Funktionsweise der MPC

Die Verteilung der Steuersignale zeigt eine klare Reaktion auf die variablen Preise. So findet jeweils ein verstärkter Betrieb vor den Preis-Peaks sowie zum relativ niedrigen Preis bei Stunde 24 statt. Gleichzeitig wird deutlich, dass die Varianz der Strompreise entweder keinen ausreichenden Anreiz bietet den Zeitraum von Stunde 8 bis Stunde 20 durch vorheriges Einspeichern von Wärme zu überbrücken oder die Heizwärmespeicherkapazität zu gering ist. Der kostensenkende Effekt würde durch einen schlechteren COP der Wärmepumpe und folglich einem höheren Stromverbrauch überkompensiert.  $\vartheta_{HWS}$  befindet sich im dargestellten Zeitraum stets oberhalb von  $\vartheta_{VL}$ . Dass sich beide Werte in Stunde 14 und Stunde 23 annähern ist ein Indikator, dass die Prognose von  $\dot{Q}_{HWS,out}$  über das neuronale Netzwerk akkurat ist.

## 5.1 Parameterstudie Luft/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse A

Im Referenzfall der Energieklasse A mit Luft/Wasser Wärmepumpe  $A_{Ref,LW}$  beträgt der jährliche Heizwärmebedarf 4.303 kWh<sub>th</sub> respektive 24,8 kWh<sub>th</sub>/(m<sup>2</sup> a) und liegt somit leicht oberhalb der gesetzlichen Vorgaben zur Energiepassberechnung (siehe 3.2.1). Diese geringen Unterschiede lassen sich mit abweichenden Annahmen im Berechnungsverfahren erklären. Der Warmwasserbedarf ergibt sich zu 2.094 kWh<sub>th</sub> bzw. 12,1 kWh<sub>th</sub>/(m<sup>2</sup> a). Mit einem Stromverbrauch von 2.390 kWh<sub>el</sub>/(m<sup>2</sup> a) beträgt der sCOP der Wärmepumpe 2,66. Die Energiekosten summieren sich auf 335,7 € und verteilen sich auf 206,4 € für Heizwärme und 129,3 € für Warmwasser.

Die Anwendung der MPC führt in allen Simulationen zu einer Reduktion der Energiekosten (Tabelle 13). Die Einsparungen variieren von lediglich 1,8 € ( $A_{200,LW}$ ) bis zu 20,1 € ( $A_{800,LW}$ ).

Tabelle 13 Energiekosten der Parameterstudie  $A_{LW}$

**Energiekosten Parameterstudie  $A_{LW}$**

$A_{Ref,LW}$	335,7 €	-	-
$A_{200,LW}$	333,9 €	-1,8 €	-0,5%
$A_{400,LW}$	324,2 €	-11,5 €	-3,4%
$A_{800,LW}$	315,6 €	-20,1 €	-6,0%
$A_{1000,LW}$	316,5 €	-19,2 €	-5,7%
$A_{1500,LW}$	318,3 €	-17,4 €	-5,2%

Die Einsparungen zeigen sich ausschließlich beim Heizbetrieb (max. -21 €), während die MPC beim Warmwasser geringe Zusatzkosten bis zu 1,1 € verursacht. Abbildung 33 zeigt die Aufteilung der Kosten für die verschiedenen Simulationsfälle und verdeutlicht, dass die MPC eine Kostenreduktion in Abhängigkeit der Heizwärmespeicherkapazität  $C_{HWS}$  erreicht. Die Absolutwerte sind jedoch sehr gering.

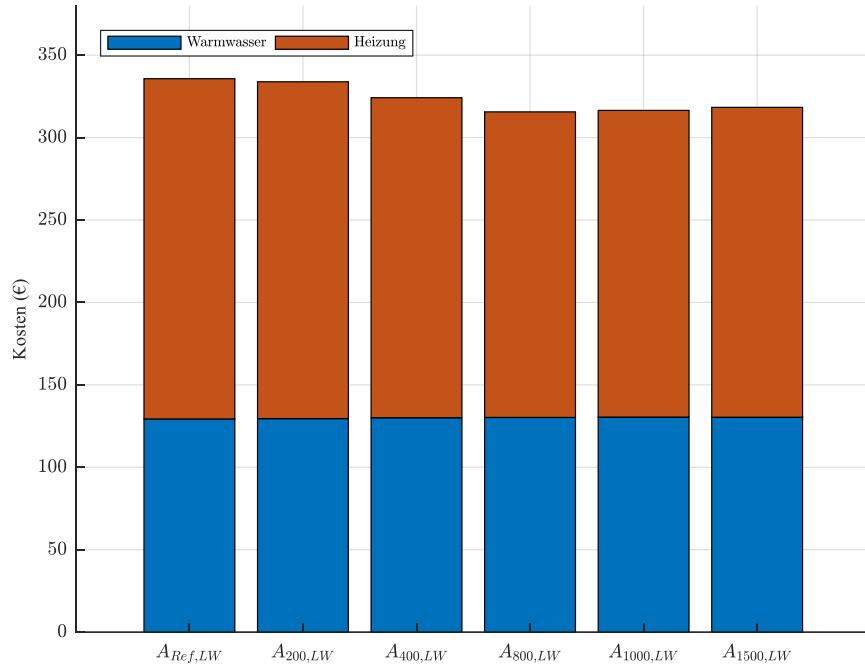


Abbildung 33 Kosten aufgeteilt nach Warmwasser und Heizung für die Parameterstudie der Luft/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse A ( $A_{LW}$ )

Auch in Relation zu den Gesamtkosten sind die Einsparungen gering. Prozentual betrachtet liegen sie im einstelligen Bereich. Wie Abbildung 34 anschaulich darstellt, sinken die Kosten nicht proportional mit steigender Speicherkapazität  $C_{HWS}$ . Vielmehr nimmt die Steigung hin zu einem Optimum ab, welches an dieser Stelle der Fall  $A_{800,LW}$  darstellt. Ein weiterer Anstieg der Kapazität führt wieder zu steigenden Stromkosten.

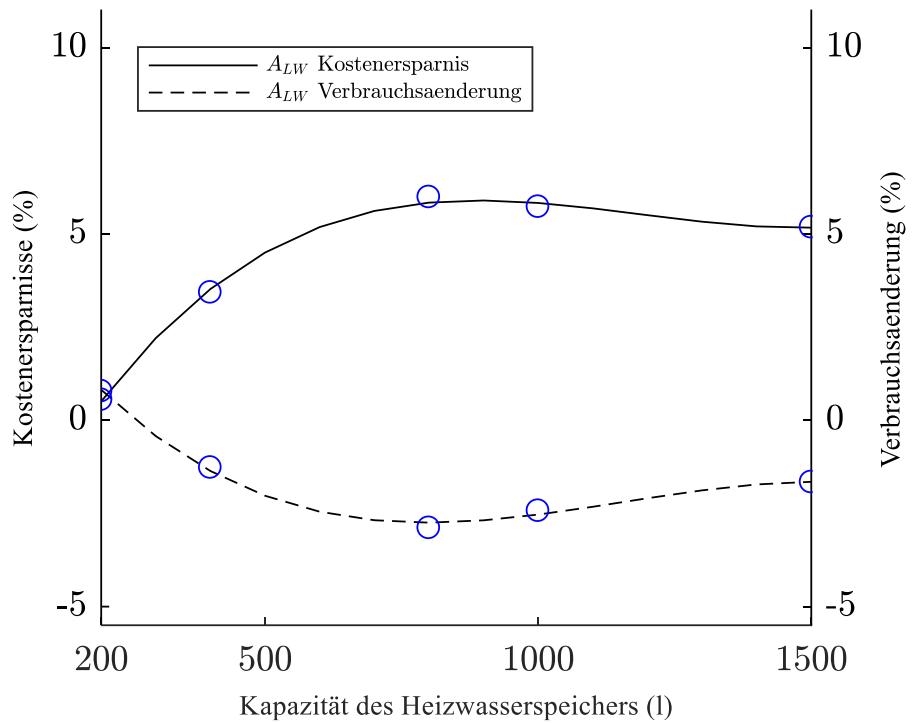


Abbildung 34 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung für die Parameterstudie  $A_{LW}$

Im Vergleich zum Referenzfall erhöht sich der Stromverbrauch in  $A_{200,LW}$  minimal um 0,8%. In den anderen Fällen wurde eine Reduktion von bis zu 2,9% festgestellt. Der niedrigste Stromverbrauch ergibt sich im Fall  $A_{800,LW}$ . Folglich ist nicht nur der Lastverschiebungseffekt, sondern auch die Verbrauchsreduktion für die erreichten Kostenreduktionen verantwortlich. In  $A_{800,LW}$  sinkt der Stromverbrauch um 69 kWh<sub>el</sub>. Abbildung 35 vergleicht für  $A_{Ref,LW}$  und  $A_{800,LW}$  bei welcher Außentemperatur der Wärmepumpenbetrieb stattfindet und veranschaulicht auf diese Weise, wie die Verbrauchsreduktion zustande kommt. In  $A_{800,LW}$  wird die Wärmepumpe bei höheren Außentemperaturen betrieben. Folglich ist der COP im jeweiligen Betriebspunkt höher und der sCOP um insgesamt 0,09 besser. Dadurch werden insgesamt weniger Betriebsintervalle benötigt und die energiebedingten Kosten sinken.

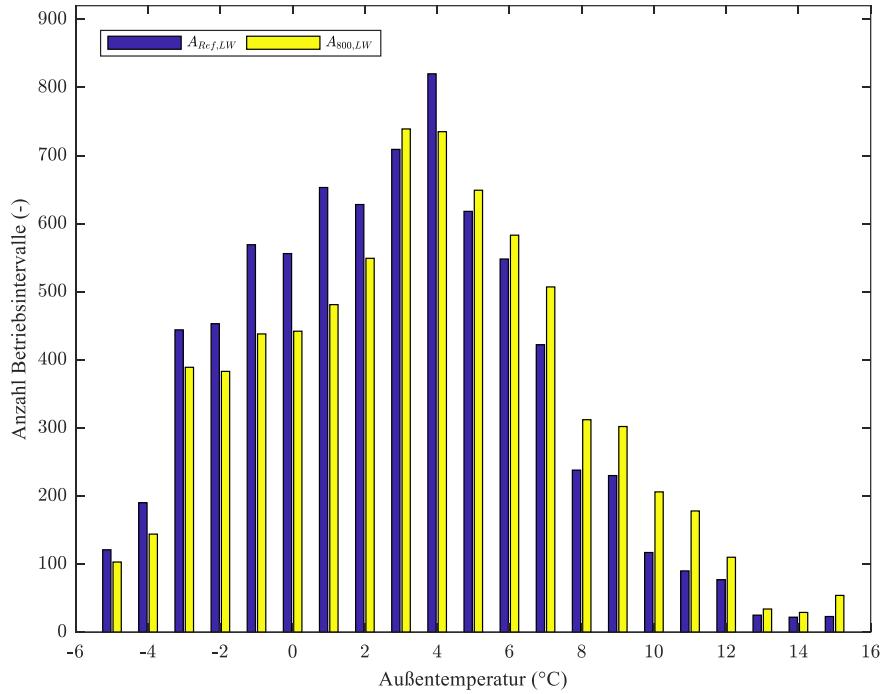


Abbildung 35 Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs in Abhängigkeit der Außentemperatur (Energieklasse A)

Bewertet man die Differenz des Stromverbrauchs mit dem Durchschnitt der angewendeten variablen Strompreise, so ergeben sich 9,6 €. Demnach ließen sich 47,8% der Kosteneinsparungen auf den reduzierten Verbrauch zurückführen. Daraus geht wiederum hervor, dass die hier angewandten variablen Strompreise lediglich einen sehr geringen Anreiz zur Lastverschiebung setzen und durch den Effekt einer Verbrauchsoptimierung respektive einer COP Optimierung der Wärmepumpe überlagert werden.

Auf welche Weise die Verbrauchs- bzw. Kostenunterschiede zustande kommen, lässt sich anhand von Tabelle 14 ableiten. In  $A_{Ref,LW}$  liegt die Durchschnittstemperatur im Heizwärmespeicher  $\vartheta_{HWS,1}$  in der Heizperiode mit 37,4°C in der Mitte der Temperaturbandbreite, die durch die Zweipunktregelung beabsichtigt ist. Die Regelstrategie führt dazu, dass  $\vartheta_{HWS,1}$  während der Simulation an insgesamt 123 h unter die gewünschte Vorlauftemperatur absinkt, da der Zweipunktregler erst beim Erreichen der unteren Grenze reagiert. Ist die Wärmeentnahme groß, sinkt  $\vartheta_{HWS,1}$  kurzfristig ab, in der Simulation auf bis zu 24°C. Wird bei der gleichen Speichergröße die MPC verwendet ( $A_{200,LW}$ ), steigt die durchschnittliche Temperatur auf 41,0°C. Der Anstieg kommt einerseits durch die Lastverschiebung aufgrund variabler Strompreise, andererseits aber auch durch Prognosefehler der MPC zustande. Der Temperaturanstieg im Heizwärmespeicher ist ein gegenläufiger Effekt zur Kostenoptimierung, da er zu einem höheren Stromverbrauch der Wärmepumpe führt. Folglich ist das Flexibilitätspotenzial limitiert und die Kosten sinken nur in geringem Umfang,

## 5. Ergebnisse

---

während der Verbrauch, im Vergleich zum Referenzfall  $A_{Ref,LW}$ , leicht zunimmt.  $\vartheta_{HWS,1}$  ist an insgesamt 262 h im Jahr oberhalb 50°C, was ein Indikator dafür ist, dass der Regler die Kapazität des Speichers im hohen Maße beansprucht. In  $A_{400,LW}$  erreicht der Speicher den hohen Temperaturbereich an 266 h, was unterstreicht, dass die Flexibilität in  $A_{200,LW}$  durch den kleinen Speicher stark eingeschränkt ist und mit einem großen Speicher deutlich mehr Lastverschiebung möglich ist.

*Tabelle 14 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie  $A_{LW}$*

<b>Auswertung Heizwärmespeicher Parameterstudie <math>A_{LW}</math></b>			
	$\varnothing \vartheta_{HWS,1}$	$\vartheta_{HWS,1} > 50^\circ C$	$\vartheta_{HWS,1} < \vartheta_{VL}$
$A_{Ref,LW}$	37,4 °C	0 h	123 h
$A_{200,LW}$	41,0 °C	262 h	23 h
$A_{400,LW}$	40,5 °C	266 h	3 h
$A_{800,LW}$	39,5 °C	57 h	0 h
$A_{1000,LW}$	38,9 °C	28 h	0 h
$A_{1500,LW}$	37,8 °C	0 h	0 h

Mit zunehmender Speicherkapazität  $C_{HWS}$  sinkt die Durchschnittstemperatur des Speichers über die Heizperiode. Ein größerer Speicher stellt nicht nur mehr Speicherkapazität zur Verfügung, er reduziert außerdem den gegenläufigen Verbrauchseffekt. Die MPC kann folglich flexibler agieren und es bieten sich häufiger Möglichkeiten die Kosten über die variablen Strompreise oder über eine Verbrauchsreduktion zu senken. Mit dem verwendeten Preisprofil bietet ein Speicher von 800 l ausreichend Kapazität um das Flexibilitätpotenzial zu nutzen. Größere Speicher nutzen die erlaubte Temperaturbandbreite selten und bieten daher keine größere Flexibilität. Ein Speicher mit einem Volumen von 1.500 l ist überdimensioniert, da er eine Temperatur von 50°C während der Simulation nicht erreicht. Er führt im Gegenteil zu einem steigenden Verbrauch durch erhöhte Wärmeverluste. Auf diese Weise lässt sich erklären, dass sowohl der Stromverbrauch als auch die Energiekosten in  $A_{800,LW}$  geringer sind als in  $A_{1000,LW}$  und  $A_{1500,LW}$ . Die MPC ist allgemein in der Lage, die gewünschte Vorlauftemperatur sicherzustellen und ist dabei zuverlässiger als der Zweipunktregler. In  $A_{200,LW}$  führen Prognosefehler der MPC zu einer Unterschreitung an lediglich 23 h. Mit steigender Speicherkapazität gewinnt der Prozess an Stabilität, so dass die Vorlauftemperatur  $\vartheta_{VL}$  stets bereitgestellt werden kann.

## 5. Ergebnisse

---

Tabelle 15 Auswertung des Warmwasserspeichers für die Parameterstudie  $A_{LW}$

Auswertung Warmwasserspeicher Parameterstudie $A_{LW}$		
	$\emptyset \vartheta_{WWS,1}$	$\vartheta_{WWS,1} < 45^\circ C$
$A_{Ref,LW}$	50,0 °C	277 h
$A_{200,LW}$	52,9 °C	0 h
$A_{400,LW}$	52,9 °C	0 h
$A_{800,LW}$	52,9 °C	0 h
$A_{1000,LW}$	52,9 °C	0 h
$A_{1500,LW}$	52,9 °C	0 h

Die Nachteile des Zweipunktreglers zeigen sich auch beim Warmwasser. Die Mindesttemperatur von 45°C wird an insgesamt 277 h unterschritten, die Warmwasserspeichertemperatur  $\vartheta_{WWS,1}$  fällt dabei auf bis zu 41,5°C ab. Mit der MPC wird die Mindesttemperatur von 45°C stets eingehalten. Der Durchschnitt von  $\vartheta_{WWS,1}$  liegt deshalb 2,9°C höher als im Referenzfall. Auf diese Weise lassen sich die leicht gestiegenen Kosten für Warmwasser erklären.

Den Lastverschiebungseffekt des Wärmepumpenbetriebs, durch das DSM mit MPC, lässt sich über den Zeitpunkt der Betriebsintervalle veranschaulichen. Dazu wird zunächst jedem Intervall der Simulation  $i_s$  der dazugehörige Strompreis  $P_{el,i_s}$  zugeordnet. Da die Dauer eines Intervalls 600 s beträgt, ist deren Gesamtanzahl für eine Jahressimulation  $i_{max} = 52.560$ . Im Anschluss werden die Intervalle in sieben Preislevel  $L_I - L_{VII}$  aggregiert um die Verschiebung sichtbar zu machen. Tabelle 16 zeigt die ausgewählten Preislevel und den relativen Anteil  $i_{max,L}$  bezogen auf  $i_{max}$ , die dem jeweiligen Level zugeordnet sind.

Tabelle 16 Preislevel zur Darstellung der Lastverschiebung

Preislevel		
Level	Bandbreite (€/MWh)	Anteil Intervalle von $i_{max}$ im Level $i_{max,L}$
$L_I$	$P_{el} \leq 110$	3,5%
$L_{II}$	$110 < P_{el} \leq 120$	7,7%
$L_{III}$	$120 < P_{el} \leq 130$	9,7%
$L_{IV}$	$130 < P_{el} \leq 140$	35,3%
$L_V$	$140 < P_{el} \leq 150$	27,5%
$L_{VI}$	$150 < P_{el} \leq 170$	12%
$L_{VII}$	$P_{el} > 170$	4,3%

Die Verteilung von  $i_{max,L}$  verdeutlicht die geringe Varianz des verwendeten Strompreisprofils. So befindet sich die Mehrheit um den Mittelwert von 138,56 €/MWh und daher in  $L_{IV}$  und  $L_V$ .

## 5. Ergebnisse

---

In  $L_I$  befinden sich alle  $P_{el} \leq 110 \text{ €/MWh}$ . Da dieser Wert den Festpreisbestandteilen entspricht, enthält  $L_I$  folglich annähernd alle Intervalle, an denen negative Börsenstrompreise am EPEX-Spot Day-Ahead Markt auftreten.

Im nächsten Schritt werden die Betriebsintervalle der Wärmepumpe  $i_B$  den verschiedenen Leveln zugeordnet. Das Ergebnis ist in Abbildung 36 dargestellt. Durch die MPC erhöht sich die Anzahl Intervalle im ersten Level  $i_{B,L_I}$  um 7 bis 42% und im zweiten Level  $i_{B,L_{II}}$  um 3 bis 35% mit zunehmender Speicherkapazität  $C_{HWS}$  deutlich, während die Intervalle im sechsten Level  $i_{B,L_{VI}}$  (-14 bis -31%) und siebten Level  $i_{B,L_{VII}}$  (-19 bis -44%) sukzessive abnehmen. In  $A_{200,LW}$  bis  $A_{800,LW}$  findet darüber hinaus eine Verschiebung von  $i_{B,L_V}$  nach  $i_{B,L_{IV}}$  statt. Bei größeren Heizwärmespeichern ist dieser Effekt aufgrund des gestiegenen Verbrauchs nicht mehr sichtbar.

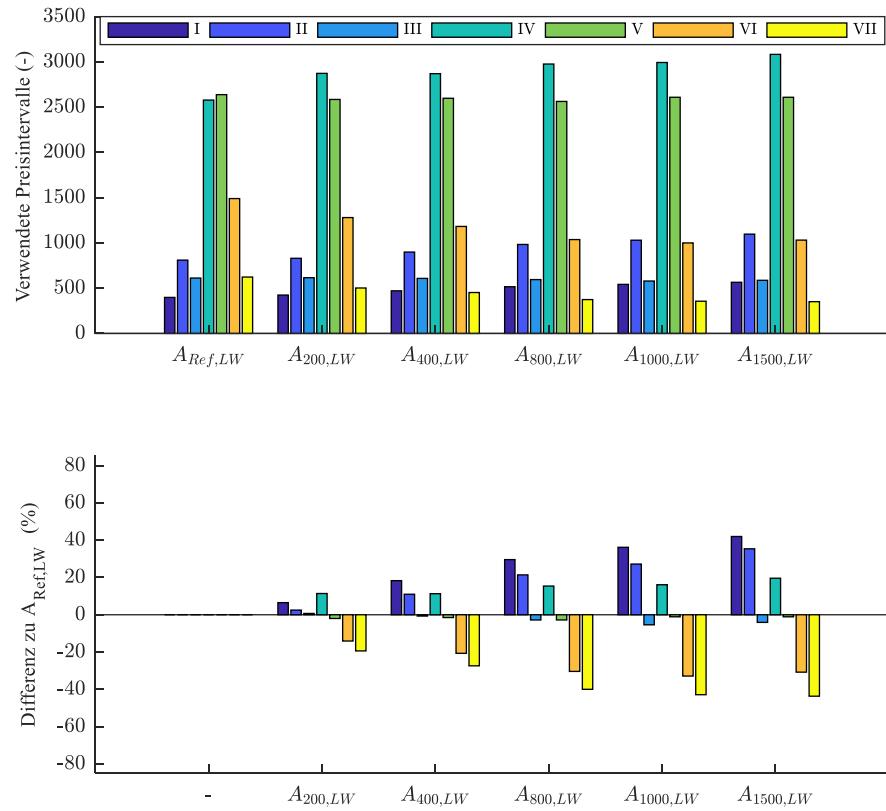


Abbildung 36 Lastverschiebung  $A_{LW}$

Auffällig ist, dass die Intervalle im günstigsten Preislevel  $L_I$  zwar deutlich zunehmen jedoch auch mit großem Heizwärmespeicher, lediglich einen Bruchteil der dazugehörigen Zeitspannen  $i_{max,L_I}$  in Anspruch genommen wird, und zwar 22%-31% von  $i_{max,L_I}$ . Gleichermaßen werden nach wie vor 27%-15% der Zeitspannen des teuersten Preissegments ( $i_{max,L_{VII}}$ ) verwendet. Die

begrenzte Inanspruchnahme günstiger Preise liegt, neben der Begrenzung von  $C_{HWS}$  und dem gegenläufigen Verbrauchseffekt, auch in der Varianz des Preisprofils begründet. Dies betrifft zum einen die Absolutwerte, zum anderen die Preisschwankungen innerhalb kurzer Zeiträume. So hängen Preise des gleichen Levels oftmals über Zeiträume mehrerer Stunden zusammen, wie es auch in Abbildung 32 zu sehen ist. Die MPC hat in diesem Fall kaum Optimierungspotenzial und somit findet nur eine begrenzte Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs statt.

Ein negativer Aspekt der MPC zeigt sich in den Startvorgängen der Wärmepumpe. Zwar hat sich die Anzahl an Betriebsintervallen in den verschiedenen Simulationen kaum verändert, allerdings sind die Signale nicht mehr in zusammenhängenden Zeiträumen wie es beim Zweipunktregler automatisch der Fall ist. Die Startvorgänge erhöhen sich drastisch von 1.974 in  $A_{Ref,LW}$  auf 5.685 in  $A_{200,LW}$ . Mit steigendem  $C_{HWS}$  sinken diese wiederum bis auf 3.948 in  $A_{1500,LW}$ . Eine Möglichkeit dem entgegenzuwirken ist eine Begrenzung der Startvorgänge in  $t$  durch eine Randbedingung in der MPC. Als Alternative bieten sich modulierende Wärmepumpen mit effizientem Teillastbetrieb an.

Die MPC bewerkstellt, dass  $\vartheta_{HWS,1}$  stets oberhalb  $\vartheta_{VL}$  ist. Dementsprechend ergeben sich keine negativen Auswirkungen auf den Komfort im Gebäude. Abbildung 37 zeigt einen Auszug der Raumtemperaturen für zwei der insgesamt vier Zonen über einen Zeitraum von zwei Monaten innerhalb der Heizperiode, einmal mit und einmal ohne MPC. In beiden Fällen ist die Innenraumtemperatur stets oberhalb von 20°C.

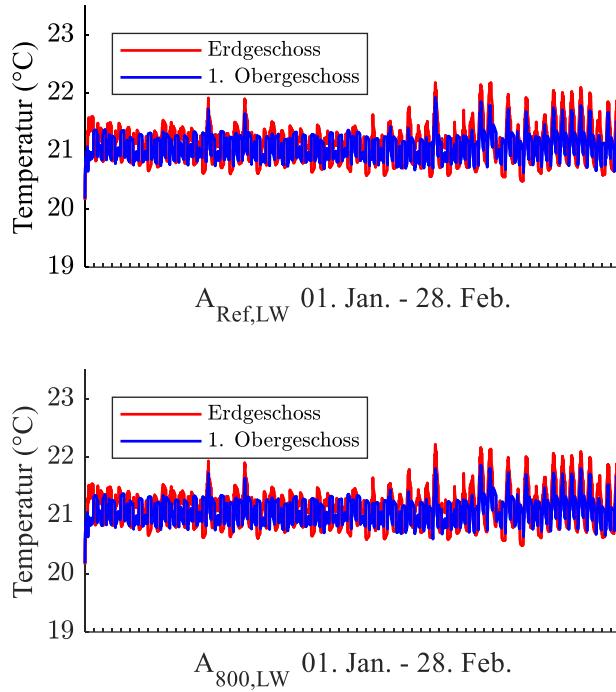


Abbildung 37 Raumtemperaturen  $A_{Ref,LW}$  und  $A_{800,LW}$  im Vergleich

## 5.2 Parameterstudie Sole/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse A

Im Referenzfall der Energieklasse A mit Sole/Wasser Wärmepumpe  $A_{Ref,SW}$  ergibt sich ein jährlicher Heizwärmebedarf von 4.334 kWh<sub>th</sub> respektive 25,0 kWh<sub>th</sub>/(m<sup>2</sup> a). Der Energiebedarf für Warmwasser beträgt 2.076 kWh<sub>th</sub>/(m<sup>2</sup> a) bzw. 12,0 kWh<sub>th</sub>/(m<sup>2</sup> a). Der Strombedarf ist mit 1.945 kWh<sub>el</sub>/(m<sup>2</sup> a) um 19% geringer als im Referenzfall mit Luft/Wasser Wärmepumpe  $A_{Ref,LW}$ , der sCOP ist 3,27. Die Energiekosten beziffern sich auf 274,4 €, davon 147,4 € für das Heizen und 127,0 € für Warmwasser.

Die Kostenänderungen durch die MPC befindet sich in Tabelle 17 und fallen merklich geringer aus, als in  $A_{LW}$ . Im Falle der geringsten Speicherkapazität  $A_{200,SW}$  entstehen Zusatzkosten von 3,4 €, während die maximale Einsparung in  $A_{1000,SW}$  8,4 € beträgt. In allen Fällen findet eine Kostensteigerung beim Warmwasser von bis zu 2,7 € statt, während im Heizbetrieb Einsparungen bis zu 11 € erreicht werden.

## 5. Ergebnisse

---

Tabelle 17 Energiekosten der Parameterstudie  $A_{SW}$

Energiekosten Parameterstudie $A_{SW}$			
$A_{Ref,SW}$	274,4 €	-	-
$A_{200,SW}$	277,8 €	+3,4 €	+1,2%
$A_{400,SW}$	272,9 €	-1,5 €	-0,6%
$A_{800,SW}$	266,6 €	-7,8 €	-2,8%
$A_{1000,SW}$	266,0 €	-8,4 €	-3,0%
$A_{1500,SW}$	267,9 €	-6,5 €	-2,4%

Die Mehrkosten in  $A_{200,SW}$  unterstreichen, dass die MPC keine perfekten Vorhersagen liefert, sondern Abweichungen entstehen, die sich aufgrund der geringen Speicherkapazität unmittelbar in den Kosten manifestieren. Darüber hinaus ist keine COP Optimierung wie bei Luft/Wasser Wärmepumpen möglich, da das Erdreich keinen kurzfristigen Temperaturschwankungen unterliegt. Die Inanspruchnahme von variablen Strompreisen führt deshalb zwingend zu einem schlechteren COP und einem Mehrverbrauch der Wärmepumpe, der der Kostensenkung entgegenwirkt. Aus diesem Grund ergibt sich ein geringeres Einsparpotenzial als in  $A_{LW}$  mit dem Optimum von -3% in  $A_{1000,SW}$ . Der Stromverbrauch ist in Abbildung 38 dargestellt.

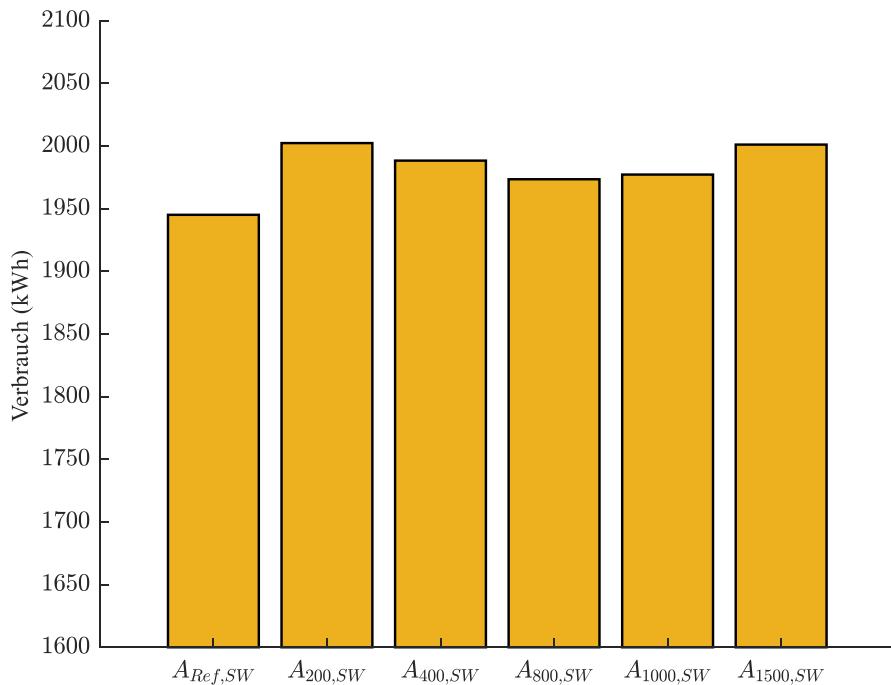


Abbildung 38 Stromverbrauch der Parameterstudie  $A_{SW}$

In  $A_{200,SW}$  steigt der Stromverbrauch um 57 kWh<sub>el</sub> (+2,9%). Aufgrund des größeren Heizwärmespeicher sinkt der Mehrverbrauch zunächst auf 28 kWh<sub>el</sub> (+1,5%) in  $A_{800,SW}$ , ehe

## 5. Ergebnisse

---

die steigenden Wärmeverluste in  $A_{1000,SW}$  und  $A_{1500,SW}$  wieder zu einem Anstieg um 56 kWh<sub>el</sub> im Vergleich zum Referenzfall führt.

Die Auswertung des Heizwärmespeichers zeigt die gleichen Tendenzen wie sie bereits mit Luft/Wasser Wärmepumpe festgestellt wurden.  $\vartheta_{HWS,1}$  steigt aufgrund der Lastverschiebung und Prognosefehlern in  $A_{200,SW}$  auf 41,9°C und unterstreicht somit, dass ein Volumen von 200 l für eine effektive und kosteneffiziente Lastverschiebung definitiv zu klein ist.

*Tabelle 18 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie  $A_{SW}$*

### Auswertung Heizwärmespeicher Parameterstudie $A_{SW}$

	$\emptyset \vartheta_{HWS,1}$	$\vartheta_{HWS,1} > 50^\circ C$	$\vartheta_{HWS,1} < \vartheta_{VL}$
$A_{Ref,SW}$	37,8 °C	0 h	56 h
$A_{200,SW}$	41,9 °C	377 h	24 h
$A_{400,SW}$	40,0 °C	83 h	3 h
$A_{800,SW}$	39,3 °C	82 h	0 h
$A_{1000,SW}$	38,9 °C	27 h	0 h
$A_{1500,SW}$	37,8 °C	0 h	0 h

Das geringere Flexibilitätspotenzial der Sole/Wasser Wärmepumpe zeigt sich vor allem im Vergleich von  $A_{400,SW}$  mit  $A_{400,LW}$ .  $\vartheta_{HWS,1}$  befindet sich im ersten Fall lediglich 83h oberhalb von 50°C während das bei der Luft/Wasser Wärmepumpe an 266h der Fall ist. Dies ist ein Indikator, dass sich der Sole/Wasser Wärmepumpe deutlich weniger Anreize zur Lastverschiebung bieten. Ein Speicher mit einem Volumen von 1.500 l ist überdimensioniert, da die zusätzliche Kapazität von der MPC nicht in Anspruch genommen wird. Beim Warmwasserspeicher ergeben sich keine nennenswerten Unterschiede. Die Lastverschiebung wird nach dem gleichen Prinzip wie in 5.1 Tabelle 16 ermittelt und ist in Abbildung 39 dargestellt.

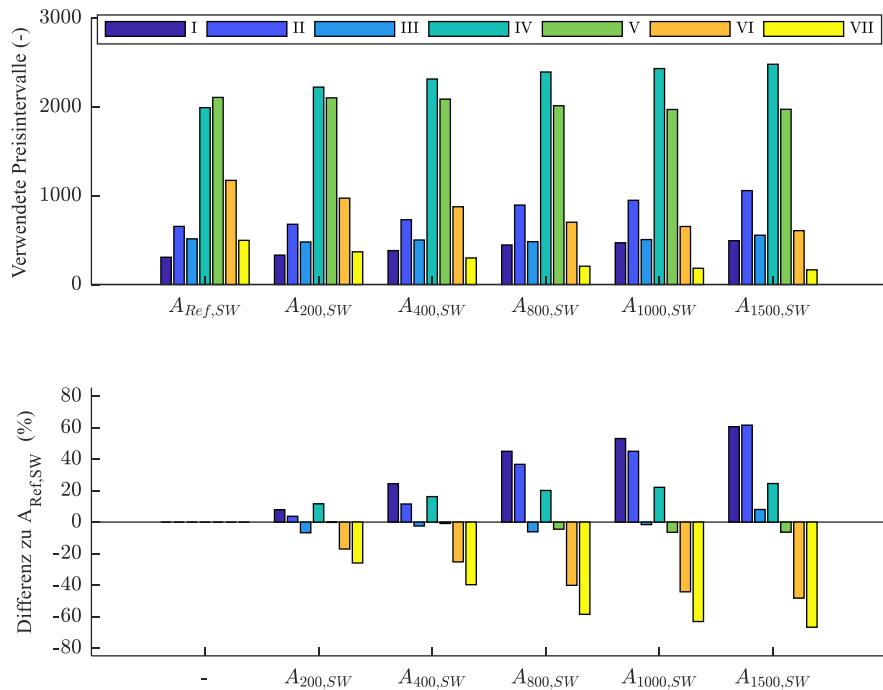


Abbildung 39 Lastverschiebung  $A_{SW}$

Insgesamt steigen die in Anspruch genommenen Intervalle in den Leveln  $L_I$  bis  $L_{IV}$ , während sich  $L_V$  bis  $L_{VII}$  klar reduzieren. Die Verschiebung ist ausgeprägter als in  $A_{LW}$ . Der Zuwachs im niedrigsten Preissegment  $i_{B,L_I}$  beträgt je nach Fall 8 bis 61%, wobei dieser teilweise damit erklärt werden kann, dass die Gesamtanzahl an Betriebsintervallen durch die MPC zunimmt. Im teuersten Preissegment  $i_{B,L_{VII}}$  sinkt die Anzahl an Intervallen um -26 bis -67%. Die Lastverschiebung bzw. die Reaktion auf die Preissignale zeigen sich hauptsächlich in den Extremen. Insgesamt findet jedoch weniger Lastverschiebung statt als bei der Luft/Wasser Wärmepumpe.

Aus Tabelle 18 geht hervor, dass die MPC in der Lage ist die Vorlauftemperatur  $\vartheta_{VL}$  bereitzustellen. Dementsprechend ergeben sich auch keine negativen Einflüsse auf den Komfort. Das Problem der erhöhten Startvorgänge zeigt sich auch bei der Sole/Wasser Wärmepumpe. Sie steigen von 2.305 in  $A_{Ref,SW}$  auf 5.389 in  $A_{200,SW}$  und sinkt anschließend stetig auf 3.760 in  $A_{1500,SW}$ .

### 5.3 Parameterstudie Luft/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse D

Im Referenzfall der Energieklasse D mit Luft/Wasser Wärmepumpe  $D_{Ref,LW}$  ergibt sich ein jährlicher Heizwärmebedarf von 16.516 kWh<sub>th</sub>. Dies entspricht 85 kWh<sub>th</sub>/(m<sup>2</sup> a) und erfüllt die Vorgaben der Energiepassberechnung (siehe 3.2.1). Der Warmwasserbedarf beträgt 1.923 kWh<sub>th</sub>, der Strombedarf ist 6.304 kWh<sub>el</sub>. Mit 2,92 ist der sCOP höher als im Referenzfall der Energieklasse A  $A_{Ref,LW}$ , was darauf zurückzuführen ist, dass sich die Wärmepumpe verhältnismäßig öfter im Heizbetrieb befindet und dabei einen geringeren Temperaturhub leistet als beim Warmwasser.

Tabelle 19 Energiekosten der Parameterstudie  $D_{LW}$

Energiekosten Parameterstudie $D_{LW}$			
$D_{Ref,LW}$	877,2 €	-	-
$D_{400,LW}$	859,0 €	-18,2 €	-2,1%
$D_{800,LW}$	825,5 €	-51,7 €	-5,9%
$D_{1000,LW}$	819,3 €	-57,9 €	-6,6%
$D_{1500,LW}$	814,8 €	-62,4 €	-7,1%
$D_{2000,LW}$	814,0 €	-63,2 €	-7,2%

Aufgrund des insgesamt größeren Heizwärmebedarfs sind bei der Energieklasse D höhere absolute Einsparungen möglich als bei der Energieklasse A. Sie liegen zwischen 18,2 € und 63,2 €. Im Unterschied zu  $A_{LW}$  gibt es mit den betrachteten Speichergrößen keinen Wendepunkt, an dem die Kosten wieder zunehmen, wenngleich  $D_{2000,LW}$  keine relevante Verbesserung mehr zu  $D_{1500,LW}$  darstellt.

Mit der MPC reduziert sich der Stromverbrauch in allen Simulationsfällen. In  $D_{400,LW}$  (Abbildung 40) sinkt der Verbrauch um 1,4%. Zwischen  $D_{1000,LW}$  (-5,1%) und  $D_{2000,LW}$  (-4,9%) werden weitere Einsparpotenziale von den steigenden Wärmeverlusten des Speichers kompensiert. In  $D_{1000,LW}$  sinkt der Stromverbrauch um 321 kWh<sub>el</sub>. Bewertet man diese Differenz mit dem Durchschnitt der angewendeten variablen Strompreise, so ergeben sich 44,7 €. Folglich sind 77% der Kosteneinsparungen auf die Verbrauchsreduktion zurückzuführen. Der ursprünglich angedachte Lastverschiebungseffekt mittels variabler Preise findet nur in geringem Umfang statt.

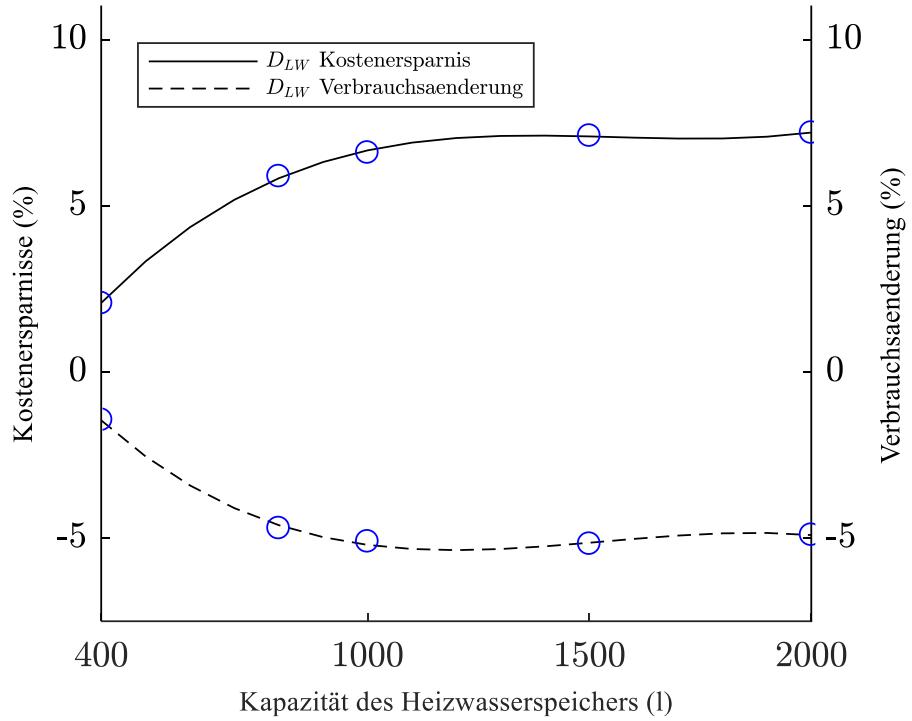


Abbildung 40 Relative Kostersparnis und Verbrauchsänderung für die Parameterstudie  $D_{LW}$

Die Analyse des Wärmespeichers verdeutlicht, dass die MPC in  $D_{LW}$ , aufgrund des höheren Energiebedarfs, mehr Optimierungsmöglichkeiten findet als in  $A_{LW}$ . So befindet sich  $\vartheta_{HWS,1}$  vermehrt oberhalb 50°C, was bedeutet, dass die Speicherkapazität von der MPC in Anspruch genommen wird. Der 400 l Speicher beispielsweise befindet sich 596 h im oberen Temperaturbereich. Die hohen Temperaturen wirken dem Kostenoptimierungseffekt entgegen und beschränken die Flexibilität. Ein 1.500 l sowie ein 2.000 l Speicher auf der anderen Seite scheinen überdimensioniert, da sie lediglich an 68 h bzw. 17 h im oberen Temperaturbereich operieren.

Tabelle 20 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie  $D_{LW}$

#### Auswertung Heizwärmespeicher Parameterstudie $D_{LW}$

	$\varnothing \vartheta_{HWS,1}$	$\vartheta_{HWS,1} > 50^\circ C$	$\vartheta_{HWS,1} < \vartheta_{VL}$
$D_{Ref,LW}$	36,8 °C	0 h	140 h
$D_{400,LW}$	39,4 °C	596 h	84 h
$D_{800,LW}$	38,3 °C	309 h	16 h
$D_{1000,LW}$	38,2 °C	229 h	5 h
$D_{1500,LW}$	37,5 °C	68 h	3 h
$D_{2000,LW}$	37,2 °C	17 h	0 h

Die MPC ist auch in  $D_{LW}$  zuverlässiger als der Zweipunktregler. Der Prognosefehler der MPC ist jedoch kritischer für die Stabilität als in  $A_{LW}$ . Auch wenn der relative Fehler, verursacht

## 5. Ergebnisse

---

beispielsweise durch das neuronale Netz identisch ist, ist der absolute Fehler wesentlich größer. Die Abweichungen führen vereinzelt zu einer Unterschreitung von  $\vartheta_{VL}$ , deren Häufigkeit mit steigender Speicherkapazität  $C_{HWS}$  abnimmt. In den Simulationen werden die Folgen von der Trägheit des Gebäudes bzw. der Fußbodenheizung aufgefangen, so dass keine negativen Effekte auf den Innenraumkomfort entstehen (Abbildung 41). Dennoch ist die Genauigkeit der MPC ein Aspekt der vermehrt zu beachten ist, wenn sie in Gebäuden eingesetzt wird, die nicht dem Neubaustandard entsprechen. Der Vergleich vom Referenzfall und  $D_{1000,LW}$  zeigt einen identischen Temperaturverlauf für die beiden angegebenen Zonen. Eine Verletzung der Komfortgrenzen entsteht nicht, wenngleich die Temperaturschwankungen stärker ausfallen als in der Energieklasse A.

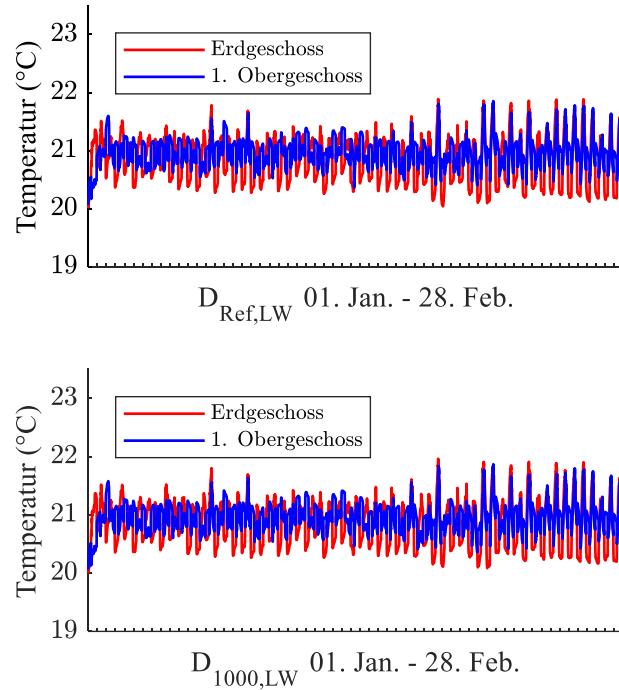


Abbildung 41 Raumtemperaturen  $D_{Ref,LW}$  und  $D_{1000,LW}$  im Vergleich

Auch in  $D_{LW}$  findet eine Verschiebung statt, wobei in Abbildung 42 klar zu erkennen ist, dass der primäre Kosteneinspareffekt auf der Verbrauchsreduktion beruht. In  $D_{400,LW}$  steigt die Anzahl Intervalle im niedrigsten Preissegment  $i_{B,L_I}$  um 3%, während die Anzahl an Intervallen, für alle anderen Level abnimmt. Mit steigendem  $C_{HWS}$  verbessern sich  $i_{B,L_I}$  (8 bis 24%) sowie  $i_{B,L_{II}}$  (1 bis 13%). Die Anzahl an Intervallen sinken in den teuren Segmenten  $i_{B,L_{VI}}$  um (-8 bis -24%) und um -10 bis 35% in  $i_{B,L_{VII}}$ . Das Potenzial zur Lastverschiebung ist daher als gering einzustufen, wobei die Energiemenge die dabei verschoben wird zu höheren Kosteneinsparungen führt als in  $A_{LW}$ .

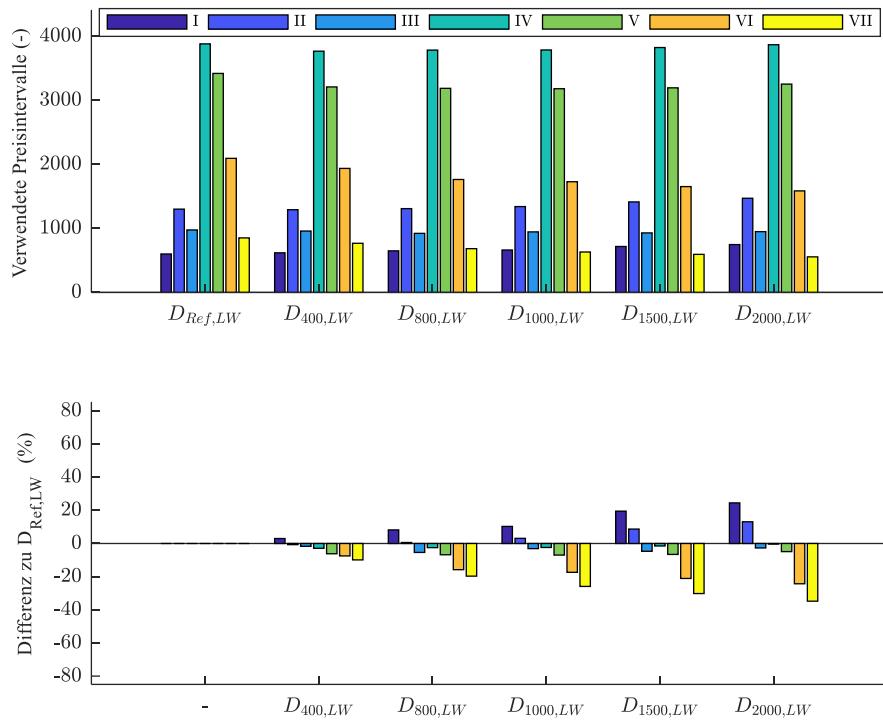


Abbildung 42 Lastverschiebung  $D_{LW}$

## 5.4 Parameterstudie Sole/Wasser Wärmepumpe in der Energieklasse D

Der Referenzfall  $D_{Ref,SW}$  weist einen Heizwärmebedarf von 16.244 kWh<sub>th</sub> (83,9 kWh<sub>th</sub>/(m<sup>2</sup> a)) auf. Der Wärmebedarf für Warmwasser ist 1.902 kWh<sub>th</sub>. Mit einem Gesamtstromverbrauch von 4.815 kWh<sub>el</sub> ergibt sich ein sCOP von 3,76. Die Energiekosten betragen 672,4 €, davon sind 554,4 € für Heizzwecke und 118 € für Warmwasser.

Tabelle 21 Energiekosten der Parameterstudie  $D_{SW}$

Energiekosten Parameterstudie  $D_{SW}$

$D_{Ref,SW}$	672,4 €	-	-
$D_{400,SW}$	702,6 €	+30,2 €	+4,5%
$D_{800,SW}$	668,3 €	-4,1 €	-0,6%
$D_{1000,SW}$	657,8 €	-14,6 €	-2,2%
$D_{1500,SW}$	644,9 €	-27,5 €	-4,1%
$D_{2000,SW}$	643,8 €	-28,6 €	-4,3%

Analog zu  $A_{200,SW}$  nehmen die Kosten mit MPC bei gleicher Speichergröße zu. In  $D_{400,SW}$  steigen sie um 30,2 € respektive 4,5%. Der relative Kostenanstieg fällt somit deutlich höher aus

## 5. Ergebnisse

---

als im gleichen Fall der Energieklasse A  $A_{200,SW}$  (1,2%) und unterstreicht, dass Prognosefehler bei der Energieklasse D einen größeren Einfluss haben. Mit steigender Speicherkapazität können wiederum Kostenreduktionen erreicht werden, da die Prognosefehler in geringerem Umfang zu verbrauchssteigernden Effekten führen. Die maximalen Einsparungen ergeben sich in  $D_{2000,SW}$  mit 28,6 € (4,3%). Während die Kostenzunahme in  $D_{400,SW}$  vor allem auf den Verbrauchsanstieg zurückzuführen ist, sind die Einsparungen in  $D_{2000,SW}$  zu ca. 17% auf eine leichte Verbrauchsreduktion zurückzuführen. Die weiteren Einsparungen entstehen hingegen durch die Reaktion auf variable Preise.

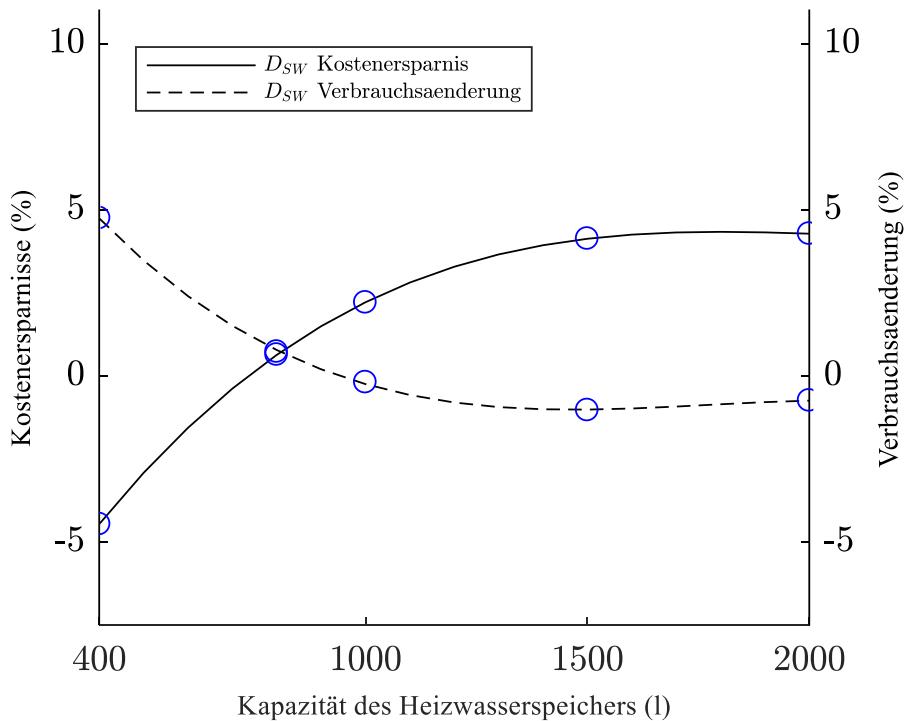


Abbildung 43 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung für die Parameterstudie  $D_{SW}$

Die Temperaturen im Heizwärmespeicher unterstreichen die bereits angesprochenen Problematiken. Die Durchschnittstemperatur in  $D_{400,SW}$  ist mit  $42,4^{\circ}\text{C}$  die höchste aller Simulationen. Darüber hinaus ist die Performance der MPC in Bezug auf die Vorlauftemperatur  $\vartheta_{VL}$  schlechter als der Referenzfall. Die Zuverlässigkeit verbessert sich, sobald ein größerer Speicher verwendet wird. Die Unterschreitungen von  $\vartheta_{VL}$  führen dennoch zu keinen Komfortverletzungen, da die Trägheit des Gebäudes bzw. der Fußbodenheizung die kurzzeitigen Effekte kompensiert.

## 5. Ergebnisse

---

Tabelle 22 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie  $D_{SW}$

### Auswertung Heizwärmespeicher Parameterstudie $D_{SW}$

	$\varnothing \vartheta_{HWS,1}$	$\vartheta_{HWS,1} > 50^\circ C$	$\vartheta_{HWS,1} < \vartheta_{VL}$
$D_{Ref,SW}$	37,7 °C	0 h	49 h
$D_{400,SW}$	42,4 °C	858 h	72 h
$D_{800,SW}$	39,4 °C	161 h	12 h
$D_{1000,SW}$	39,0 °C	94 h	9 h
$D_{1500,SW}$	38,2 °C	47 h	0 h
$D_{2000,SW}$	37,6 °C	26 h	0 h

Negative Effekte der MPC konnten darüber hinaus beim Warmwasser festgestellt werden. So sinkt die durchschnittliche Speichertemperatur  $\vartheta_{WWS,1}$  von 51,2°C im Referenzfall auf 48,8°C in allen Simulationen mit MPC. Außerdem wird die Temperaturgrenze von 45°C vermehrt unterschritten und steigt von 79 h in  $D_{Ref,SW}$  auf bis zu 143 h. Die Problematiken lassen sich einerseits auf Prognosefehler zurückführen. Andererseits ist die MPC aufgrund der einstufigen Wärmepumpe mit der nominalen Leistung von 11,28 kW<sub>th</sub> eingeschränkt, da Verletzungen der oberen Temperaturgrenze von 55°C und der unteren Temperaturgrenze von 45°C nicht gleichzeitig ausgeschlossen werden können. Das Temperaturminimum im Warmwasserspeicher beträgt während der Simulation 43,3°C. Abbildung 44 zeigt die Lastverschiebung. Ähnlich wie bei der Energieklasse A ist die Verschiebung in  $D_{SW}$  ausgeprägter als in  $D_{LW}$ .  $i_{B,L_I}$  steigt um 2% bis 33%).  $i_{B,L_{VII}}$  sinkt um -8% bis -42%. Die Lastverschiebung ist allerdings absolut und relativ betrachtet geringer als in  $A_{SW}$ .

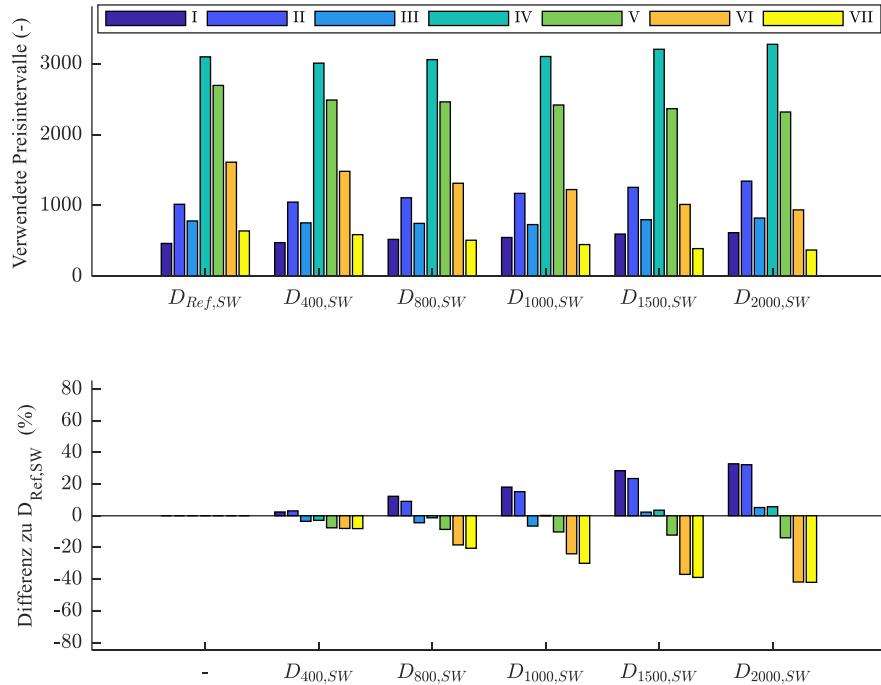


Abbildung 44 Lastverschiebung  $D_{SW}$

## 5.5 Parameterstudie Luft/Wasser Wärmepumpe im Mehrfamilienhaus

Im Referenzfall des MFH mit Luft/Wasser Wärmepumpe  $MFH_{Ref,LW}$ , beträgt der jährliche Heizwärmebedarf  $13.219 \text{ kWh}_{\text{th}}$  respektive  $19,4 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2 \text{ a})$ . Der Bedarf unterscheidet sich dabei signifikant zwischen den einzelnen Apartments (siehe Abbildung 45) und liegt zwischen  $1.015 \text{ kWh}_{\text{th}}$  ( $11,9 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2 \text{ a})$ ) im 1. Obergeschoss und  $2.491 \text{ kWh}_{\text{th}}$  ( $29,3 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2 \text{ a})$ ) im Erdgeschoss. Dieser Unterschied liegt vor allem in den Transmissionswärmeverlusten begründet, da die Apartments im Erdgeschoss sowie im 3. Obergeschoss mehr Flächen aufweisen, die an unbeheizte Zonen grenzen. Darüber hinaus gibt es Abweichungen bei solaren und anderen internen Gewinnen.

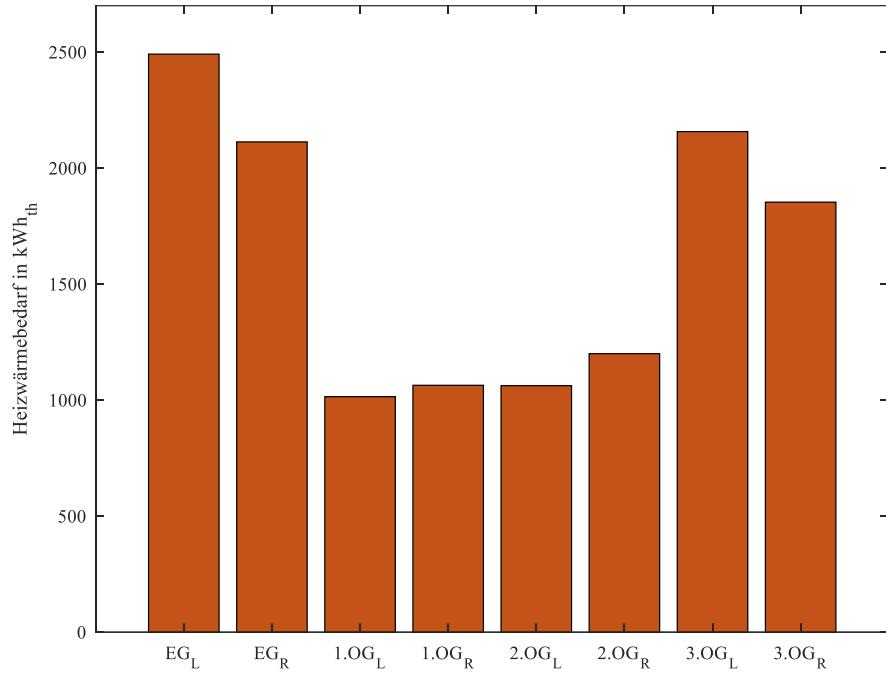


Abbildung 45 Heizwärmeverbrauch der verschiedenen Apartments im MFH

Der Warmwasserbedarf beträgt 10.816 kWh<sub>th</sub> (15,9 kWh<sub>th</sub>/(m<sup>2</sup> a)). Bei einem Gesamtstromverbrauch von 9.768 kWh<sub>el</sub> ergibt sich ein Wärmepumpen sCOP von 2,44. Die Energiekosten belaufen sich auf 1.367,7 €, davon 623,6 € für Heizwärme und 744,1 € für Warmwasser. Im Referenzfall hat der Heizwärmespeicher eine Kapazität von 1.000 l und der Warmwasserspeicher eine Kapazität von 800 l.

In den Simulationsfällen mit MPC wird die Kapazität des Heizwärmespeichers zwischen 1.000 l und 2.000 l variiert, während die des Warmwasserspeichers unverändert bleibt. Die Energiekosten sind in Tabelle 23 dargestellt. Die Kosteneinsparungen im Vergleich zum Referenzfall belaufen sich auf 115-119,4 € (-8,4 bis -8,7%), wobei sich kein relevanter Unterschied zwischen den einzelnen Simulationsfällen zeigt.

Tabelle 23 Energiekosten der Parameterstudie MFH<sub>LW</sub>

#### Energiekosten Parameterstudie MFH<sub>LW</sub>

<i>MFH<sub>Ref,LW</sub></i>	1.367,7 €	-	-
<i>MFH<sub>1000,LW</sub></i>	1.250,4 €	-117,2 €	-8,6%
<i>MFH<sub>1500,LW</sub></i>	1.248,3 €	-119,4 €	-8,7%
<i>MFH<sub>2000,LW</sub></i>	1.252,7 €	-115,0 €	-8,4%

Im absoluten Gegensatz zu den Einfamilienhäusern sind die Einsparungen mehrheitlich, zu ca. 74%, auf das Warmwasser und lediglich zu 26% auf die Heizung zurückzuführen. Das

relative Einsparpotenzial liegt im hohen einstelligen Bereich. Absolut und bezogen auf eine Wohneinheit befindet es sich in der Größenordnung, die auch für die Energieklasse A festgestellt wurde.

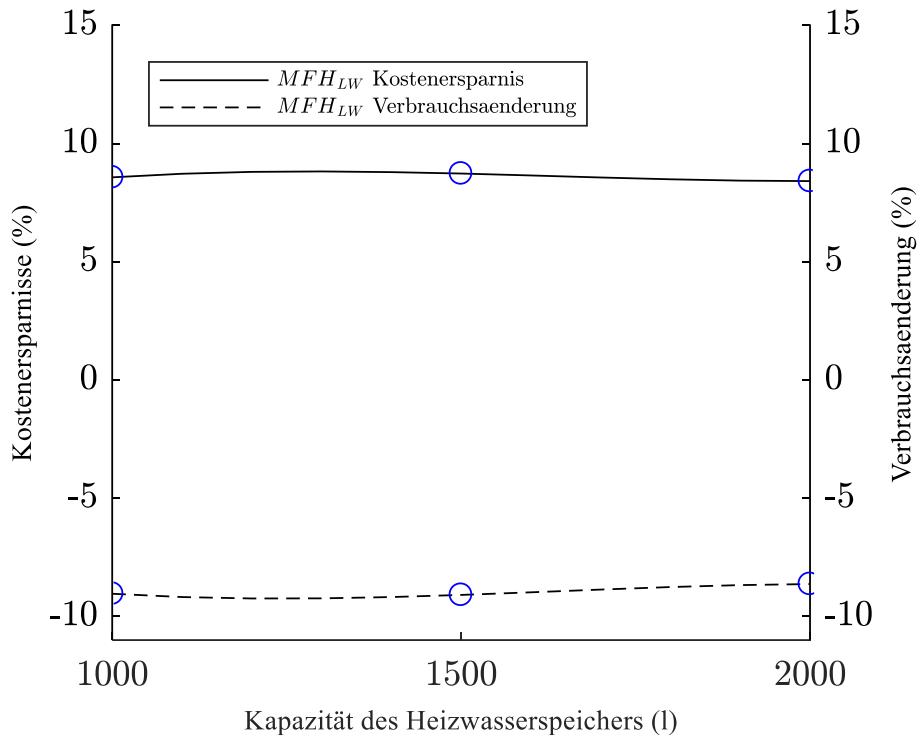


Abbildung 46 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung für die Parameterstudie  $MFH_{LW}$

Im Vergleich zum Referenzfall sinkt der Stromverbrauch deutlich um bis zu 9,1% ( $888 \text{ kWh}_{\text{el}}$ ) (Abbildung 46). Die MPC erreicht daher einen wesentlichen Anteil der Einsparungen über eine Verbrauchsoptimierung. Diese zeigt sich ebenfalls im sCOP, der um 0,26 auf 2,7 ansteigt. Die Verbrauchsoptimierung wird unter anderem durch einen Betrieb bei höheren Außentemperaturen erreicht. Abbildung 47 zeigt die Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs in Abhängigkeit der Außentemperatur und illustriert auf diese Weise, wie der sCOP Anstieg zustande kommt.

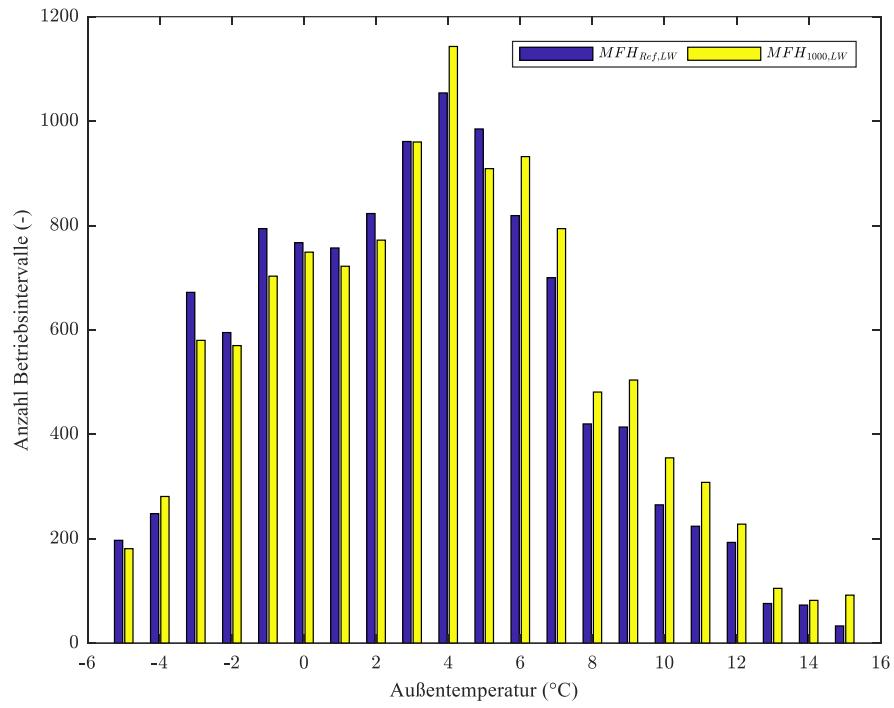


Abbildung 47 Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs in Abhängigkeit der Außentemperatur (MFH)

Die Auswertung der Wärmespeicher (Tabelle 24 und Tabelle 25) zeigt, dass die Wärmeversorgung mit MPC wesentlich stabiler ist, als mit dem im Referenzfall verwendeten Zweipunktregler. Die Unterschreitung der Vorlauftemperatur  $\vartheta_{VL}$  führt jedoch zu keinen Problemen mit dem Innenraumkomfort. Mit MPC werden diese Vorgaben ebenfalls eingehalten. Beim Warmwasserspeicher fallen im Referenzfall höhere Kosten durch den elektrischen Heizstab an, der die Differenz zur gewünschten Zapftemperatur ausgleicht. Der 1.000 l Heizwärmespeicher weist an insgesamt 432 h Temperaturen oberhalb von 50°C auf, bei einer durchschnittlichen Temperatur von 40,4°C in der obersten Schicht  $\vartheta_{HWS,1}$ . Steigt die Kapazität auf 1.500 l sinken  $\vartheta_{HWS,1}$  und die Anzahl der Betriebsstunden im oberen Temperaturbereich. Die Effizienz- und Kostenvorteile, die sich daraus ergeben, werden jedoch von den gestiegenen Wärmespeicherverlusten kompensiert, so dass kein Mehrwert zu erkennen ist. Ein 2.000 l Speicher ist für den untersuchten Fall überdimensioniert.

Tabelle 24 Auswertung des Heizwärmespeichers für die Parameterstudie  $MFH_{LW}$

#### Auswertung Heizwärmespeicher Parameterstudie $MFH_{LW}$

	$\emptyset \vartheta_{HWS,1}$	$\vartheta_{HWS,1} > 50^\circ C$	$\vartheta_{HWS,1} < \vartheta_{VL}$
$MFH_{Ref,LW}$	35,8 °C	0 h	505 h
$MFH_{1000,LW}$	40,4 °C	432 h	14 h
$MFH_{1500,LW}$	39,5 °C	111 h	2 h
$MFH_{2000,LW}$	38,8 °C	44 h	0 h

## 5. Ergebnisse

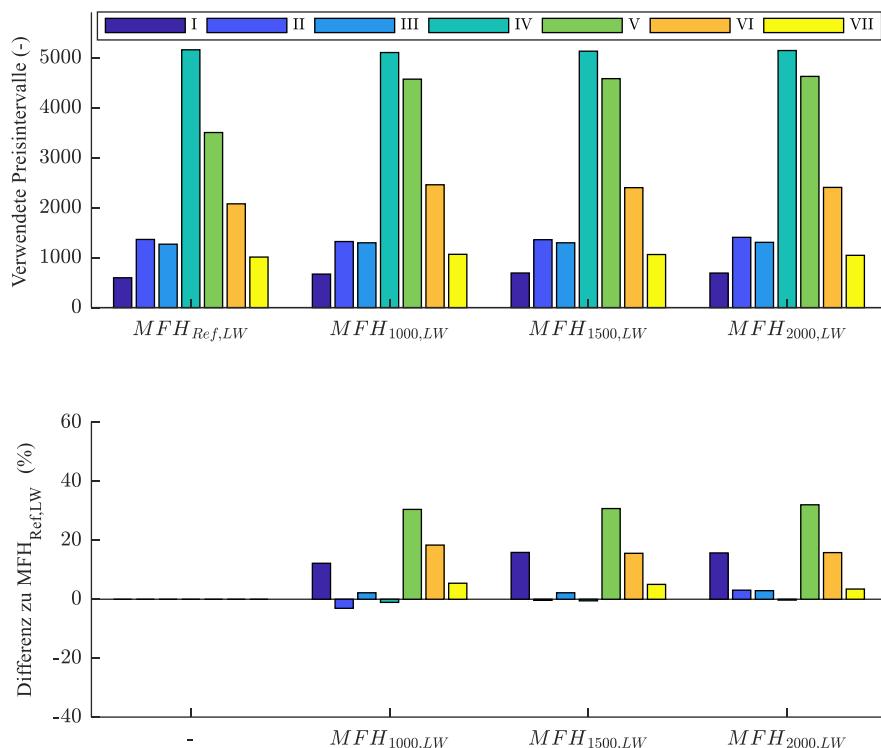
---

Tabelle 25 Auswertung des Warmwasserspeichers für die Parameterstudie  $MFH_{LW}$

### Auswertung Warmwasserspeicher Parameterstudie $MFH_{LW}$

	$\varnothing \vartheta_{WWS,1}$	$\vartheta_{WWS,1} < 45^\circ C$
$MFH_{Ref,LW}$	49,0 °C	136 h
$MFH_{1000,LW}$	52,2 °C	0 h
$MFH_{1500,LW}$	52,2 °C	0 h
$MFH_{2000,LW}$	52,2°C	0 h

Die Lastverschiebung stellt sich grundlegend anders dar als bei den Einfamilienhäusern. Mit MPC steigt die Gesamtanzahl an verwendeten Intervallen um ca. 10%. Dies liegt daran, dass der Regelungsprozess für Warmwasser stabiler ist, was sich auch in der durchschnittlichen Temperatur  $\vartheta_{WWS,1}$  ausdrückt, die im Vergleich zum Referenzfall um 3,2°C zunimmt. Darüber hinaus führt die Tatsache, dass der Warmwasserverbrauch fix und das Flexibilitätspotenzial des Warmwasserspeichers geringer als das des Heizwärmespeichers ist dazu, dass die Lastverschiebung weniger erkennbar ist. Im günstigsten Preissegment steigt die Anzahl verwendeter Intervalle um bis zu 16%  $i_{B,L_I}$ . In den teureren Preissegmenten nimmt sie ebenfalls zu, selbst im teuersten Bereich  $i_{B,L_{VII}}$  ist noch ein Zuwachs von bis zu 5% zu verzeichnen. Aus Abbildung 48 geht somit außerdem hervor, dass die Preissignale nicht der wesentliche Anreiz für flexibles Verhalten darstellen. Vielmehr erreicht der Regler die Kostenreduktion über eine COP Optimierung und kann dafür sogar ungünstigere Strompreise in Anspruch nehmen.


 Abbildung 48 Lastverschiebung  $MFH_{LW}$ 

## 6 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Ergebnisse in Kapitel 5 unterstreichen die technische Realisierbarkeit von DSM mit Wärmepumpen, wobei das Flexibilitätspotenzial, die Kostenreduktion und die Energieeffizienz vom energetischen Gebäudestandard, der Wärmequelle und der Kapazität des Heizwärmespeichers abhängig ist. Wie in 4.1 angesprochen, gibt es zwei Möglichkeiten dieses Potenzial zu erschließen, die Methode des regulatorischen Zwangs und ein anreizbasiertes System, das der Endverbraucher aus eigenem Antrieb in Anspruch nimmt. Beide Lösungsansätze führen zunächst zur gleichen Problemstellung. Die standardmäßig eingebauten Heizwärmespeicher haben eine zu geringe Kapazität, um die Flexibilitätspotenziale adäquat zu nutzen. Mit größeren Speichern verbessert sich die Stabilität der Regelung, die Energieeffizienz sowie die Lastverschiebung. Das optimale Volumen liegt bei 800 l in  $A_{LW}$  und  $A_{SW}$ , bei 1.000-1.500 l in  $D_{LW}$  und  $D_{SW}$  und bei 1.000 l beim MFH. Ein größerer Heizwärmespeicher bedeutet höhere Investitionskosten in die Heizungsanlage. Damit Endverbraucher zielgerichtet in ein auf DSM optimiertes Heizsystem investieren, müssen die eingesparten Stromkosten die

zusätzlichen Investitionskosten überkompensieren. Sollte dies nicht der Fall sein, werden nur wenige Wärmepumpenbesitzer diese Investitionen tätigen und stattdessen einen kleinen Heizwärmespeicher einbauen oder sogar ganz auf ihn verzichten. Folglich wäre das erschließbare Flexibilitätspotenzial aus systemischer Perspektive eingeschränkt und wenig attraktiv.

Die verschiedenen Simulationsfälle aus Kapitel 5 werden anhand einer Wirtschaftlichkeitsanalyse miteinander verglichen. Auf diese Weise lässt sich feststellen, ob sich Investitionen, in ein für DSM optimiertes Heizsystem, durch die eingesparten Energiekosten amortisieren. Als Berechnungsverfahren wird die Kapitalwertmethode verwendet, die ein Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung darstellt. Da sämtliche andere Heizungskomponenten unverändert bleiben, müssen lediglich die unterschiedlichen Investitionskosten in den Heizwärmespeicher berücksichtigt werden. Diese ergeben sich aus der empirischen Gl. 34 [69] und sind in Tabelle 26 aufgelistet.

$$IK_{HWS} = 2,556^{-0.002483 \cdot V} + 0,7348^{-1.383 \cdot 10^{-5} \cdot V} \quad (34)$$

- Investitionskosten  $IK_{HWS}$  in €/l
- Speichervolumen  $V$  in l

*Tabelle 26 Investitionskosten der Heizwärmespeicher*

#### Investitionskosten Heizwärmespeicher

---

200 l	325,7 €
400 l	558,2 €
800 l	926,8 €
1.000 l	1.101,6 €
1.500 l	1.555,1 €
2.000 l	2.036,1 €

---

Ausgeklammert werden an dieser Stelle mögliche Investitionen in die komplexere Regelungstechnik mit MPC. Da solch ein System derzeit nicht existiert, sind die Kosten dafür nicht zu bewerten. Vielmehr kann die Wirtschaftlichkeitsanalyse Aufschluss geben, wie viel die Regelungstechnik kosten darf. Der Kapitalwert ist die Summe der Barwerte aller Einnahmen und Ausgaben innerhalb der Nutzungsdauer einer Investition [35]. Um den Barwert zu erhalten, werden alle zukünftigen Zahlungsflüsse auf den Zeitpunkt der Investition umgerechnet. Der Kapitalwert ergibt sich nach Gleichung 35.

$$K = -IK_{HWS} + \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t) \cdot (1 + e)^t}{(1 + z)^t} \quad (35)$$

- $K$ : Kapitalwert Bezogen auf den Zeitpunkt der Investition
- $E_t - A_t$ : Die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben eines Jahres
- $t$ : Betrachtetes Jahr
- $n$ : Nutzungsdauer des Investitionsobjektes
- $e$ : Verteuerung der Energie durch Inflation
- $z$ : kalkulatorischer Zinssatz

Der Kapitalwert wird über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren ermittelt. Dies entspricht der zu erwartenden Nutzungsdauer von Heizwärmespeichern gemäß DIN EN 15459 [70]. Im vorliegenden Fall werden die Betriebskosten der Referenzszenarien als Einnahmen und die Betriebskosten des jeweiligen Simulationsfalles als Ausgaben definiert. Die jährlichen Betriebskosten setzen sich aus den Energiekosten für Strom und einer Wartungspauschale von 1% der Investitionskosten [70] zusammen. Die Differenz aus Einnahmen und Ausgaben stellt folglich die jährlichen Kosteneinsparungen durch einen größeren Heizwärmespeicher dar. Weitere Annahmen der Berechnung sind ein Anstieg der Energiekosten  $e$  um 2% pro Jahr sowie ein kalkulatorischer Zinssatz  $z$  von 3%. Die Wirtschaftlichkeit des größeren Heizwärmespeichers ist dann gegeben, wenn der Kapitalwert  $K > 0$  ist. Bei einem  $K < 0$  ist die Investition wirtschaftlich unattraktiv. Tabelle 27 präsentiert die Kapitalwerte für die Simulationsfälle der Energieklasse A mit Luft/Wasser und Sole/Wasser Wärmepumpe.

Tabelle 27 Kapitalwerte der Investitionen für  $A_{LW}$  und  $A_{SW}$

### Kapitalwert Energieklasse A

$A_{LW}$	$A_{SW}$
$A_{200,LW}$	33,3 €
$A_{400,LW}$	-59,0 €
$A_{800,LW}$	-327,3 €
$A_{1000,LW}$	-544,2 €
$A_{1500,LW}$	-1.098,5 €
$A_{200,SW}$	-52,6 €
$A_{400,SW}$	-240,0 €
$A_{800,SW}$	-549,7 €
$A_{1000,SW}$	-740,2 €
$A_{1500,SW}$	-1.295,4 €

Für  $A_{200,LW}$  ergibt sich ein Überschuss von 33,3 €. Dies ist logisch, da die Investitionskosten identisch sind und die MPC die Energiekosten in geringem Umfang verringert. Auf einen Zeitraum von 20 Jahren ist der erzielte Überschuss in seiner Menge unbedeutend. Ein größerer Heizwärmespeicher ist wirtschaftlich unattraktiv, da die berechneten Kapitalwerte allesamt negativ sind. Für  $A_{200,SW}$  ist der Kapitalwert bereits negativ, da die MPC zu einem leichten Kostenanstieg führt. Mit einem größeren Heizwärmespeicher lassen sich zwar Energiekosten

einsparen, diese rechtfertigen jedoch nicht die zusätzlichen Investitionskosten. In  $A_{400,SW}$  und  $A_{1500,SW}$  werden die sinkenden Energiekosten durch die gestiegenen Wartungskosten bereits überkompensiert, so dass der Kapitalwert nach 20 Jahren sogar geringer als die Differenz der Investition ist.

*Tabelle 28 Kapitalwerte der Investitionen für  $D_{LW}$  und  $D_{SW}$*

<b>Kapitalwert Energieklasse D</b>			
$D_{LW}$		$D_{SW}$	
$D_{400,LW}$	328,4 €	$D_{400,SW}$	-546,1 €
$D_{800,LW}$	510,5 €	$D_{800,SW}$	-349,3 €
$D_{1000,LW}$	423,2 €	$D_{1000,SW}$	-360,2 €
$D_{1500,LW}$	-18,1 €	$D_{1500,SW}$	-648,0 €
$D_{2000,LW}$	-555,7 €	$D_{2000,SW}$	-1.180,6 €

Für die Energieklasse D stellt sich die Betrachtung mit Luft/Wasser Wärmepumpe anders dar. Da die eingesparten Energiekosten absolut betrachtet deutlich höher ausfallen, ergeben sich klar positive Kapitalwerte für  $D_{400,LW}$ ,  $D_{800,LW}$  und  $D_{1000,LW}$ . Das wirtschaftliche Optimum liegt in  $D_{800,LW}$  bei einem Überschuss von 510,5 €.  $D_{1500,LW}$  ist über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ungefähr gleichwertig zum Referenzfall. Ein Volumen von 2.000 l lohnt sich hingegen nicht. Mit Sole/Wasser Wärmepumpe sind die Kapitalwerte wiederum allesamt negativ. Der bestmögliche Wert ist -349,3 € in  $D_{800,SW}$ .

*Tabelle 29 Kapitalwerte der Investitionen für  $MFH_{LW}$*

<b>Kapitalwert MFH</b>	
$MFH_{1000,LW}$	2.119,7 €
$MFH_{1500,LW}$	1.637,1 €
$MFH_{2000,LW}$	1.005,3 €

Im Falle des Mehrfamilienhauses sind alle Kapitalwerte eindeutig positiv (Tabelle 29). Der größte Überschuss ergibt sich in  $MFH_{1000,LW}$  mit 2.119,7 € (265,0 €/Wohneinheit). Größere Speicher sind ebenfalls wirtschaftlich, da allerdings keine erkennbaren Vorteile in Energieeffizienz und Lastverschiebung zu erkennen sind, ist von einer Investition abzusehen.

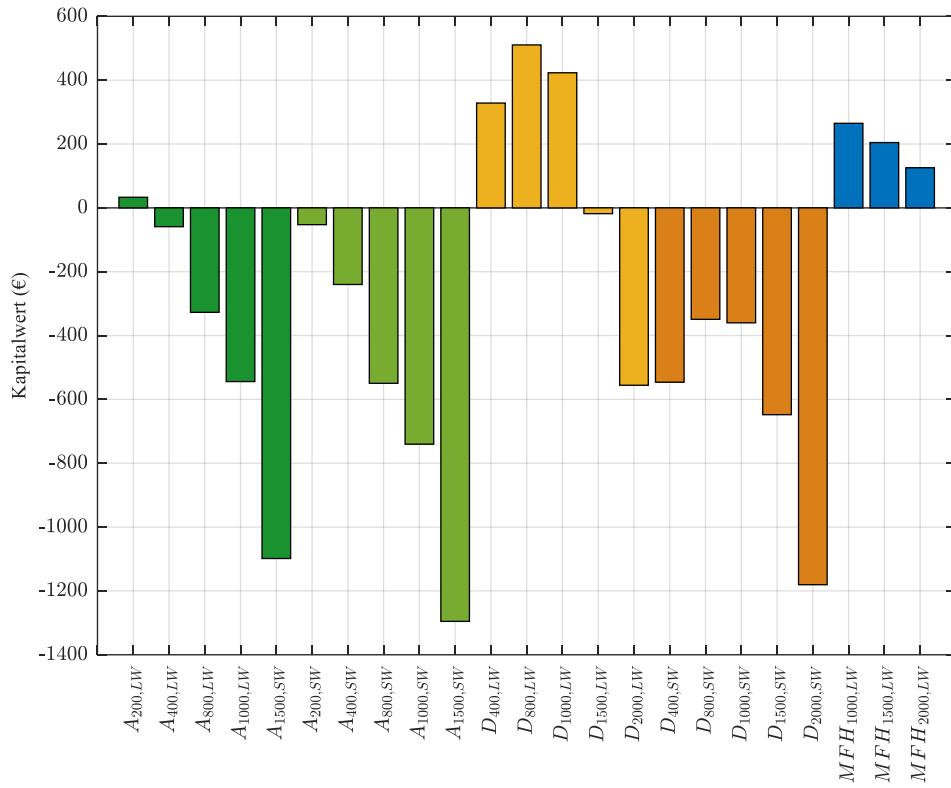


Abbildung 49 Kapitalwerte der Investitionen für die Parameterstudien

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung, unter Anwendung der Kapitalwertmethode sind in Abbildung 49 übersichtlich dargestellt. Für die Simulationsfälle mit dem Mehrfamilienhaus ist der Wert pro Wohneinheit angegeben. Es zeigt sich, dass die Einsparmöglichkeiten durch die MPC in den meisten Fällen nicht ausreichen, um Investitionen in größere Heizwärmespeicher zu rechtfertigen. Die Aussagen stellen sich je nach Gebäude und Wärmepumpentyp anders dar.

- $A_{LW}$ : Die Anwendung der MPC ist dann wirtschaftlich, wenn nicht in einen größeren Speicher investiert werden muss. Bei kleinen Heizwärmespeichern, nach klassischen Auslegungskriterien, sind jedoch keine relevanten Kosteneinsparungen zu erwarten, weshalb das Konzept aus der Perspektive des Endverbrauchers mit den gegebenen Voraussetzungen wirtschaftlich uninteressant ist.
- $A_{SW}$ : Die Anwendung der MPC ist in allen Fällen unwirtschaftlich. Unter den gewählten Voraussetzungen gibt es keinen Anreiz für den Endverbraucher, seine Flexibilität anzubieten.
- $D_{LW}$ : Mit der MPC kann eine signifikante Reduktion der Energiekosten erreicht werden, die Investition in einen größeren Heizwärmespeicher rechtfertigt. Das Optimum liegt bei 800 l. Der Flexibilitätsanreiz für den Verbraucher ist gegeben.

- $D_{SW}$ : Die Anwendung der MPC ist in allen Fällen unwirtschaftlich. Unter den gewählten Voraussetzungen gibt es keinen Anreiz für den Endverbraucher, seine Flexibilität anzubieten.
- $MFH_{LW}$ : Die MPC erreicht eine signifikante Reduktion der Energiekosten, die grundsätzlich auch die Investition in größere Heizwärmespeicher ermöglicht. Da diese allerdings keine Verbesserung in Energieeffizienz und Lastverschiebung ermöglichen, ist ein Speicher von 1.000 l (der gleichen Kapazität wie im Referenzfall) optimal. Der Flexibilitätsanreiz ist für den Verbraucher gegeben. Bezogen auf eine Wohneinheit ist die Wirtschaftlichkeit besser als bei der Energieklasse A und schlechter als bei der Energieklasse D mit Luft/Wasser Wärmepumpe.

Die geringe wirtschaftliche Attraktivität hätte zur Folge, dass nur eine begrenzte Anzahl an Privathaushalten einen Anreiz haben, Flexibilität anzubieten. Hinzu kommt, dass bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung noch keine Kosten zur Anschaffung der MPC berücksichtigt sind, die das Ergebnis negativ beeinträchtigen. Die Erschließung von Flexibilität wäre daher lediglich bei Gebäuden der Energieklasse D mit Luft/Wasser Wärmepumpe zu erwarten. Die ermittelten Ergebnisse stehen im Konflikt zur europäischen Zielvorstellung zur Ausgestaltung des Strommarktes, an dem Endverbraucher aktiv teilnehmen und ihre Flexibilität zur Integration der erneuerbaren Energien anbieten sollen, da der notwendige, marktisierte Anreiz hier nicht erkennbar ist.

Die mangelnde Wirtschaftlichkeit liegt bei der Energieklasse A am allgemein geringen Energiebedarf. Bei Sole/Wasser Wärmepumpen kommt hinzu, dass das flexible Verhalten zwingend den Energieverbrauch erhöht, während Luft/Wasser Wärmepumpen ihre Energiekosten auch über die COP Optimierung senken können. Das Kostenoptimierungspotenzial der MPC steht dabei auch im Zusammenhang mit dem angewendeten Preisprofil. Das innerhalb der Parameterstudie verwendete Profil besteht trotz variabler Preise mehrheitlich aus statischen Komponenten. Im folgenden Kapitel wird aufgezeigt, was sich ändert, wenn die Marktpreise volatiler werden und welchen Einfluss variable Netzentgelte sowohl auf die technische, als auch auf die wirtschaftliche Bewertung haben können.

## 7 Sensitivitätsanalyse mit anderen Strompreisprofilen

### 7.1 Volatilere Strompreise

Die Resultate aus Kapitel 5 und 6 unterstreichen eine eingeschränkte Flexibilität und einen geringen finanziellen Anreiz für Endverbraucher, der auch aus der geringen Varianz der Strompreise resultiert. Mit steigendem Marktanteil der erneuerbaren Energien und dem gleichzeitigen Wegfallen fossiler Großkraftwerke ändert sich die Preisgestaltung an der EPEX-Spot. Aus diesem Grund ist in 2030 mit einer veränderten Preisstruktur im Vergleich zu 2017 zu rechnen, die für DSM Strategien attraktiver sein kann. Die genaue Ausgestaltung hängt dabei von zahlreichen Einflussfaktoren ab, deren Analyse den Rahmen dieser Arbeit überschreitet. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien können unter anderem der Netzausbau auf europäischer Ebene, der Emissionshandel sowie politisch anvisierte Ausstiege aus der Kohleverstromung in mehreren Ländern genannt werden. Die Preise im Spotmarkthandel werden insgesamt volatiler, da die fluktuiierenden erneuerbaren Energien Windkraft und PV, stärkeren Einfluss auf die Preisbildung nehmen werden. Eine größere Varianz der Preissignale kann die bisher dargestellten Ergebnisse sowohl im Hinblick auf Flexibilität und Energieeffizienz, als auch die wirtschaftlichen Aspekte wesentlich beeinflussen und ggf. zu einer anderen Bewertung des DSM Konzepts führen. Um eine Evaluierung durchführen zu können, wird die in 4.3.5 dargestellte Preisstruktur dahingehend verändert, als dass die Standardabweichung (Gl. 9) jedes Preises vom jährlichen Mittelwert um 50% erhöht wird. Somit liegen die Strompreise zwischen einem Maximum von 348,33 €/MWh und einem Minimum von -51,13 €/MWh, während der Mittelwert unverändert bei 138,56 €/MWh liegt. Durch die erhöhte Standardabweichung treten erstmals negative Strompreise im Preisprofil auf. Diese machen insgesamt 0,5% aller Preissignale aus.

Die volatileren Strompreise werden im nächsten Schritt auf die Simulationsmodelle angewendet. Es wird weiterhin zwischen den drei Referenzgebäuden sowie der Luft/Wasser bzw. Sole/Wasser Wärmepumpe unterschieden. Da ein anderes Preisprofil zu einer anderen optimalen Heizwärmespeicherkapazität führen kann, werden auch hier mehrere Varianten untersucht. Alle untersuchten Simulationsfälle sind in Tabelle 30 aufgelistet.

## 7. Sensitivitätsanalyse mit anderen Strompreisprofilen

---

Tabelle 30 Bezeichnung der Simulationsfälle mit volatileren Preisen

Referenzfälle volatilere Preise			
Bezeichnung	Gebäude	Wärmepumpe	Speichervolumen
$A_{Ref,LW,P}$	A	Luft/Wasser	200 l
$A_{Ref,SW,P}$	A	Sole/Wasser	200 l
$D_{Ref,LW,P}$	D	Luft/Wasser	400 l
$D_{Ref,SW,P}$	D	Sole/Wasser	400 l
$MFH_{Ref,LW,P}$	MFH	Luft/Wasser	1000 l

MPC Simulationen volatilere Preise			
Bezeichnung	Gebäude	Wärmepumpe	Speichervolumen
$A_{400,LW,P}$	A	Luft/Wasser	400 l
$A_{800,LW,P}$			800 l
$A_{1500,LW,P}$			1.500 l
$A_{400,SW,P}$	A	Sole/Wasser	400 l
$A_{800,SW,P}$			800 l
$A_{1500,SW,P}$			1.500 l
$D_{800,LW,P}$	D	Luft/Wasser	800 l
$D_{1500,LW,P}$			1.500 l
$D_{2000,LW,P}$			2.000 l
$D_{800,SW,P}$	D	Sole/Wasser	800 l
$D_{1500,SW,P}$			1500 l
$D_{2000,SW,P}$			2.000 l
$MFH_{1000,LW,P}$	MFH	Luft/Wasser	1.000 l

### 7.1.1 Energieklasse A mit volatileren Strompreisen

Tabelle 31 zeigt den direkten Kostenvergleich der Parameterstudie  $A_{LW}$  und den Simulationen mit volatileren Strompreisen  $A_{LW,P}$ .

Tabelle 31 Energiekosten Vergleich zwischen  $A_{lw}$  und  $A_{LW,P}$

Energiekosten $A_{LW}$ und $A_{LW,P}$ im Vergleich						
$A_{Ref,LW}$	335,7 €	-		$A_{Ref,LW,P}$	338,0 €	-
$A_{400,LW}$	324,2 €	-11,5 €	-3,4%	$A_{400,LW,P}$	321,8 €	-16,2 €
$A_{800,LW}$	315,6 €	-20,1 €	-6,0%	$A_{800,LW,P}$	312,0 €	-26,0 €
$A_{1500,LW}$	318,3 €	-17,4 €	-5,2%	$A_{1500,LW,P}$	313,0 €	-25,0 €

In  $A_{Ref,LW,P}$  betragen die Energiekosten 338,0 €, bei unveränderten Energieverbräuchen. Mit der MPC verringern sich die Energiekosten um bis zu 7,7% in  $A_{800,LW,P}$ . Bei einem 1.500 l Speicher lässt sich erneut ein Kostenanstieg aufgrund der höheren Wärmeverluste feststellen. Die erzielten Ersparnisse mit volatilen Strompreisen liegen nur geringfügig höher, als die in

5.1. Dennoch ändert sich das Verhalten der MPC wesentlich. So sinkt der Stromverbrauch (siehe Abbildung 50) in  $A_{800,LW,P}$  nur noch um 33 kWh<sub>el</sub> (-1,4%), in  $A_{800,LW}$  waren dies noch 69 kWh<sub>el</sub> (-2,9%).

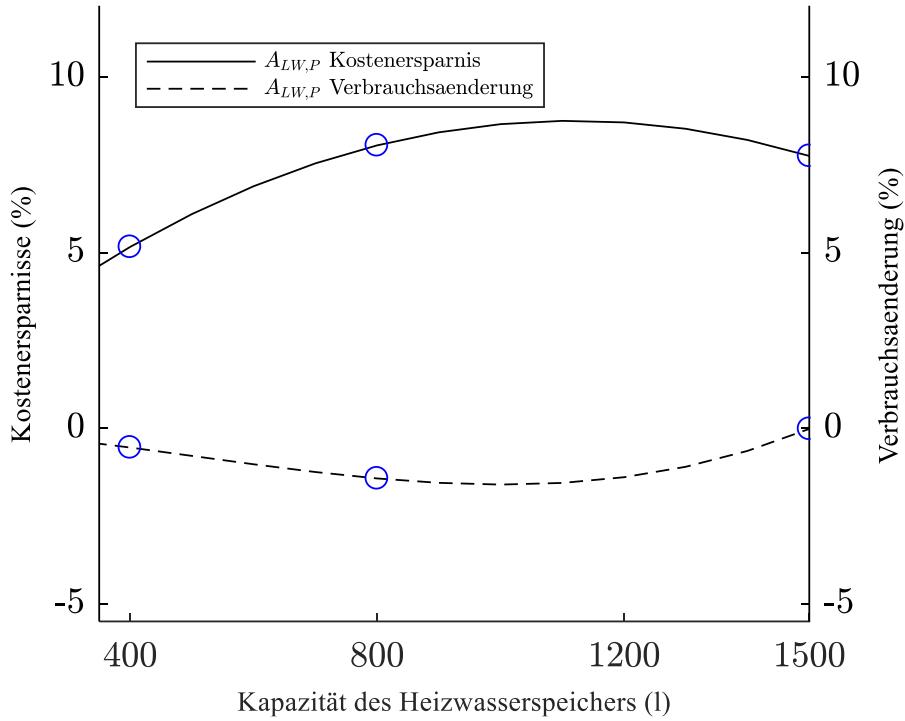


Abbildung 50 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung  $A_{LW,P}$

Bewertet man die Verbrauchs differenz zum Referenzfall wiederum mit dem mittleren Strompreis, so ergeben sich 4,7 € bzw. 14% der gesamten Ersparnis. Daraus geht hervor, dass die MPC ihre Kostenreduktion nicht mehr nahezu gleichermaßen aus der COP Optimierung und den variablen Preisen, sondern überwiegend mit letzterer erreicht. Die vermehrte Inanspruchnahme der Preissignale hat wiederum eine verbrauchssteigernde Wirkung und verhindert eine weitere Kostensenkung.

Dies verdeutlicht sich auch in der Temperaturauswertung des Heizwärmespeichers.  $\vartheta_{HWS,1}$  befindet sich öfter oberhalb 50°C als in  $A_{LW}$ . In  $A_{800,LW,P}$  liegt die durchschnittliche Temperatur in der Heizperiode bei 40,1°C und somit etwas höher als in  $A_{800,LW}$  (39,4°C). Die Kapazität des 1.500 l Speichers wird auch mit volatileren Preisen selten genutzt, so dass dieser nach wie vor überdimensioniert ist. Die gewünschte Vorlauftemperatur kann von der MPC nach wie vor bereitgestellt werden. Gleiches gilt für die Zapftemperatur des Warmwassers.

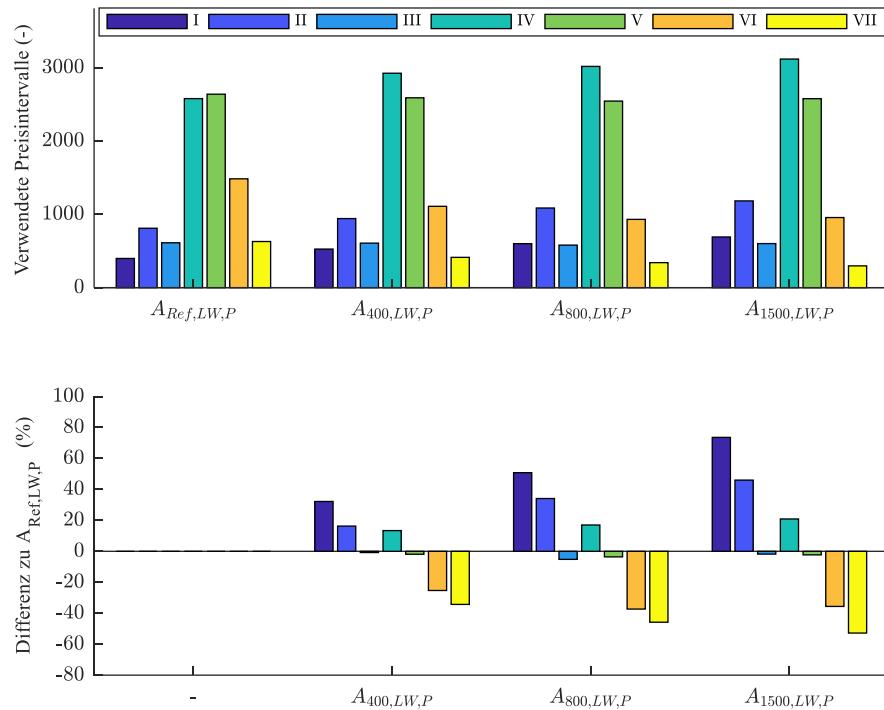
Die Lastverschiebung wird über die verwendeten Preissignale, nach der in 5.1 vorgestellten Methodik dargestellt. Um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, wird die Bandbreite der

Preislevel dahingehend verändert, dass die Anzahl Intervalle im jeweiligen Level  $i_{max,L}$ , denen aus Tabelle 16 entsprechen. Daraus ergeben sich die unten abgebildete Bandbreiten.

Tabelle 32 Preislevel zur Darstellung der Lastverschiebung (volatile Strompreise)

Preislevel		
Level	Bandbreite (€/MWh)	$i_{max,L}$ (%)
$L_I$	$P_{el} \leq 95,7$	3,5%
$L_{II}$	$95,7 < P_{el} \leq 110,7$	7,7%
$L_{III}$	$110,7 < P_{el} \leq 125,7$	9,7%
$L_{IV}$	$125,7 < P_{el} \leq 140,7$	35,3%
$L_V$	$140,7 < P_{el} \leq 155,7$	27,5%
$L_{VI}$	$155,7 < P_{el} \leq 185,6$	12%
$L_{VII}$	$P_{el} > 185,6$	4,3%

Im nächsten Schritt werden wiederum die Betriebsintervalle der Wärmepumpe  $i_B$  den verschiedenen Leveln zugeordnet. Abbildung 51 stellt die absolute Verschiebung sowie den relativen Unterschied im Vergleich zum Referenzfall dar. Im günstigsten Preissegment  $i_{B,L_I}$  steigt die Anzahl an Intervallen um bis zu 74% in  $A_{1500,LW,P}$ . Gleichzeitig sinkt die Anzahl im teuersten Preissegment  $i_{B,L_{VII}}$  um bis zu 53%. Die Verschiebung ist stärker ausgeprägt als in  $A_{LW}$ . Abbildung 51 zeigt eine verbesserte Reaktion der MPC, vor allem auf die extremen Preissignale in  $i_{B,L_I}$  und  $i_{B,L_{VII}}$ . Die Zunahme in  $i_{B,L_I}$  liegt auch in den negativen Strompreisen begründet, bei denen die Wärmepumpe immer in Betrieb ist, sofern noch freie Kapazitäten im Heizwärmespeicher vorhanden sind.


 Abbildung 51 Lastverschiebung  $A_{LW,P}$ 

Bei der Sole/Wasser Wärmepumpe erzielt die MPC in  $A_{SW,P}$  leicht höhere Kosteneinsparungen als in  $A_{SW}$  (siehe Tabelle 33). Die Energiekosten betragen für den Referenzfall 276,8 €. Mit der MPC sinken diese nach wie vor nur unwe sentlich um 1,8% in  $A_{400,SW,P}$  und bis zu 5,1% in  $A_{1500,SW,P}$ . Aufgrund des volatileren Preisprofils bieten sich der MPC mehr Potenzial zur Lastverschiebung. Dies führt zwangsläufig zu einer Verbrauchssteigerung, die mit 3,2-4,8% höher ausfällt als in  $A_{SW}$ .

 Tabelle 33 Energiekosten Vergleich zwischen  $A_{SW}$  und  $A_{SW,P}$ 

#### Energiekosten $A_{SW}$ und $A_{SW,P}$ im Vergleich

$A_{Ref,SW}$	274,4 €	-	$A_{Ref,SW,P}$	276,8 €	-	
$A_{400,SW}$	272,9 €	-1,5 €	-0,6%	271,9 €	-4,9 €	-1,8%
$A_{800,SW}$	266,6 €	-7,8€	-2,8%	263,5 €	-13,3 €	-4,8%
$A_{1500,SW}$	267,9 €	-6,5 €	-2,4%	262,7 €	-14,1 €	-5,1%

Der gestiegene Anreiz für flexibles Heizen lässt sich ebenfalls im Heizwärmespeicher beobachten.  $\vartheta_{HWS,1}$  ist in  $A_{400,SW,P}$  an insgesamt 392 h oberhalb von 50°C, in  $A_{400,SW}$  lediglich an 83 h. Die Vorlauftemperatur des Heizkreises und die Zapftemperatur des Warmwassers konnte in allen Fällen bereitgestellt werden.

Analog zu  $A_{LW,P}$  lässt sich eine eindeutige Lastverschiebung erkennen. In  $i_{B,L_I}$  steigt die Anzahl an Intervallen um bis zu 96% in  $A_{1500,SW,P}$ . In den teureren Preissegmenten  $i_{B,L_{VII}}$  und  $i_{B,L_{VIII}}$  findet eine Reduktion um bis zu 51% bzw. 70% statt.

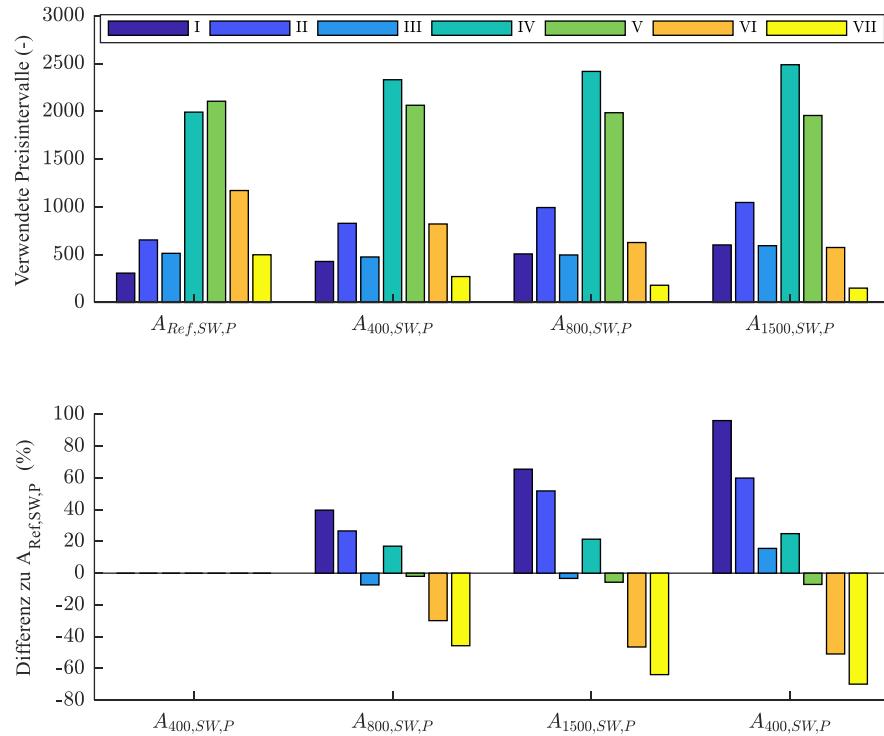


Abbildung 52 Lastverschiebung  $A_{SW,P}$

Tabelle 34 präsentiert die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Dazu wird analog zu Kapitel 6 die Kapitalwertmethode verwendet. Durch die volatileren Preissignale verbessert sich die Wirtschaftlichkeit, so dass in  $A_{400,LW,P}$  ein leichter Überschuss von 25,8 € erzielt wird. Das bedeutet, dass die zusätzlichen Investitionskosten des 400 l Speichers durch die Kosteneinsparungen der MPC überkompensiert werden. Im Vergleich zu  $A_{400,LW}$  verbessert sich der Kapitalwert um 84,8 €. Es ist jedoch nach wie vor zweifelhaft, ob ein solch geringer Überschuss einen Investitionsanreiz darstellt. Größere Heizwärmespeicher rentieren sich nicht. In  $A_{SW,P}$  sind alle Kapitalwerte klar negativ, so dass sich auch mit volatilen Strompreisen keine Wirtschaftlichkeit einstellt. Mögliche Zusatzkosten durch die Einrichtung der MPC sind an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

Aus der Wirtschaftlichkeitsanalyse geht eindeutig hervor, dass auch volatilere Strompreise nicht zu einem erkennbaren Anreiz für den Endverbraucher führen. Niedrigenergiehäuser, die aufgrund ihrer hohen Trägheit als prädestiniert für DSM gelten, würden ihr

Flexibilitätpotenzial in Konsequenz nicht anbieten. Dieses Potenzial müsste daher von anderen ggf. weniger effizienten Energiespeichern bereitgestellt werden

Tabelle 34 Kapitalwerte  $A_{LW,P}$  und  $A_{SW,P}$

### Kapitalwerte $A_{LW,P}$ und $A_{SW,P}$

$A_{LW,P}$	$A_{SW,P}$
$A_{400,LW,P}$	25,8 €
$A_{800,LW,P}$	-220,4 €
$A_{1500,LW,P}$	-960,3 €
$A_{400,SW,P}$	-178,5 €
$A_{800,SW,P}$	-450,0 €
$A_{1500,SW,P}$	-1.157,4 €

### 7.1.2 Energieklasse D mit volatileren Strompreisen

Der direkte Vergleich der Energiekosten und der Kostenreduktion zwischen  $D_{LW,P}$  und  $D_{LW}$  befindet sich in Tabelle 35. Die bereits signifikanten Einsparmöglichkeiten erhöhen sich durch volatilere Strompreise leicht. Die Kosten von 879,1 € im Referenzfall lassen sich um bis zu 75,4 € (-8,6%) in  $D_{2000,LW,P}$  reduzieren. Die Reduktion lässt sich nach wie vor zu großen Teilen auf die COP Optimierung zurückführen. In  $D_{800,LW,P}$  liegt dieser Anteil bei ca. 60%. Der Stromverbrauch der Wärmepumpe sinkt mit MPC zwischen 3,6% und 4,0% (siehe Abbildung 53).

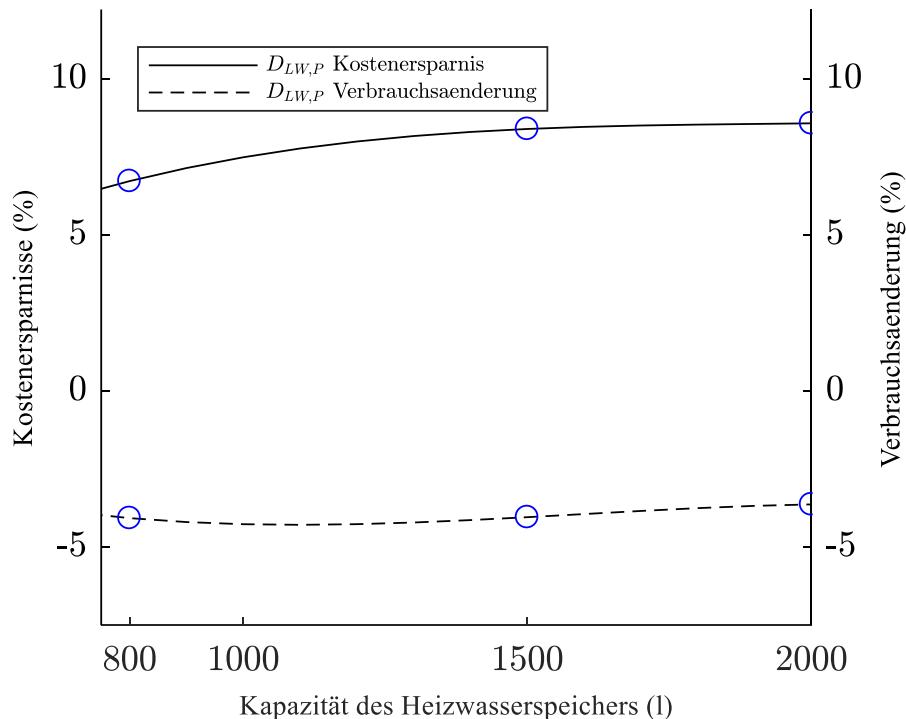


Abbildung 53 Relative Kostenersparnis und Verbrauchsänderung  $D_{LW,P}$

## 7. Sensitivitätsanalyse mit anderen Strompreisprofilen

---

Tabelle 35 Energiekosten Vergleich zwischen  $D_{LW}$  und  $D_{LW,P}$

Energiekosten $D_{LW}$ und $D_{LW,P}$ im Vergleich						
$D_{Ref,LW}$	877,2 €	-	$D_{Ref,LW,P}$	879,1 €	-	
$D_{800,LW}$	825,5 €	-51,7 €	-5,9%	$D_{800,LW,P}$	820,0 €	-59,1 €
$D_{1500,LW}$	814,8 €	-62,4 €	-7,1%	$D_{1500,LW,P}$	805,3 €	-73,9 €
$D_{2000,LW}$	814,0 €	-63,2 €	-7,2%	$D_{2000,LW,P}$	803,7 €	-75,4 €

Die volatileren Strompreise können nur im geringen Umfang genutzt werden. Dies zeigt sich beispielsweise in der durchschnittlichen Temperatur im Heizwärmespeicher, die in  $D_{LW,P}$  lediglich um 0,15-0,33°C im Vergleich zu  $D_{LW}$  zunehmen. Die Kapazität sowohl des 2.000 l als auch des 1.500 l Speichers wird nach wie vor selten ausgereizt. Die MPC funktioniert auch mit verändertem Preisprofil zuverlässig und stellt die geforderten Vorlauftemperaturen bzw. Zapftemperaturen bereit.

Die Lastverschiebung verbessert sich durch die volatileren Preise. Im günstigsten Preissegment  $i_{B,L_I}$  steigt die Anzahl an Intervallen von um 17 bis 38%.  $i_{B,L_{V_I}}$  und  $i_{B,L_{V_{II}}}$  sinken um -18% bis -30%) bzw. um -24 bis -40%.

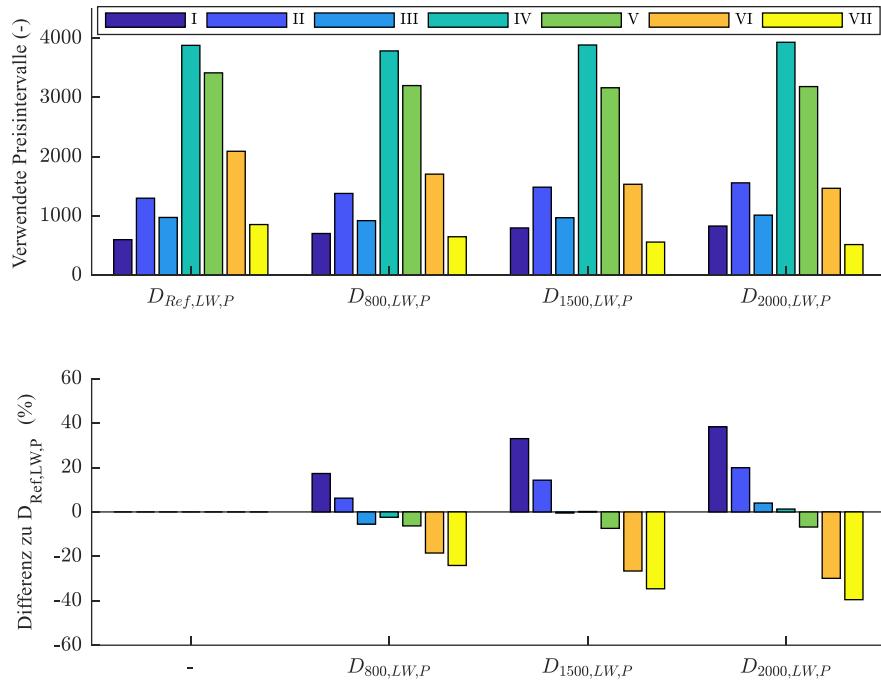


Abbildung 54 Lastverschiebung  $D_{LW,P}$

Tabelle 36 präsentiert den Vergleich von  $D_{SW}$  und  $D_{SW,P}$ . Analog zu  $D_{LW,P}$  sinken die Kosten durch die volatileren Strompreise nur im geringen Umfang. Die Stromkosten von 675,1 € im Referenzfall sinken lediglich um 1,4% in  $D_{800,SW,P}$  und um 6,2% in  $D_{2000,SW,P}$ . In  $D_{800,SW,P}$

steigt der Stromverbrauch der Wärmepumpe um 2% während er in den anderen Simulationen ungefähr dem des Referenzfalls entspricht.

Tabelle 36 Energiekosten Vergleich zwischen  $D_{SW}$  und  $D_{SW,P}$

Energiekosten $D_{SW}$ und $D_{SW,P}$ im Vergleich						
$D_{Ref,SW}$	672,4 €	-		$D_{Ref,SW,P}$	675,1 €	-
$D_{800,SW}$	668,3 €	-4,1 €	-0,6%	$D_{800,SW,P}$	665,6 €	-9,5 €
$D_{1500,SW}$	644,9 €	-27,5 €	-4,1%	$D_{1500,SW,P}$	638,0 €	-37,1 €
$D_{2000,SW}$	643,8 €	-28,6 €	-4,3%	$D_{2000,SW,P}$	633,5 €	-41,6 €

Die Lastverschiebung verbessert sich unwe sentlich im Vergleich zu  $D_{LW}$ . Dies ist ein klarer Indikator, dass die MPC mit den volatileren Preisen nur wenig neue Möglichkeiten zur Lastverschiebung findet. Vielmehr werden die gleichen Intervalle genutzt wie in  $D_{LW}$ , die zu einer höheren Ersparnis führen.

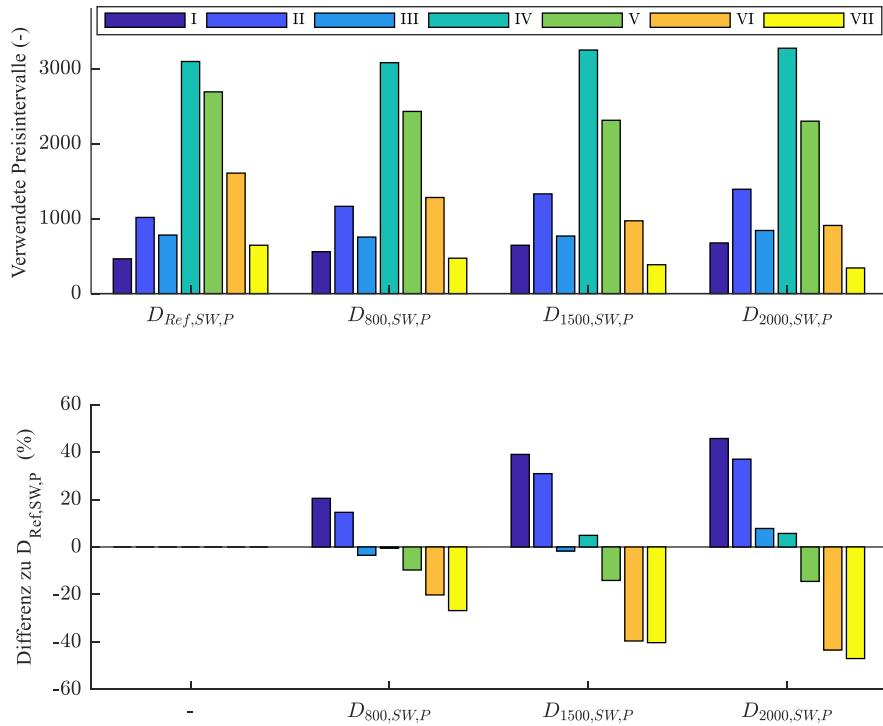


Abbildung 55 Lastverschiebung  $D_{SW,P}$

Durch die volatilen Strompreise verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der größeren Heizwärmespeicher. Die Berechnung des Kapitalwertes (Tabelle 37) weist deutliche Überschüsse von 641,7 € in  $D_{800,LW,P}$  und 185,7 € in  $D_{1500,LW,P}$  auf. Somit rechnet sich die Investition in einen 1.500 l Speicher, die in einen 2.000 l Speicher rentiert sich hingegen nicht, da die zusätzliche Kapazität nur selten ausgenutzt werden kann. Für  $D_{SW,P}$  sind alle

Kapitalwerte negativ. Das Ergebnis verbessert sich zwar, jedoch ist die Anwendung der MPC in Verbindung mit einem größeren Heizwärmespeicher nach wie vor weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt.

Tabelle 37 Kapitalwerte  $D_{LW,P}$  und  $D_{SW,P}$

<b>Kapitalwerte <math>D_{LW,P}</math> und <math>D_{SW,P}</math></b>	
$D_{LW,P}$	$D_{SW,P}$
$D_{800,LW,P}$	641,7 €
$D_{1500,LW,P}$	185,7 €
$D_{2000,LW,P}$	-337,9 €
$D_{800,SW,P}$	-255,1 €
$D_{1500,SW,P}$	-477,9 €
$D_{2000,SW,P}$	-949,0 €

### 7.1.3 Mehrfamilienhaus mit volatileren Strompreisen

Tabelle 38 zeigt den direkten Kostenvergleich der Parameterstudie  $MFH_{LW}$  und den Simulationen mit volatilenen Strompreisen  $MFH_{LW,P}$ .

Tabelle 38 Energiekosten Vergleich zwischen  $MFH_{LW}$  und  $MFH_{LW,P}$

<b>Energiekosten <math>MFH_{LW}</math> und <math>MFH_{LW,P}</math> im Vergleich</b>							
$MFH_{Ref,LW}$	1.367,7 €	-	-	$MFH_{Ref,LW,P}$	1.374,9 €	-	
$MFH_{1000,LW}$	1.250,4 €	-117,2 €	-8,6%	$MFH_{1000,LW,P}$	1.258,9 €	-116,0 €	-8,4%

Im Referenzfall  $MFH_{Ref,LW,P}$  liegen die Kosten bei 1.374,9 € bei gleichzeitig unveränderten Energieverbrächen. Die Kosten sinken mit MPC um 116,0 € (-8,4%). Trotz volatilerer Strompreise ist der Reduktionseffekt sogar minimal geringer als in  $MFH_{1000,LW}$ . Der Stromverbrauch ist in  $MFH_{1000,LW,P}$  um 825 kWh<sub>el</sub> (-8,4%) geringer als im Referenzfall. Im Vergleich zu  $MFH_{1000,LW}$  ist er allerdings um 59 kWh<sub>el</sub> gestiegen. Der Regler reagiert vermehrt auf Preissignale und verzichtet dafür teilweise auf Verbrauchssenkungen. In den Gesamtkosten ist das veränderte Verhalten jedoch nicht zu sehen, was darin begründet liegt, dass der Warmwasserbedarf für die Flexibilität des Mehrfamilienhauses maßgeblicher ist als der Heizwärmeverbrauch. Die erlaubte Temperaturbandbreite im Warmwasserspeicher ermöglicht eine Lastverschiebung lediglich in geringem Umfang. Aus diesem Grund liegt der Fokus der MPC weiterhin auf der Verbrauchsreduktion über die COP Optimierung.

Die durchschnittliche Temperatur im Heizwärmespeicher liegt in  $MFH_{1000,LW,P}$  bei 40,5°C und somit minimal höher als in  $MFH_{1000,LW}$  (40,4°C). Die Auslastung im höheren Temperaturbereich ist bei volatilenen Strompreisen mit 306 h geringer als mit standardisiertem Strompreisprofil (432 h). Folglich ist auch kein Anreiz für größere Heizwärmespeicher zu erkennen. Die gewünschte Vorlauftemperatur wird an insgesamt 13 h unterschritten, die Zapftemperatur des Warmwassers wird jederzeit bereitgestellt. Der Kapitalwert für

$MFH_{1000,LW,P}$  beträgt 2.097,4 € (261 €/Wohneinheit). Die wirtschaftliche Attraktivität ist somit gegeben, sie hat sich durch die volatileren Strompreise aber nicht verbessert.

### 7.2 Variable Netzentgelte

Der marktisierte Anreiz für einen flexiblen Wärmepumpenbetrieb lässt sich ferner verbessern, wenn weitere Komponenten des Strompreises dynamisiert werden. Aus luxemburgischer Perspektive bieten primär die Netzentgelte das Potenzial als zusätzliche Variable in einem dynamischen Strompreis, da Abgaben und Umlagen nur einen geringen Anteil des Gesamtpreises ausmachen. Eine Reform der Netzentgeltsystematik ist im Zuge der Energiewende ohnehin notwendig, um den veränderten Herausforderungen durch neue dezentrale Verbraucher und Einspeiser gerecht zu werden. Es ist zusätzlich davon auszugehen, dass Dienstleistungen, die auf flexiblem Verbraucherverhalten beruhen, die Belastung der Stromnetze verändern werden [71]. Das gegenwärtige Modell aus fixen Grund- (bzw. Leistungs-) und Arbeitspreisen gibt dem Endverbraucher keine Anreize für ein systemdienliches Verhalten und führt daher zu überhöhten Betriebskosten für Netzbetreiber, die letzten Endes von den Endverbrauchern zu zahlen sind [72]. Welche Netzentgeltsystematik die bestmögliche Lösung darstellt wird gegenwärtig kontrovers diskutiert. Für Luxemburg wird unter anderem ein Konzept in Erwägung gezogen, das Grund- und Arbeitspreis in einen „unbedingten“ und einen „bedingten“ Anteil differenziert, um Anreize für flexibles Verbraucherverhalten zu geben [71]. Eine weitere Option sind zeitlich variable Arbeitspreise, die sich entweder an absehbaren Netzengpässen orientieren oder direkt an den Marktpreis gekoppelt sind, um den Flexibilitätsanreiz zu verstärken [73]. Letztlich sind alle Optionen mit diversen Vor- und Nachteilen verbunden, so dass zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abzusehen ist, wie Netzentgelte zukünftig ausgestaltet sein werden.

Aus der Perspektive eines flexiblen Verbrauchers sind an den Marktpreis gekoppelte Netzentgelte zu bevorzugen, da Preisreize verstärkt werden und somit eindeutiger sind. Es ist naheliegend, dass daraus eine Auswirkung auf das Lastverschiebepotenzial sowie die Wirtschaftlichkeit von DSM resultieren kann. Aus diesem Grund bietet es sich an, die Auswirkung variabler, an den Strompreis gekoppelter Netzentgelte, als bestmöglichen Anreiz, auf das in dieser Arbeit beschriebene Konzept zu untersuchen, um Lastverschiebung, Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit zu bewerten. Für die niedrigsten 25% der Strompreise werden die Netzentgelte daher um 50% reduziert. Für die teuersten 25% der Strompreise werden sie hingegen um 50% erhöht. Für alle dazwischen liegenden Preise bleiben die Netzentgelte unverändert. Somit bleibt der Mittelwert der resultierenden Strompreise unverändert bei 138,56 €/MWh. Der niedrigste Preis liegt bei -85,63 €/MWh, der höchste Preis

ist 382,84 €/MWh. Die Standardabweichung ist mit 50,24 € deutlich höher als bei den bisherigen Preisprofilen.

Die variablen Netzentgelte werden im nächsten Schritt auf die Simulationsmodelle angewendet. Es wird weiterhin zwischen den drei Referenzgebäuden sowie der Luft/Wasser bzw. Sole/Wasser Wärmepumpe unterschieden. Da ein anderes Preisprofil zu einer anderen optimalen Heizwärmespeicherkapazität führen kann, werden auch hier verschiedene Varianten untersucht. Alle untersuchten Simulationsfälle sind in Tabelle 39 aufgelistet.

Tabelle 39 Bezeichnung der Simulationsfälle mit variablen Netzentgelten

Referenzfälle variable Netzentgelte			
Bezeichnung	Gebäude	Wärmepumpe	Speichervolumen
$A_{Ref,LW,N}$	A	Luft/Wasser	200 l
$A_{Ref,SW,N}$	A	Sole/Wasser	200 l
$D_{Ref,LW,N}$	D	Luft/Wasser	400 l
$D_{Ref,SW,N}$	D	Sole/Wasser	400 l
$MFH_{Ref,LW,N}$	MFH	Luft/Wasser	1000 l

MPC Simulationen volatilere Preise			
Bezeichnung	Gebäude	Wärmepumpe	Speichervolumen
$A_{400,LW,N}$	A	Luft/Wasser	400 l
$A_{800,LW,N}$			800 l
$A_{1500,LW,N}$			1.500 l
$A_{400,SW,N}$	A	Sole/Wasser	400 l
$A_{800,SW,N}$			800 l
$A_{1500,SW,N}$			1.500 l
$D_{800,LW,N}$	D	Luft/Wasser	800 l
$D_{1500,LW,N}$			1.500 l
$D_{2000,LW,N}$			2.000 l
$D_{800,SW,N}$	D	Sole/Wasser	800 l
$D_{1500,SW,N}$			1500 l
$D_{2000,SW,N}$			2.000 l
$MFH_{1000,LW,N}$	MFH	Luft/Wasser	1.000 l

### 7.2.1 Energieklasse A mit variablen Netzentgelten

Die Kostenersparnisse und Verbrauchsänderungen der Energieklasse A mit Luft/Wasser Wärmepumpe und variablen Netzentgelten  $A_{LW,N}$  kann anhand Abbildung 56 nachvollzogen werden. Die Kostenersparnis erreicht ihr Optimum in  $A_{1500,LW,N}$  mit -43,4 € (-12,5%).  $A_{800,LW,N}$  ist mit -41,2 € (-11,9%) nahezu gleichwertig. Durch die Verstärkung der Preissignale mit variablen Netzentgelten ergibt sich nochmal eine wesentliche Verbesserung im Vergleich zu  $A_{LW,P}$  (-26 €, -7.7% in  $A_{800,LW,P}$ ). Außerdem ist ein sich änderndes Verhalten

der MPC sichtbar. Aufgrund der geringen Preiselastizität wurden die Kosteneinsparungen in  $A_{LW}$  zu relevanten Anteilen aus einer COP Optimierung generiert. In  $A_{LW,N}$  sind die Preissignale attraktiv genug, um sogar einen geringen Mehrverbrauch von bis zu 2,5% in  $A_{400,LW,N}$  in Kauf zu nehmen.

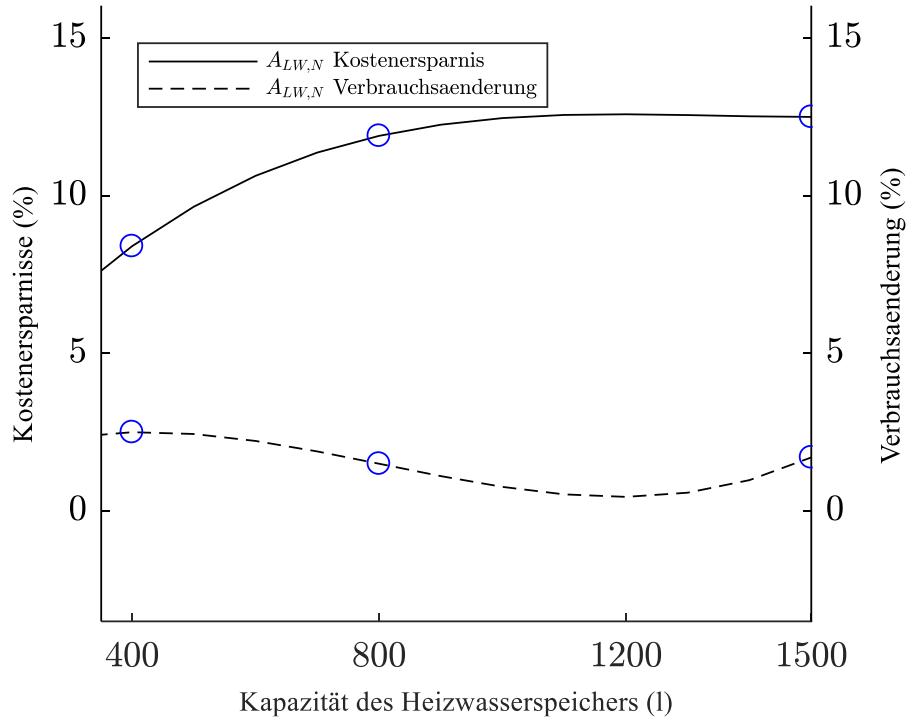


Abbildung 56 Kostenersparnis und Verbrauchsänderung von  $A_{LW,N}$

Tabelle 40 Energiekosten  $A_{LW,N}$  und  $A_{SW,N}$

Energiekosten $A_{LW,N}$ und $A_{SW,N}$						
$A_{Ref,LW,N}$	345,5 €	-		$A_{Ref,SW,P}$	276,8 €	-
$A_{400,LW,N}$	316,5 €	-29,0 €	-8,4%	$A_{400,SW,P}$	271,9 €	-4,9 €
$A_{800,LW,N}$	304,3 €	-41,2 €	-11,9%	$A_{800,SW,P}$	263,5 €	-13,3 €
$A_{1500,LW,N}$	302,1 €	-43,4 €	-12,5%	$A_{1500,SW,P}$	262,7 €	-14,1 €

### 7.2.2 Energieklasse D mit variablen Netzentgelten

Abbildung 57 präsentiert die Kostenersparnisse und Verbrauchsänderungen der Energieklasse D mit Luft/Wasser Wärmepumpe und variablen Netzentgelten  $D_{LW,N}$ . Mit letzteren lassen sich Kosteneinsparungen von maximal 112,9 € (-12,7%) in  $D_{2000,LW,N}$  realisieren. Da die MPC vermehrt auf die Preissignale reagiert, steigt der Stromverbrauch. Dennoch ist er in allen Fällen geringer als im jeweiligen Referenzfall. Daraus geht hervor, dass die Lastverschiebung auf Preisbasis im modernen, stark gedämmten Gebäude, qualitativ besser

funktioniert, während die MPC im Bestandsgebäude nach wie vor darauf angewiesen ist, den Verbrauch zu reduzieren.

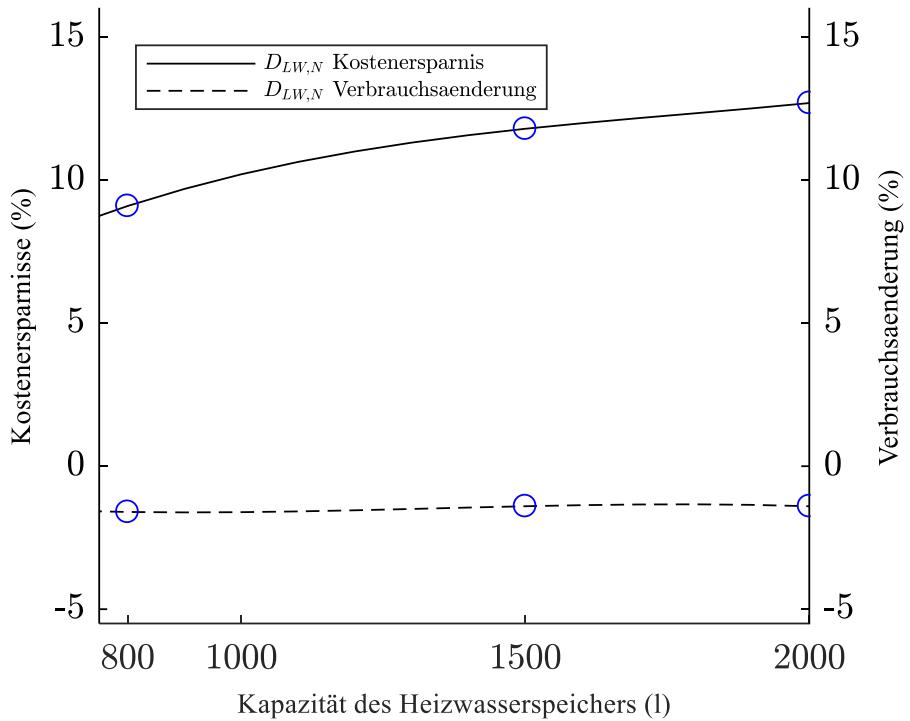


Abbildung 57 Kostensparnisse und Verbrauchsänderung von  $D_{LW,N}$

Durch die variablen Netzentgelte verbessert sich auch das Ergebnis von  $D_{SW,N}$  (Tabelle 41). So sinken die Kosten in  $D_{800,SW,N}$  um 3,9% und in  $D_{2000,SW,N}$  um 10,9%. Der große Unterschied lässt sich über den Mehrverbrauch erklären, der mit 800 l Speicher 4,7% beträgt und somit einen starken Preissteigerungseffekt hat, während er beim 2.000 l Speicher lediglich eine Zunahme um 1,9% zu verzeichnen ist.

Tabelle 41 Energiekosten  $D_{LW,N}$  und  $D_{SW,N}$

#### Energiekosten $D_{LW,N}$ und $D_{SW,N}$

$D_{Ref,LW,N}$	887,2 €	-	$D_{Ref,SW,N}$	684,2 €	-		
$D_{800,LW,N}$	806,1 €	-81,1 €	-9,1%	$D_{800,SW,N}$	657,5 €	-26,64 €	-3,9%
$D_{1500,LW,N}$	782,8 €	-104,1 €	-11,8%	$D_{1500,SW,N}$	616,4 €	-67,8 €	-9,9%
$D_{2000,LW,N}$	774,3 €	-112,9 €	-12,7%	$D_{2000,SW,N}$	609,5 €	-74,7 €	-10,9%

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung offenbart einen starken Überschuss des Kapitalwertes in allen Speichergrößen für  $D_{LW,N}$ , wobei der 800 l Speicher mit 1.040 € nach wie vor die lukrativste Variante darstellt. Für  $D_{SW,N}$  erzielen der 800 l und 1.500 l Speicher leichte Überschüsse, wobei letzterer aufgrund des insgesamt niedrigeren Energieverbrauchs auch wirtschaftlich vorteilhafter ist. Der 2.000 l Speicher rentiert sich hingegen nicht.

Tabelle 42 Kapitalwerte  $D_{LW,N}$  und  $D_{SW,N}$ 

<b>Kapitalwerte <math>D_{LW,N}</math> und <math>D_{SW,N}</math></b>			
$D_{LW,N}$		$D_{SW,N}$	
$D_{800,LW,N}$	1.040,0 €	$D_{800,SW,N}$	55,9 €
$D_{1500,LW,N}$	739,6 €	$D_{1500,SW,N}$	77,2 €
$D_{2000,LW,N}$	340,2 €	$D_{2000,SW,N}$	-350,5 €

### 7.2.3 Mehrfamilienhaus mit variablen Netzentgelten

Der Kostenvergleich zwischen Parameterstudie und den Simulationen mit variablen Netzentgelten befindet sich in Tabelle 43.

 Tabelle 43 Energiekosten Vergleich zwischen  $MFH_{LW}$  und  $MFH_{LW,N}$ 

<b>Energiekosten <math>MFH_{LW}</math> und <math>MFH_{LW,N}</math> im Vergleich</b>							
$MFH_{Ref,LW}$	1.367,7 €	-	-	$MFH_{Ref,LW,N}$	1.391,8 €	-	-
$MFH_{1000,LW}$	1.250,4 €	-117,2 €	-8,6%	$MFH_{1000,LW,N}$	1.274,4 €	-117,4 €	-8,5%

Analog zu den volatilen Strompreisen zeigt sich, dass keine weiteren Einsparungen über das Strompreisprofil erreicht werden. Mit MPC sinken die Kosten in  $MFH_{1000,LW,N}$  um 117,4 € (-8,5%). Der Verbrauch sinkt im Vergleich zum Referenzfall  $MFH_{Ref,LW,N}$  um 720 kWh<sub>el</sub> und ist somit 164 kWh<sub>el</sub> höher als in  $MFH_{1000,LW}$ . Die Ergebnisse bestätigen die Tendenzen aus 7.1.3. Das sehr variable Strompreisprofil führt an einigen Stellen zu höheren Kosten, vor allem aufgrund mangelnder Flexibilität in der Warmwasserversorgung und an anderen zu Kostensenkungen, wenn Flexibilität möglich ist. Beide Aspekte gleichen sich ungefähr aus, weshalb zwar ein anderes Verhalten der MPC, jedoch keine niedrigeren Energiekosten festzustellen sind.

Die durchschnittliche Temperatur im Heizwärmespeicher liegt mit 40,8°C in  $MFH_{Ref,LW,N}$  um 0,4°C über der in  $MFH_{1000,LW}$ . Der Speicher befindet sich an 425 h im oberen Temperaturbereich. Die Vorlauftemperatur wird an 16 h unterschritten, die Zapftemperatur für Warmwasser wird jederzeit bereitgestellt. Der Kapitalwert beträgt 2.122,0 € (265 €/Wohneinheit). Die Anwendung der MPC ist somit wirtschaftlich attraktiv, wobei kein relevanter Unterschied zu den anderen Preisprofilen besteht.

## 7.3 Einfluss von Verbrauchsabweichungen im Neubaustandard

Die gewählten Referenzgebäude der Energieklasse A und des Mehrfamilienhauses weisen jeweils sehr geringe Endenergieverbräuche auf. Wie in 3.2.1 ausgearbeitet wurde, sind in der Praxis vermehrt Abweichungen zu erwarten, so dass sich ein höherer Energieverbrauch

einstellt. Der Einfluss dieses Mehrverbrauchs auf das DSM soll im Weiteren beispielhaft betrachtet werden. Dazu werden die beiden Referenzgebäude angepasst und als B bzw. MFH-B bezeichnet.

Die Wärmedurchgangskoeffizienten aus Tabelle 6 werden erhöht und entsprechen den üblichen Ausführungen der Energieklasse B [58]. Außerdem wird die Effizienz der Wärmerückgewinnung in der Lüftungsanlage von 85% auf 80% reduziert. Die Leistung der Wärmepumpe sowie die Größe des Heizwärmespeichers bleiben in den Referenzsimulationen unverändert. Die Simulationen mit MPC werden mit einem Heizwärmespeicher von 800 l für B und 1.000 l für MFH-B durchgeführt.

*Tabelle 44 Angepasste Wärmedurchgangskoeffizienten für B und MFH-B ([58])*

Bauteil	U-Wert (W/m <sup>2</sup> K)
Außenwand	0,17
Boden	0,22
Dach	0,15
Wärmebrückenzuschlag	0,03
Fenster (Glas und Rahmen)	0,8 bzw. 0,95

Beim Einfamilienhaus ergibt sich im Referenzfall ein Heizwärmebedarf von 7.379 kWh<sub>th</sub> (42,5 kWh<sub>th</sub>/(m<sup>2</sup> a)), der 72% höher als bei der Energieklasse A liegt. Das Gebäude B erfüllt somit die Anforderungen an die Energieklasse B. Der Warmwasserbedarf ändert sich mit 2.107 kWh<sub>th</sub> nicht. Der Gesamtstrombedarf beträgt 3.366 kWh<sub>el</sub> woraus ein sCOP von 2,8 resultiert. Der gestiegene Energiebedarf führt zu einem Kostenanstieg um 41% auf 472,5 €. Davon entfallen 342,7 € auf Heizwärme und 129,8 € auf Warmwasser. Mit der MPC reduzieren sich die Energiekosten um 32,4 € auf 440,0 € (-6,9%). Der Stromverbrauch sinkt im Vergleich zum Referenzfall um 158 kWh<sub>el</sub> (-4,7%), wodurch der sCOP auf 2,9 steigt. Zum Vergleich: In A<sub>800,LW</sub> beträgt die Kostenreduktion 20,1 € (-6,0%) und die Verbrauchsreduktion 69 kWh<sub>el</sub> (-2,9%). Die durchschnittliche Temperatur in der obersten Schicht des Heizwärmespeichers beträgt 37,0°C und ist somit um 2,5°C niedriger als in A<sub>800,LW</sub>. Die Vorlauftemperaturen des Heizkreises sowie die Zapftemperaturen des Warmwassers können stets bereitgestellt werden.

Der höhere Energiebedarf des B Gebäudes führt zu einer geringeren Flexibilität der Wärmepumpe. Die MPC versucht daher primär den COP zu optimieren, was sich auch in den niedrigeren Speichertemperaturen äußert. Der Einsatz der MPC ist somit weiterhin systemdienlich, wobei sich der Nutzen von der Lastverschiebung auf Preissignale weiter in Richtung Verbesserung der Energieeffizienz verschiebt. Der Kapitalwert ist mit -103 € negativ, dennoch stellt sich eine massive Verbesserung im Vergleich zu A<sub>800,LW</sub> (-327 €) ein, so dass die wirtschaftliche Umsetzbarkeit eher zu erwarten ist.

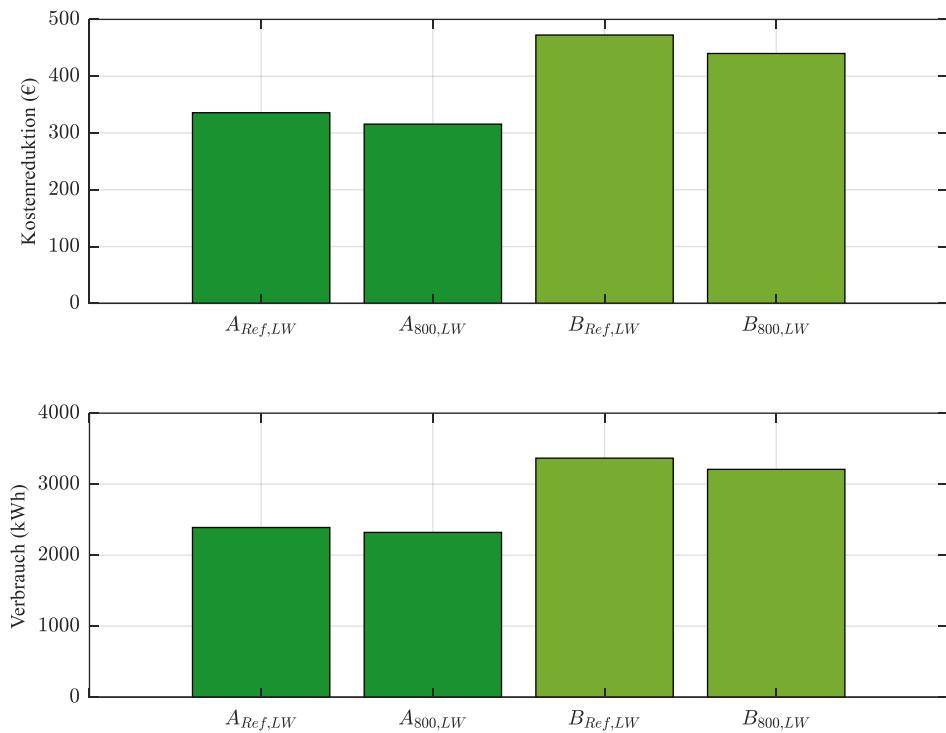


Abbildung 58 Vergleich Kosten und Verbrauch der Einfamilienhäuser Energieklasse A und Energieklasse B

Beim Mehrfamilienhaus MFH-B ergibt sich im Referenzfall ein Heizwärmebedarf von 18.560 kWh<sub>th</sub> (27,3 kWh<sub>th</sub>/m<sup>2</sup>), der 40% über dem Bedarf des MFH liegt. Gemäß der Energiepassberechnung liegt das Gebäude genau an der Grenze zwischen den Energieklassen B und C. Der Warmwasserbedarf liegt bei 10.762 kWh<sub>th</sub>. Der Gesamtstrombedarf beträgt 11.684 kWh<sub>el</sub> woraus ein sCOP von 2,50 resultiert. Die Stromkosten belaufen sich auf 1.631 €, davon 712 € fürs Heizen und 919 € für Warmwasser. Mit der MPC sinken die Kosten um 133,3 € (-8,2%). Der Stromverbrauch sinkt um 1.023 kWh<sub>el</sub> (-8,8%), weshalb der sCOP auf 2,76 ansteigt. In MFH<sub>1000,LW</sub> beträgt die Kostenreduktion 117,2 € (-8,6%) und die Strombedarfsreduktion 888 kWh<sub>el</sub> (-9,1%).

Auch beim MFH-B führt der gestiegene Energiebedarf zu einer gesunkenen Flexibilität. Auf diese Weise lässt sich erklären, dass die absolute Kostenersparnis nur geringfügig steigt, obwohl der Stromverbrauch im Vergleich zu MFH<sub>1000,LW</sub> klar gesunken ist. Dies manifestiert sich im Wärmespeicher, der mit durchschnittlich 39,5°C um 0,9°C kälter ist als in MFH<sub>1000,LW</sub>. Der gestiegene Wärmebedarf führt in der hier gewählten Konfiguration zu einer niedrigeren Stabilität des Reglers. Die Vorlauftemperatur wird an insgesamt 92 h unterschritten. Das ist eine klare Verbesserung zum Referenzfall (747 h), allerdings wird der gestiegene Anspruch an die Genauigkeit der MPC offenkundig. Aufgrund der deutlichen Verbrauchsreduktion ist die MPC weiterhin systemdienlich, wobei die Reaktion auf Preissignale im MFH-B klar abnimmt. Der

Kapitalwert beträgt 2.410 € und ist um 290 € besser als in  $MFH_{1000,LW}$ . Analog zum Einfamilienhaus führt ein höherer Wärmebedarf zu einer besseren Wirtschaftlichkeit.

### 7.4 Einfluss der Wärmepumpeneffizienz

Das Leistungsdiagramm der Luft/Wasser Wärmepumpe wurde in 4.3.3 korrigiert, um den Einfluss der Enteisungsprozesse zu berücksichtigen. Daraus ergab sich in den Referenzsimulationen ein sCOP von 2,66. Moderne Wärmepumpen können sCOPs um 3,5 erreichen. Eine signifikant bessere Effizienz der Wärmepumpe kann zu einer anderen Bewertung des DSM Konzepts führen. Aus diesem Grund wird eine weitere MPC Simulation mit der Energieklasse A, der Luft/Wasser Wärmepumpe und einem Heizwärmespeicher mit einer Kapazität von 800 l durchgeführt. An dieser Stelle wird das Leistungsdiagramm aus Tabelle 8 verwendet und auf eine Korrektur verzichtet, damit ein höherer sCOP erreicht wird.

In der Referenzsimulation mit verbesserter Effizienz  $A_{LW,E,Ref}$  ergibt sich ein Stromverbrauch von 2.009 kWh<sub>el</sub>. Dieser ist um 381 kWh<sub>el</sub> (-16%) geringer als  $A_{LW,Ref}$ . Daraus ergibt sich ein signifikant höherer sCOP von 3,28. Die Energiekosten betragen 275,5 € und sind um 18% geringer als in  $A_{LW,Ref}$ .

Mit der MPC  $A_{800,LW,E}$  sinken diese Energiekosten um 20,9 €, um 0,8 € mehr als in  $A_{LW,800}$ . Die bessere Wärmepumpeneffizienz führt zwar zu geringeren Energiekosten, zusätzliche Einsparungen durch die MPC sind jedoch nicht zu verzeichnen. Der Stromverbrauch sinkt um 76 kWh<sub>el</sub> (-3,9%). Die MPC erreicht die Kostenreduktion somit weiterhin zu einem wesentlichen Anteil aus der COP Optimierung. Der sCOP verbessert sich auf 3,37. Die Wirtschaftlichkeitsaspekte bleiben durch die bessere Effizienz nahezu unverändert. Bei einem Kapitalwert von -311,9 € rentiert sich die Investition in den größeren Heizwärmespeicher nach wie vor nicht.

## 8 Projektion für Luxemburg

### 8.1 Abschließende Bewertung des DSM

Die Funktionalität der MPC wurde in insgesamt 52 Simulationen mit verschiedenen Gebäudetypen, Wärmepumpen und Speichergrößen getestet. Die Regelstrategie ermöglicht stets eine Lastverschiebung von teureren hin zu günstigeren Preisintervallen, bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Komfortkriterien im Gebäude. Der gewählte MPC Ansatz mit neuronalen Netzen führt in 50 Simulationen zu einer Kostenreduktion und hat in zwei Fällen

einen kostensteigernden Effekt. Die Eignung der Wärmepumpe für DSM, auf Basis einer Kostenoptimierung, ist differenziert zu betrachten und wird im Folgenden erläutert. Die absolute Kostenreduktion und die absolute Stromverbrauchsänderung aller Simulationsfälle sind übersichtlich in Abbildung 59 dargestellt. Für Simulationen mit dem Mehrfamilienhaus sind die Ergebnisse pro Wohneinheit angegeben.

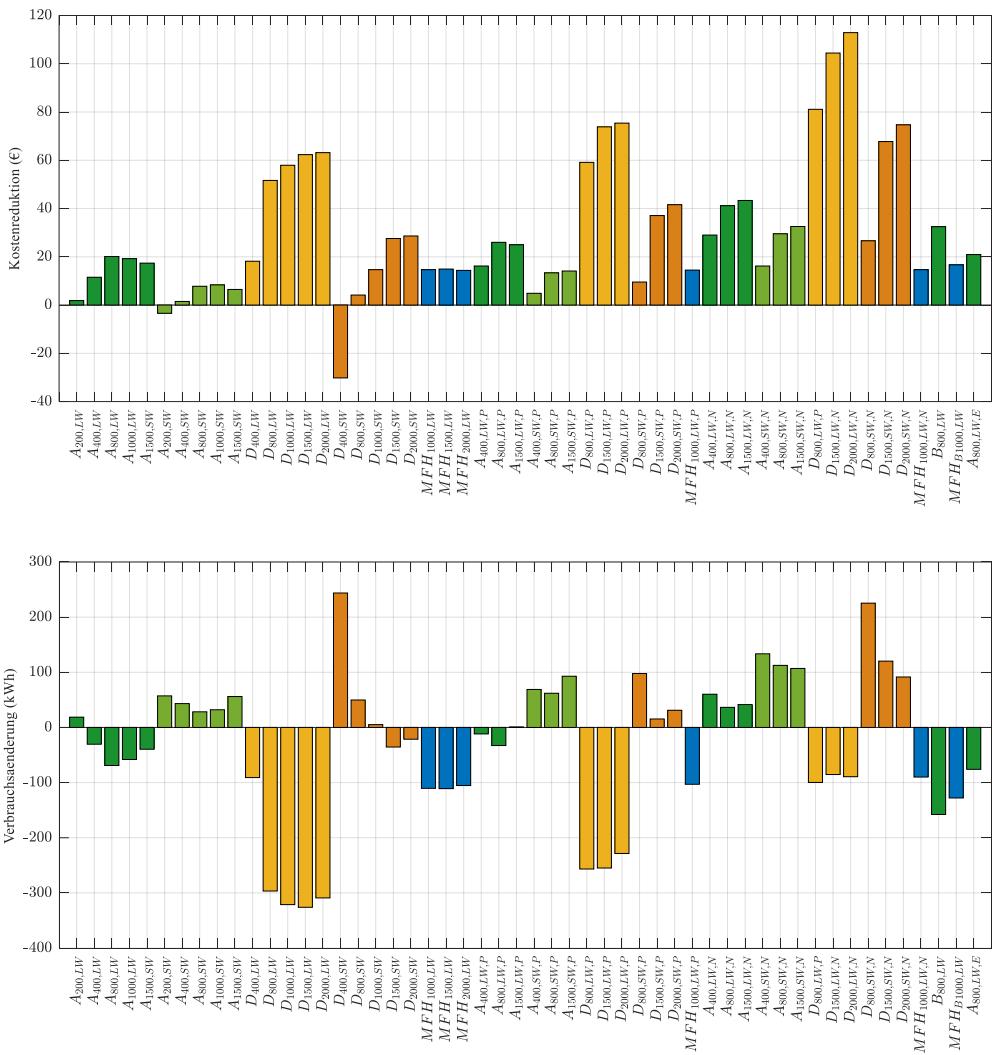


Abbildung 59 Absolute Kostenreduktion und Verbrauchsänderung aller Simulationsfälle

Wird eine Luft/Wasser Wärmepumpe verwendet, bestehen stets zwei Möglichkeiten die Betriebskosten zu reduzieren. Dies kann einerseits über die variablen Stromtarife und andererseits anhand einer COP Optimierung erfolgen, wenn die Wärmepumpe ihren Betrieb in Zeiten höherer Außentemperaturen verlagert. Die Kostenreduktion fällt somit relativ sowie absolut betrachtet höher aus, als bei Sole/Wasser Wärmepumpen. Die Verbrauchsänderung durch DSM steht im Wesentlichen mit dem verwendeten Preisprofil im Zusammenhang. So konnten im standardisierten Preisprofil Verbrauchsreduktionen festgestellt werden, da der

Anreiz zur energetischen Optimierung, den der Lastverschiebung oftmals übersteigt. Wird letzterer mittels volatileren Strompreisen oder variablen Netzentgelten verstärkt, verändert sich das Verbrauchsverhalten der Wärmepumpe, so dass ein Mehrverbrauch von maximal 2,5% im Fall der Energieklasse A entsteht. Für die Energieklasse D wird in allen Fällen eine Verbrauchsreduktion festgestellt. Zwar sorgen verstärkte Anreize zur Lastverschiebung ebenfalls zu einem verbrauchsaffineren Verhalten der Wärmepumpe, jedoch erlaubt der hohe Energiebedarf keine ausgeprägte Lastverschiebung, die sich in einem Mehrverbrauch niederschlägt. Der DSM Prozess kann für Luft/Wasser Wärmepumpen somit als effizient bezeichnet werden. Da sich die beiden Effekte zur Kosteneinsparung gegenseitig überlagern können stellt sich die Frage, inwiefern die bereitgestellte Flexibilität tatsächlich systemdienlich ist. Es ist davon auszugehen, dass bei einer geringen Preisvariabilität vor allem die COP Optimierung im Vordergrund steht, während eine hohe Variabilität zu einer Reaktion auf die Preise führt. Weisen die Preise auf einen hohen Flexibilitätsbedarf hin, findet daher mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Anpassung der Wärmepumpe statt, aus der sich wiederum der systemische Nutzen ableitet. Dieser ist die Vermeidung anderer ggf. ineffizienterer Flexibilitätsoptionen und die Verwendung erneuerbaren Energien, die sonst nicht in das System integriert werden können. Ist das Angebot an erneuerbaren Energien und folglich der Strompreis hingegen annähernd konstant, erreicht die MPC eine Verbrauchsoptimierung. Diese kann im Hinblick auf die Integration der erneuerbaren Energien ebenfalls als zweckdienlich bezeichnet werden, da ein effizienterer Einsatz der verfügbaren Energie erfolgt.

Sole/Wasser Wärmepumpen erreichen einen geringeren Kostenreduktionseffekt, da die Verbrauchsoptimierung, aufgrund der im Optimierungszeitraum nahezu konstanten Quelltemperatur nicht möglich ist. Daher ist eine Verbrauchsminderung nur möglich, wenn das Referenz-Regelkonzept bereits Ineffizienzen aufweist, die mittels MPC verbessert werden. Die Reaktion auf günstige Strompreise führt zu einem Anstieg der Temperaturen im Speicher und folglich zu einem Mehrverbrauch der Wärmepumpe von bis zu 5,1%, der der Kostenreduktion entgegenwirkt. Der Endverbraucher erhält somit kaum Anreize das Flexibilitätspotenzial zu erschließen. Aus systemischer Perspektive ist der Nutzen im Vergleich zu Luft/Wasser Wärmepumpen eingeschränkt. Dennoch ist ein Mehrwert zu verzeichnen, da eine klar erkennbare Lastverschiebung von teureren zu günstigeren Preisen erkennbar ist, die die Integration der erneuerbaren Energien verbessern kann.

Der Dämmstandard des Referenzgebäudes und der damit einhergehende Energieverbrauch beeinflussen ebenfalls die Bewertung des DSM. Gebäude mit niedrigem Energieverbrauch wie die Energieklasse A erlauben der Wärmepumpe eine bessere Verschiebung des Heizbetriebs, da die Wärme länger gespeichert werden kann und somit eine trennschärfere Reaktion auf Preissignale möglich ist. Gleichzeitig ist die MPC zuverlässig, da der relative Fehler der

Prognose kein Stabilitätsproblem der Regelstrategie verursacht. Der niedrige Energiebedarf führt im Gegenzug dazu, dass die relative Ersparnis durch die MPC akzeptabel, die absolute Ersparnis, wie Abbildung 59 zeigt, jedoch sehr gering ist. Der Einspareffekt ist absolut betrachtet daher bei der Energieklasse D vor allem mit Luft/Wasser Wärmepumpe ausgeprägter. Der absolute Fehler der MPC beeinflusst die Performance in größerem Ausmaß als bei der Energieklasse A, so dass bei geringen Speichervolumen sogar eine Kostenzunahme durch Ungenauigkeiten der MPC zu verzeichnen ist. Bei größeren Heizwärmespeichern ist dieses Problem nicht mehr sichtbar.

Das Mehrfamilienhaus eröffnet einen weiteren Aspekt, der bei der Bewertung des DSM zu berücksichtigen ist. Aufgrund des hohen Dämmstandards und dem Wärmeaustausch zwischen einzelnen Wohneinheiten des Referenzgebäudes, ist der Bedarf für Warmwasser anteilig näher am Heizwärmebedarf als bei den untersuchten Einfamilienhäusern. Der Warmwasserspeicher bietet wegen des höheren Temperaturniveaus nur eingeschränktes Flexibilitätspotenzial. Eine prädiktive Regelung kann den Betrieb nur eingeschränkt beeinflussen und versucht daher hauptsächlich den Verbrauch der Wärmepumpe zu optimieren, um die Energiekosten zu senken.

Die Größe der Heizwärmespeicher hat ebenfalls eine wesentliche Bedeutung bei der Bewertung. So führt die Anwendung der MPC, bei selbiger Kapazität wie im Referenzfall, nur zu geringen oder keinen Verbesserungen. Dass sich diese nicht einstellen, hat mehrere Ursachen. Zum einen kann nur wenig Wärme zwischengespeichert werden. Folglich ist der Effekt der Lastverschiebung minimal. Zum anderen führt das flexible Verhalten stets zu einem Temperaturanstieg im Speicher, der dem Ziel der Kosten- und Verbrauchsreduktion entgegenwirkt. Hinzu kommen Prognosefehler der MPC, die sich gleichermaßen negativ auf das Ergebnis auswirken. Alle genannten Aspekte verbessern sich, wenn größere Speicher verwendet werden. Diese Verbesserungen sind jedoch nicht linear. Es gibt stets einen Punkt, an dem ein größerer Speicher keine nennenswerten Verbesserungen oder sogar Verschlechterungen bewirkt, da stets die steigenden Wärmeverluste mit zu beachten sind. Auf diese Weise werden auch die Grenzen des angewandten Preisprofils deutlich. In  $A_{LW}$  ist ein eindeutiges Optimum in  $A_{800,LW}$  im Hinblick auf Flexibilität, Effizienz, Kosteneinsparung und Zuverlässigkeit zu erkennen. Für  $A_{SW}$  ist dies je nach Bewertungsschwerpunkt bei  $A_{800,SW}$  oder  $A_{1000,SW}$ . Für die Energieklasse D ergibt sich das Optimum bei größeren Heizwärmespeichern. In  $D_{LW}$  sind 1.000 l eine geeignete Speichergröße, in  $D_{SW}$  ist das Optimum bei 1.500 l. Diese Aussage ändert sich bei den abgeänderten Preisprofilen nicht wesentlich. Im untersuchten Mehrfamilienhaus ist das Optimum bei 1.000 l, was gleichzeitig der Speichergröße im Referenzfall entspricht. Größere Heizwärmespeicher führen zu keiner Verbesserung, da der

Warmwasserbedarf maßgeblicher ist und wie oben erwähnt die Flexibilität einschränkt. Daher haben auch die abgeänderten Preisprofile keinen relevanten Einfluss.

Ein größerer Heizwärmespeicher bedeutet stets eine zusätzliche Investition in das Heizungssystem, die sich über die Lebensdauer des Speichers amortisieren muss, um einen Anreiz für den Endverbraucher zu geben. Die Wirtschaftlichkeit für diese Zusatzinvestition ist allerdings nur in wenigen Fällen gegeben. Abbildung 60 zeigt den Kapitalwert der Wirtschaftlichkeitsberechnung aller durchgeföhrten Simulationen.

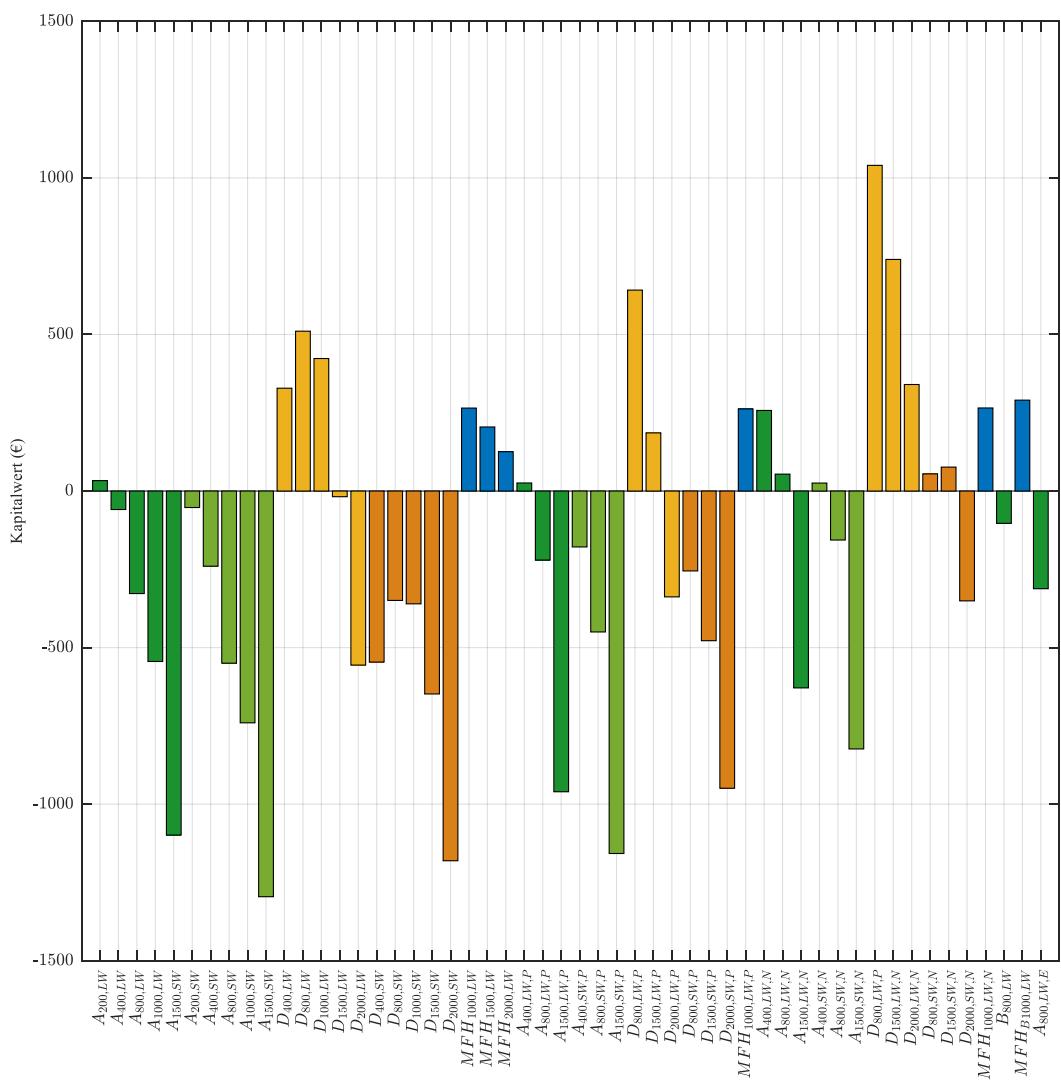


Abbildung 60 Kapitalwert der Wirtschaftlichkeitsanalyse für alle Simulationsfälle

Aus technischer Perspektive ist die MPC daher zuverlässig und effizient. Die Lastverschiebung kann das Energiesystem positiv ergänzen. Die wirtschaftliche Perspektive ist jedoch fraglich und ist ein wesentliches Hemmnis für die flächendeckende Anwendung von DSM.

## 8.2 Hochrechnung des Potenzials nationaler Ebene

Aus den in den Kapiteln 3-7 gewonnenen Erkenntnissen lässt sich das Potenzial flexibler Wärmepumpen in 2030 abschätzen. Im Folgenden wird jeweils die kumulierte elektrische Leistung im Betriebspunkt A2/W35 bzw. B0/W35 angegeben. Diese Leistung gilt als maximal mögliche Lastverschiebung für den Fall, dass entweder alle Wärmepumpen in Betrieb sind und durch die Regelstrategie abgeschaltet werden oder im umgekehrten Fall alle Wärmepumpen außer Betrieb sind und zugeschaltet werden. In der Realität werden meistens eine Reihe Wärmepumpen ohnehin im gewünschten Betriebszustand sein, so dass durch sie kein zusätzlicher Lastverschiebungseffekt entsteht. Welche Energiemengen durch DSM tatsächlich verschoben werden und ob dies auf Strompreissignale oder COP-Optimierungen zurückzuführen ist, kann im Einzelnen nicht bestimmt werden. Der Einsatz von DSM ermöglicht den systemdienlichen Betrieb von Wärmepumpen, das bedeutet jedoch nicht, dass jedes einzelne Betriebsintervall einen systemischen Mehrwert generiert. Dieser Aspekt ist vor allem deshalb wichtig, da eine Vielzahl an Wärmepumpen von DSM zu erschließen sind, damit der Flexibilitätsbeitrag mengenmäßig an Relevanz gewinnt.

Aus der Gebäudebestandsprognose in Kapitel 3.2.3 ergibt sich ein theoretisches Wärmepumpenpotenzial von 236-353 MW<sub>el</sub><sup>38</sup> für den Fall, dass alle geeigneten Gebäude mit Wärmepumpen ausgestattet werden. Als geeignet gelten alle Gebäude, die im Zieljahr 2030 mindestens den energetischen Standard der Wärmeschutzklasse D gemäß Energiepassberechnung erfüllen. Die Bandbreite des theoretischen Potenzials entsteht aufgrund unterschiedlicher Annahmen zur Sanierungsrate des Bestands (vgl. 3.2.3). Setzt man das theoretische Potenzial in Bezug zur prognostizierten Spitzenlast im Stromnetz von 1.100-1.300 MW<sub>el</sub><sup>39</sup>, zeigt sich der potenzielle Einfluss der Wärmepumpen auf das Stromnetz bei einer konsequenten Elektrifizierung des Wärmesektors. Die Einführung von DSM Maßnahmen könnte demnach einen gewichtigen Beitrag zur Flexibilisierung leisten.

Da selbstverständlich nicht alle Gebäude zeitnah oder überhaupt mit einer Wärmepumpe ausgestattet werden, ergibt sich ein insgesamt geringeres Potenzial. Das technische Potenzial entspricht der installierten Leistung aller Wärmepumpen gemäß der Marktprognose in 3.3.4. Demnach kann eine Leistung von 30-73 MW<sub>el</sub>, je nach Marktwachstumsprognose, für DSM erschlossen werden. Dies entspricht 2,3-6,6% der zu erwartenden Spitzenlast in 2030. Der

---

<sup>38</sup> Die Ergebnisse sind jeweils als Bandbreite angegeben, da in den Prognosen verschiedene Szenarien verfolgt wurden.

<sup>39</sup> Diese Werte berücksichtigen allerdings einen geringeren Roll-Out von Wärmepumpen, als das hier angegebene theoretische Potenzial.

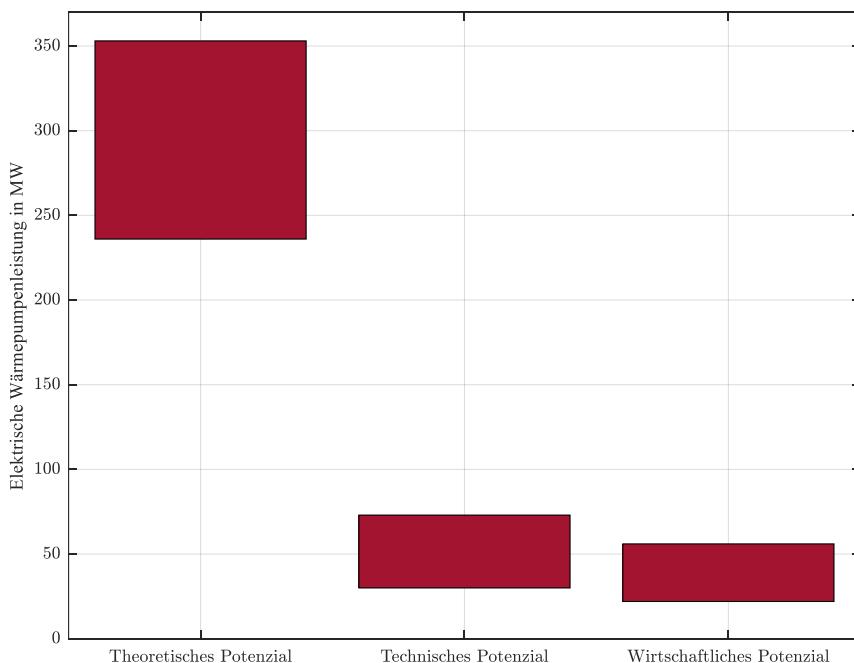
Einfluss auf das Stromsystem befindet sich in einer relevanten Größenordnung, so dass flexible Wärmepumpen einen sichtbaren Beitrag zur Flexibilität leisten können.

Während alle oben erfassten Wärmepumpen grundsätzlich einen Beitrag zur Flexibilität leisten können, ist eine flächendeckende Erschließung unwahrscheinlich, da der finanzielle Anreiz für den Endverbraucher nicht in jedem Fall gegeben ist. Das wirtschaftliche Potenzial reduziert daher das technische Potenzial auf alle Anlagen, die in der Wirtschaftlichkeitsberechnung einen positiven Kapitalwert (Kapitel 6 und 7) vorweisen (vgl. Abbildung 60). Erreichen mehrere Speichergrößen einen positiven Kapitalwert, wird der Speicher mit der bestmöglichen Wirtschaftlichkeit berücksichtigt. Die Größe des Speichers hat keinen Einfluss auf die installierte Leistung, ist jedoch für Verbrauchsänderungen und Kostenersparnisse relevant. Werden die Strompreise aus 4.3.5 zugrunde gelegt, ist das Konzept ausschließlich für Luft/Wasser Wärmepumpen interessant. Deren elektrische Leistung liegt in der Bandbreite von 22-53 MW<sub>el</sub>. Auf der Verbrauchsseite ergibt sich eine leichte Zunahme zwischen 87 und 205 MWh<sub>el</sub> bei der Energieklasse A, während der Verbrauch der Energieklasse D (zwischen -881 und 2.091 MWh<sub>el</sub>) klar abnimmt. Der Verbrauch der Mehrfamilienhäuser sinkt zwischen 1.719 und 4.077 MWh<sub>el</sub>. In Summe erreicht die flexible Betriebsweise aller Wärmepumpen eine Verbrauchsreduktion zwischen 2.513 und 5.962 MWh<sub>el</sub>, was einer Abnahme um insgesamt 5,4% entspricht. Das Kostenreduktionspotenzial aller Anlagen liegt in der Größenordnung von 390.000 bis 925.000 €.

Auch mit volatileren Strompreisen (Kapitel 7.1) erreichen lediglich Luft/Wasser Wärmepumpen positive Kapitalwerte. Auch wenn das DSM auf diese Weise wirtschaftlich attraktiver wird, ändert sich die erschließbare Leistung nicht. Der Gesamtstrombedarf aller Wärmepumpen sinkt zwischen 2.424 und 5.750 MWh<sub>el</sub> (-5,2%). Diese Reduktion entfällt zu 2,4% auf die Energieklasse A, 31,5% auf die Energieklasse D und zu 66,2% auf das Mehrfamilienhaus. Die aggregierten jährlichen Kosteneinsparungen liegen zwischen 479.000 € und 1.136.000 €.

Mit variablen Netzentgelten erreichen zusätzlich die Sole/Wasser Wärmepumpen in der Energieklasse D die Wirtschaftlichkeit. Das wirtschaftlich erschließbare Potenzial erhöht sich somit auf 24-56 MW<sub>el</sub>. Der Verbrauch steigt zwischen 289 und 684 MWh<sub>el</sub> bei der Energieklasse A und bei der Energieklasse D mit Sole/Wasser Wärmepumpen zwischen 72 und 170 MWh<sub>el</sub>. Im Gegenzug sinkt der Verbrauch der Energieklasse D mit Luft/Wasser Wärmepumpen zwischen 297 und 704 MWh<sub>el</sub> und der der Mehrfamilienhäuser zwischen 1.400 und 3.320 MWh<sub>el</sub>, so dass in Summe eine Reduktion zwischen 1.336 und 3.169 MWh<sub>el</sub> verbleibt.

Abbildung 61 stellt die erwähnten Bandbreiten des theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Potenzials dar. Die signifikante Differenz zwischen dem theoretischen Potenzial und dem technischen, welches sich aus der Entwicklung des Wärmepumpenmarktes ergibt, veranschaulicht nicht genutzte Effizienzverbesserungsmöglichkeiten im Gebäudesektor, die über eine konsequente Elektrifizierung der Wärmeversorgung erreicht werden können. Da sich die Ergebnisse auf das Zieljahr 2030 beziehen bedeutet dies gleichzeitig, dass die Relevanz von Wärmepumpen über 2030 hinaus noch massiv zunehmen kann. Gemäß den Ergebnissen dieser Arbeit kann eine flexible Betriebsweise der Anlagen über prädiktive Regelstrategien sowohl die Energieeffizienz verbessern als auch die Kosten der Endverbraucher reduzieren.



*Abbildung 61 Vergleich des theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Potenzials des DSM mit Wärmepumpen*

Abbildung 62 zeigt den Anteil der jeweiligen Gebäudetypen an der nationalen Kostenreduktion, die mit verschiedenen Preisprofilen erreicht werden können. Im standardisierten Strompreisprofil mit überwiegend statischen Preiskomponenten werden Kosteneinsparungen primär über Verbrauchsreduktionen erreicht. Diese Potenziale sind bei der Energieklasse D und im Mehrfamilienhaus ausgeprägter, weshalb der für DSM prädestinierte Neubaustandard lediglich 2% zur gesamten Kostenreduktion beiträgt. Das Verhalten des Reglers ändert sich, wenn stärker variierende Strompreise angewendet werden, so dass die Reaktion auf die Preise den besseren Anreiz im Vergleich zur Verbrauchsreduktion darstellt. Auf diese Weise kommen die Flexibilitätsvorteile der Energieklasse A besser zur Geltung und der Anteil kann bis auf 22% gesteigert werden. Aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive liegen die größeren

Potenziale jedoch weiterhin im sanierten Gebäudebestand und den modernen Mehrfamilienhäusern.

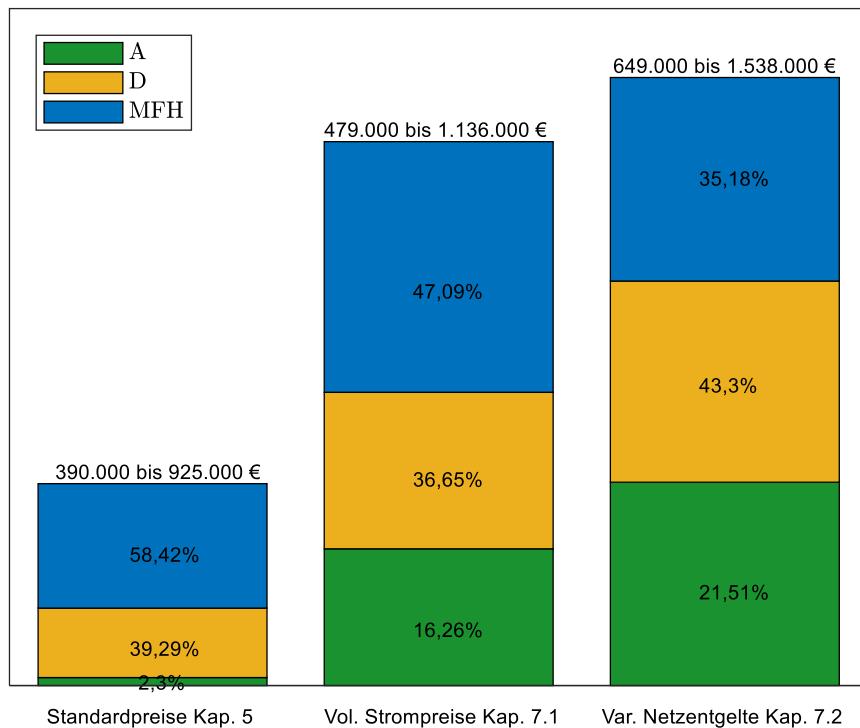


Abbildung 62 Verteilung der jährlichen Kosteneinsparungen je Gebäudetyp

### 8.3 Konzepte zur Erschließung der Wärmepumpen für DSM

Nachdem die Potenziale flexibler Wärmepumpen im vorigen Abschnitt benannt wurden, werden im Folgenden zwei mögliche Konzepte zur Erschließung des Flexibilitätspotenzials jeweils kritisch auf ihre Eignung untersucht. Es gibt prinzipiell zwei Akteursgruppen im Energiesektor, die von DSM profitieren können, Netzbetreiber und Stromhändler wie beispielsweise Energieversorger oder Direktvermarkter.

#### 8.3.1 Stabilisierung der Niederspannungsnetze

Netzbetreiber können Wärmepumpen als Netzbetriebsmittel zur Entlastung der Stromnetze erschließen. Die Energiewende führt, mit dem Roll-Out von Wärmepumpen, E-Fahrzeugen und PV-Anlagen, zu einer erhöhten Anzahl an Verbrauchern und Einspeisern am Niederspannungsnetz. Die Auswirkung von Wärmepumpen auf die Netzelastung wird im Folgenden für ein ländliches Netz veranschaulicht. Die Auslegungskriterien für Luxemburg [74] sehen eine maximale Last von 13,33 kW<sub>el</sub> pro Haushalt vor. Das Produkt aus Anzahl der

Haushalte am Niederspannungsstrang  $n$  und dem Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_n$  ergibt die zu erwartende Spitzenlast, wobei  $g_n$  an dieser Stelle gemäß Gleichung 36 [75] ermittelt wird.

$$g_n(n) = 0,1 + \frac{(1 - 0,1)}{\sqrt{n}} \quad (36)$$

Im ländlichen Raum sind 16 Haushalte (Einfamilienhäuser) an einen Netzstrang angeschlossen woraus sich eine zu erwartende Spitzenlast von 69 kW<sub>el</sub> ergibt. Die bisherige Auslegungsleistung des Transformators, der die Schnittstelle zwischen Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz darstellt, beträgt 100 kVA. Werden alle Gebäude mit Wärmepumpen ausgestattet, ergibt sich im Referenzbetriebspunkt eine zusätzliche Spitzenlast von 21-42 kW<sub>el</sub>, falls alle Anlagen gleichzeitig in Betrieb sind. Im ungünstigsten Betriebspunkt, bei sehr niedrigen Außentemperaturen, ist die zusätzlich zu erwartende Spitzenlast 50-99 kW<sub>el</sub>. Der gleichzeitige Betrieb aller Anlagen ist, ungeachtet der in dieser Arbeit dargestellten DSM Strategie, zu berücksichtigen und ist vor allem bei niedrigen Außentemperaturen zu erwarten. Dies verdeutlicht, dass die Transformatorkapazität der bestehenden Niederspannungsnetze für eine flächendeckende Anwendung der Wärmepumpentechnologie unzureichend ist und Maßnahmen erforderlich sind. Werden zusätzlich die E-Fahrzeuge berücksichtigt, die gemäß den nationalen Klimazielen in 2030 bereits einen Anteil von 49% der landesweiten Flotte ausmachen sollen, erhöht sich die Spitzenlast von 119-168 kW<sub>el</sub> auf 146-274 kW<sub>el</sub>. Für andere Netztypen wie sub-urbane Niederspannungsnetze stellt sich diese Problematik ähnlich dar. Ein Lastmanagement, das Wärmepumpen und E-Fahrzeuge aufeinander abstimmt kann den Gleichzeitigkeitsfaktor des Verbrauchs und somit die Spitzenlast reduzieren was wiederum geringere Investitionskosten in Netzbetriebsmittel wie beispielsweise größere Transformatoren oder Batteriespeicher zur Folge hat.

Flexibel betriebene Wärmepumpen können das Netz in beide Richtungen stabilisieren. Sie können vom Netz genommen werden, wenn eine Netzüberlastung aufgrund einer zu hohen Stromnachfrage droht und sie können zugeschaltet werden, wenn die Einspeisung aus PV die Netzkapazität übersteigt. Letzteres ist auch im Luxemburgischen Kontext zu beachten, da im nationalen Klimaplan ein massiver Ausbau der PV angedacht ist. Gleichzeitig verzichten private Anlagenbesitzer gegenwärtig aus finanziellen Gründen auf die Anschaffung eines Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung, der Einspeisespitzen abpuffern könnte. Bei einer hohen Durchsetzung an Wärmepumpen sind sie an den meisten Niederspannungssträngen vertreten und können lokal und gezielt zur Beseitigung von Engpässen eingesetzt werden. In Bezug auf die PV beschränkt sich dieser Beitrag in den meisten Fällen auf die Warmwassererzeugung, da die Einspeisespitzen in den Sommermonaten ausgeprägter sind.

Da Netzbetreiber nicht an den Energiemarkten agieren dürfen, ist die Anwendung variabler Strompreise, die auf Markteffekten fundieren nicht möglich. Aus diesem Grund wäre lediglich

ein Modell mit Vergütung denkbar. Möglich ist eine Ausgestaltung analog zur Sekundärregelleistung bei der Anlagenbetreiber eine fixe Vergütungskomponente zur Bereitstellung der Leistung erhalten. Darüber hinaus wird eine variable Komponente ausgezahlt, falls der Netzbetreiber tatsächlich in den Wärmepumpenbetrieb eingreift. Da es sich nicht um ein marktbares DSM Konzept handelt, können die Netzbetreiber auf das volle technische Potenzial von 30-73 MW<sub>el</sub> zugreifen. Ob der Netzbetreiber in der Lage ist, eine Vergütung zu zahlen, die eine ausreichende Anreizwirkung für Endverbraucher entfaltet, kann an dieser Stelle nicht beurteilt werden.

Das Vergütungsmodell kann alternativ über regulatorische Maßnahmen umgangen werden, die dem Netzbetreiber den Eingriff in den Wärmepumpenbetrieb gestatten. Der Endverbraucher profitiert dann nicht von der verfügbaren Flexibilität und hat auch keinen Anreiz diese durch größere Wärmespeicher zu verbessern.

Berücksichtigt man die Ergebnisse dieser Arbeit werden mehrere Probleme offenkundig. Für die Akzeptanz der betroffenen Endverbraucher ist es, wie in 4.1 angesprochen, von entscheidender Bedeutung, dass der Eingriff keine negativen Auswirkungen auf den Innenraumkomfort verursacht. Bei einem kurzfristigen Eingriff des Netzbetreibers stellt dies kein Problem dar, sollte jedoch eine Abschaltung über mehrere Stunden erfolgen sind Komfortprobleme nicht auszuschließen. Daraus geht hervor, dass Wärmepumpen nicht einfach durch ein Signal des Netzbetreibers ausgeschaltet werden können, sondern optimalerweise über eine prädiktive Regelung auf die Abschaltung vorbereitet werden, damit genug Wärme im Heizwärmespeicher vorhanden ist. Es ist zumindest fraglich, ob Netzbetreiber den dafür notwendigen Aufwand betreiben können bzw. wollen. Die maximale mit dem Innenraumkomfort vereinbare Abschaltdauer unterscheidet sich für jede Wärmepumpenanlage, so dass die Zuverlässigkeit für ein Engpassmanagement nur bedingt gegeben ist. Ein weiteres Problem der Zuverlässigkeit ergibt sich aus dem Enteisungsprozess der Luft/Wasser Wärmepumpen. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob die elektrische Leistung der Wärmepumpen zur Beseitigung von Netzengpässen ausreicht oder ob nicht ohnehin zusätzliche Alternativen benötigt werden. Die Leistung einer Wärmepumpe variiert in dieser Arbeit zwischen 1,32 kW<sub>el</sub> für ein Einfamilienhaus und 3,96 kW<sub>el</sub> für ein Mehrfamilienhaus. Die Leistung einer PV-Dachanlage liegt i.d.R. darüber, so dass Wärmepumpen nur einen geringen Ausgleich leisten können. Hinzu kommt, dass die größten Einspeisepeaks im Sommer stattfinden, wenn Wärmepumpen lediglich zur Warmwasserversorgung benötigt werden und somit nur eingeschränkt reagieren können. Auf der Verbraucherseite sind neben Wärmepumpen vor allem ladende E-Fahrzeuge eine potenzielle Ursache einer Netzüberlastung. Übliche Ladeleistungen eines einzelnen Fahrzeugs liegen bei 3,7-22 kW<sub>el</sub>. Im Vergleich hat die Wärmepumpenleistung einen geringeren Einfluss. Außerdem dürfte der Roll-Out von E-

Fahrzeugen, sofern die Klimaziele für 2030 erreicht werden, deutlich schneller und flächendeckender von statten gehen als der der Wärmepumpen. Insgesamt ist der Einsatz von Wärmepumpen als Netzbetriebsmittel nur bedingt attraktiv und auf Basis der Ergebnisse dieser Arbeit weder für den Netzbetreiber, noch für den Endverbraucher zielführend.

### 8.3.2 Energieversorger/Direktvermarkter

Alternativ kann das Flexibilitätspotenzial von Energieversorgern oder Direktvermarktern erschlossen werden. Der Versorger beschafft den Strombedarf der Wärmepumpen an den Energiemarkten. Sind die Wärmepumpen mit einer MPC ausgestattet, kann er den Betrieb über die Weitergabe von Preissignalen indirekt beeinflussen. Die Preissignale ergeben sich zum Beispiel auf Basis der Handelsergebnisse an der EPEX-Spot. Auf diese Weise reduzieren sich die Strombeschaffungskosten, und führen wiederum zu niedrigeren Kosten für den Endverbraucher.

Durch den sich ausprägenden Zusammenhang zwischen dem Angebot erneuerbarer Energien und der Höhe des Strompreises, dient die Flexibilität auch deren Integration in das Stromsystem und kann eine Alternative zu ggf. teureren Energiespeicheroptionen darstellen. Ein weiterer positiver Aspekt ist, dass dieses Konzept die Freiheit bietet, um den Vorrang des Innenraumkomforts zu berücksichtigen, weshalb eine verbesserte Nutzerakzeptanz zu erwarten ist.

Abbildung 63 illustriert, eine mögliche Ausgestaltung für ein derartiges Konzept. Der Regler mit MPC wird dezentral auf der jeweiligen Wärmepumpe installiert. Die Parametrisierung der MPC und des neuronalen Netzes kann bei Bestandsgebäuden über Messdaten (z.B. aus dem Smart-Meter) abstrahiert werden, für neue Gebäude können zunächst standardisierte Einstellungen verwendet werden. Zur Anpassung an das individuelle Nutzerverhalten bietet sich selbstlernende neuronale Netze an, die in dieser Arbeit nicht notwendig waren. Als permanente Inputs des Heizungssystems werden die Speichertemperaturen benötigt. Der Energieversorger bzw. Direktvermarkter lädt Strompreis- und Wetterprognosen in eine Datenplattform. Auf diese Informationen können alle Wärmepumpen im Portfolio zugreifen. Die MPC erstellt auf Basis dieser Daten eine Betriebsprognose die zurück in die Plattform gesendet wird. Der Versorger kann auf die gesammelten Betriebsprognosen zugreifen und den Strom an den Energiemarkten beschaffen. In diesem Fall ist das wirtschaftliche Potenzial von 22-52 MW<sub>el</sub> maßgebend, da der Endverbraucher i.d.R. einen Anreiz zur Teilnahme benötigt.

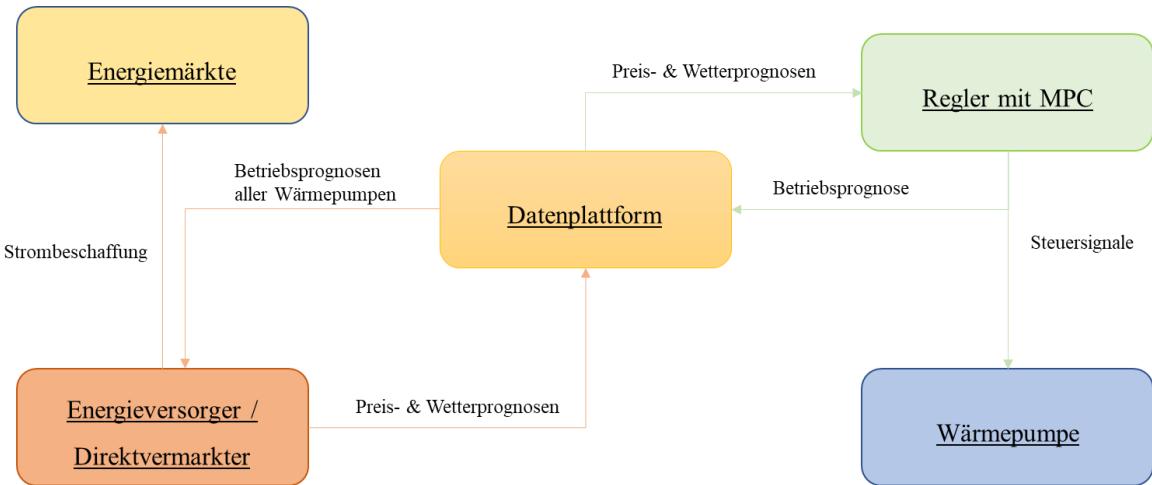


Abbildung 63 Informationsfluss DSM Konzept für Energieversorger/Direktvermarkter

Der finanzielle Aspekt ist ein zentraler Nachteil des Konzepts. Zwar ergibt die Wirtschaftlichkeitsberechnung in Kapitel 6 in einigen Fällen Kapitalwertüberschüsse, jedoch liegen diese weit unterhalb von 100 €/Jahr, die das ILR als noch unzureichend für einen Anbieterwechsel definiert hat. Hinzu kommen nicht berücksichtigte Kosten des Versorgers, die an den Endverbraucher weitergegeben werden. Dazu zählen vor allem Personalkosten, Betriebskosten für die Datenplattform sowie die Entwicklung und Installation der MPC für die jeweilige Wärmepumpe. Ein weiterer Nachteil liegt in der Beschaffungsmethode. Wird der EPEX-Spot Day-Ahead Markt gewählt, so wird der Strom für den Folgetag in der gleichen Auktion, zum gleichen Zeitpunkt, gehandelt. Die Beschaffung des Versorgers stützt sich dabei auf Prognosen des Reglers. MPCs unterlegen jedoch generell Prognosefehlern, die aus Abweichungen zwischen Modell und Realität sowie unvorhergesehenem Nutzerverhalten entstehen. Eine genau Betriebsprognose über einen längeren Zeitraum ist aus diesem Grund kaum möglich. In der Praxis benötigt die MPC daher eine stündliche Neuberechnung, wie sie in dieser Arbeit angewendet wurde, um auf Abweichungen angemessen zu reagieren. Dem Versorger entstehen ebenfalls Abweichungen in seinem Beschaffungsplan, auf die er reagieren muss, beispielsweise durch Zu- und Verkauf von Stommengen am Intraday Markt. Der Zwang zum Verkauf oder Zukauf führt wiederum zu finanziellen Risiken, die in das Konzept eingepreist werden müssen. Eine eigenständige Versorgung eines Portfolios, in dem sich ausschließlich Wärmepumpen befinden, scheint daher unwahrscheinlich. Enthält das Portfolio noch zahlreiche andere Verbraucher ist dieser Aspekt wahrscheinlich weniger problematisch. Eine weitere offene Frage ist, ob der Regler mit MPC mit Wärmepumpen aller Hersteller kompatibel sein kann oder ob mehrere Varianten erstellt werden müssen, was einen zusätzlichen Aufwand bedeutet.

Das Konzept unterstützt die Integration der erneuerbaren Energien. Die Auswirkungen auf die Stromnetze sind schwieriger zu bewerten. Aus 8.3.1 geht hervor, dass die

Netzauslegungskriterien den gleichzeitigen Betrieb aller Wärmepumpen, unabhängig von DSM Effekten berücksichtigen muss. In Wirkung mit anderen Verbrauchern und Einspeisern führt der flexible Betrieb ggf. zu einer Netzentlastung oder zu einer Überlastung. Dies ist vor allem dann zu erwarten, wenn E-Fahrzeuge nach gleichem Prinzip auf niedrige Strompreise reagieren. Das Risiko einer Netzüberlastung steigt in dem hier dargestellten Konzept, auch da zwischen Marktpreisen und der Situation im jeweiligen Niederspannungsnetz kein zwingender Zusammenhang besteht. Das Konzept führt daher zu externalisierten Kosten für den Netzbetreiber, die von allen Endverbrauchern über die Netzentgelte zu tragen sind.

Der privatwirtschaftliche Aspekt des Konzeptes kann nur verbessert werden, wenn der Versorger über die Wärmepumpen weitere Wertschöpfungen generieren kann, in dem er die Flexibilität in andere Tätigkeitsfelder integriert. Ein Anwendungsgebiet kann das Konzept des virtuellen Kraftwerks sein. Dabei handelt es sich um eine Anzahl aus dezentralen Erzeugern und Verbrauchern, die gemeinsam vermarktet werden. Sind die Verbraucher flexibel, erhöhen sie ihren Verbrauch in Zeiten, an denen die Erzeuger nur geringe Erlöse an den Strommärkten erzielen können. Auf der anderen Seite wird der Verbrauch reduziert, wenn hohe Erlöse möglich sind. In welchem Umfang DSM mit Wärmepumpen in einem virtuellen Kraftwerk einen Mehrwert darstellt, kann im Rahmen dieser Arbeit nicht beurteilt werden.

## 9 Fazit

Luxemburgs Klimaziele führen zu einem massiven Ausbau der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien PV und Wind in Richtung 2030, die wiederum einen stetig steigenden Bedarf an Flexibilität mit sich bringen. Wärmepumpenheizungen sind eine von mehreren Optionen, um diesen Bedarf zu adressieren. Im Zuge der Ausgestaltung des EU-Elektrizitätsbinnenmarktes, präferiert die EU marktbaserte Lösungen zur Flexibilitätsbereitstellung über Echtzeit-Preissignale. Die Umsetzbarkeit eines solchen DSM Konzeptes für Wärmepumpen mit angeschlossenem Heizwärmespeicher wurde im Rahmen dieser Arbeit für den Bezugsrahmen Luxemburg evaluiert.

Wärmepumpen werden im Luxemburgischen Kontext immer relevanter. Das stetige Bevölkerungswachstum führt zu einem konstant hohen Bedarf an Wohnraum, der nach modernen Energiestandards auszuführen und daher für den Einsatz von Wärmepumpenheizungen prädestiniert ist. Hinzu kommt eine energetische Sanierungsoffensive für den Gebäudebestand, die den Markthochlauf zusätzlich begünstigt. Der nationale Wärmepumpenmarkt zeigt dynamische Zuwachsrate, die vor allem mit den

verschärften Anforderungen an energetische Standards im Zusammenhang stehen. Die Ziele des nationalen Energie- und Klimaplans für 2030 erfordern auch weiterhin ein dynamisches Wachstum des Marktes, dessen Entwicklung für das Flexibilitätspotenzial maßgeblich ist.

Damit Wärmepumpen flexibel agieren können und dabei gleichzeitig ihrem ursprünglichen Zweck des Innenraumkomforts gerecht werden, bedarf es einer prädiktiven Regelstrategie, die die verschiedenen Zielsetzungen in der Betrachtung möglicher zukünftiger Systemzustände vereint. Eine solche MPC wurde im Rahmen dieser Arbeit konzipiert und mit thermischen Simulationsmodellen, bestehend aus Gebäude und Heizungsanlage, gekoppelt. Die detaillierte Betrachtung erlaubte eine differenzierte Bewertung energetischer, technischer und wirtschaftlicher Aspekte des DSM mit verschiedenen Wärmepumpentechnologien, Heizwärmespeichern und energetischen Standards der Referenzgebäude. Der flexible Wärmepumpenbetrieb wurde durch variable Preissignale ausgelöst, die aus Handelsergebnissen am Day-Ahead Markt der EPEX-Spot resultieren.

Die technische Realisierbarkeit ist für alle Wohngebäude gegeben, die die nationalen gesetzlichen Mindeststandards für energetische Sanierungen erfüllen. Luft/Wasser Wärmepumpen erzielen mit MPC bessere Resultate, da die Kostenoptimierung sowohl über Preissignale, als auch in Form einer COP-Optimierung erreicht werden kann. Letztere Möglichkeit haben Sole/Wasser Wärmepumpen aufgrund der konstanten Quelltemperatur nicht. Die Reaktion auf Preissignale führt bei Sole/Wasser Wärmepumpen daher immer zu einer COP-Reduktion, die den Gesamtstromverbrauch erhöht und der Kostenoptimierung entgegenwirkt. Energieeffizienz sowie Kosteneinsparungen hängen dabei von der Kapazität des Heizwärmespeichers und der Ausgestaltung der Preissignale ab. Es konnte aufgezeigt werden, dass ab einer bestimmten Kapazität keine relevanten Kostenreduktionseffekte mehr erreicht werden, da einerseits das Potenzial des Preisprofils weitestgehend ausgeschöpft ist und andererseits die thermischen Verluste des Speichers den Gesamtverbrauch erhöhen. Obwohl das Konzept in fast allen Fällen zu einer Kostenreduktion führt, ist die Wirtschaftlichkeit nur in wenigen Konfigurationen gegeben. Die wirtschaftliche Hürde liegt hauptsächlich in der Notwendigkeit eines größeren Heizwärmespeichers, der das Flexibilitätspotenzial und die Energieeffizienz verbessert. Diese zusätzliche Investition in das Heizungssystem ist durch den Endverbraucher zu tätigen und rentiert sich oftmals nicht. Die wirtschaftlichen Aspekte verbessern sich, wenn das Preisprofil, aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien, volatiler wird oder wenn mit variablen Netzentgelten weitere Bestandteile des Strompreises flexibilisiert werden. Im Gegenzug verschlechtert sich die Energieeffizienz, da die Regelung zur Kostenoptimierung einen Mehrverbrauch zunehmend in Kauf nimmt. Während der Verbrauch in Einfamilienhäusern nach Neubaustandard leicht zunimmt, sinkt er weiterhin

deutlich in Bestandsgebäuden und modernen Mehrfamilienhäusern, so dass sich in der Gesamtbetrachtung stets eine Verbesserung der Energieeffizienz ergibt.

Die Randbedingungen, die bei Wärmepumpen in Wohngebäuden zu beachten sind, die geringe elektrische Leistung im Vergleich zu E-Fahrzeugen sowie die saisonale Diskrepanz zur PV-Produktion, stellen den Einsatz flexibler Wärmepumpen als Netzbetriebsmittel in Frage, so dass vielmehr der marktisierte Ansatz als mögliches Konzept übrigbleibt. Das vorgestellte Konzept für Energieversorger oder Direktvermarkter ist sowohl finanziell als auch technisch aufwändig. Darüber hinaus verbleiben offene Fragen in Bezug auf die Umsetzbarkeit, so dass andere Synergieeffekte in das Konzept einfließen müssen, die in dieser Stelle nicht einbezogen werden können. Die Profitabilität der Erschließung von Wärmepumpen konnte in dieser Arbeit nicht nachgewiesen werden. Es bleibt daher offen, ob das zweifelsfrei systemdienliche Potenzial der Wärmepumpen über marktisierte Ansätze erschlossen wird. Des Weiteren ist zu klären, welche externalisierten Kosten dem Netzbetreiber durch den flexiblen Betrieb entstehen können und ob diese im DSM Konzept antizipiert respektive vermieden werden können.

Das nationale technische Wärmepumpenpotenzial, das im Rahmen dieser Arbeit zu 30-73 MW<sub>el</sub> in 2030 bestimmt wurde, ist in Bezug auf die nationalen Spitzenlasten relevant, weshalb die Einbindung flexibler Wärmepumpen in den Energiemarkt, unter Berücksichtigung der hier ausgearbeiteten sensitiven Parameter, weiterverfolgt werden sollte. Da die Wärmepumpentechnologie auch über 2030 hinaus eine wichtige Rolle in der Dekarbonisierung des Wärmesektors einnehmen muss, verstärkt sich das Potenzial weiter in Richtung 2050. Gerade im Hinblick auf das europäische Ziel der Klimaneutralität und dem massiven Bedarf an erneuerbaren Energien sind die systemdienlichen Aspekte der Wärmepumpenflexibilität nicht zu vernachlässigen.

Nachfolgende Projekte sollten sich zunächst mit der praktischen Umsetzbarkeit von MPC Algorithmen beschäftigen, mit dem Ziel das Missverhältnis aus Modellierungsaufwand und Präzision weiter zu verbessern. Dabei bietet vor allem das Machine-Learning, wie das in dieser Arbeit verwendete neuronale Netzwerk, interessante Ansätze um einen flächendeckenden Einsatz von prädiktiven Reglern zu ermöglichen. Bestätigt sich die Eignung solcher MPCs in der Praxis, sind die wirtschaftlichen Aspekte genauer zu bewerten, so dass die Einbindung von Wärmepumpen in Vermarktungsstrategien wie beispielsweise in virtuellen Kraftwerken, unter Einbeziehung von Marktakteuren, untersucht werden können. Im Weiteren wäre dann der Rückkopplungseffekt von flexiblen Erzeugern und Verbrauchern auf die Marktpreise interessant, der dem wirtschaftlichen Potenzial von DSM entgegenwirkt.

---

## Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission, *Der europäische Grüne Deal*, 2019. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>.
  - [2] Amtsblatt der Europäischen Union, *Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030*, Brüssel, 2018.
  - [3] Pressedienst des Europäischen Parlaments, *Neue ehrgeizige Ziele für Energieeffizienz und erneuerbare Energien*, 2018. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20181106IPR18315/neue-ehrgeizige-ziele-für-energieeffizienz-und-erneuerbare-energien>.
  - [4] M. Buck, A. Graf, and P. Graichen, *European Energy Transition 2030: The Big Picture. Ten Priorities for the next European Commission to meet the EU's 2030 targets and accelerate towards 2050*, Agora Energiewende, 2019.
  - [5] Le Gouvernement du Grand-Duché de Luxembourg, *Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan Luxemburgs für den Zeitraum 2021-2030*, Luxemburg, 2020.
  - [6] M. Sterner and I. Stadler, *Energiespeicher*, Berlin: Springer, 2017.
  - [7] A. Losi, P. Mancarella, and A. Vicino, *Integration of demand response into the electricity chain: challenges, opportunities and smart grid solutions*. London: Wiley, 2015.
  - [8] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *Demand Side Management – Unternehmen als Anbieter für Flexibilität im Energiesystem*, Berlin, 2016.
  - [9] G. Hausladen *et al.*, *Lastverhalten von Gebäuden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bauweisen und technischer Systeme Speicher- und Lastmanagement-potenziale in Gebäuden*, Fraunhofer IRB Verlag, München, 2014.
  - [10] W. Grassi, *Heat Pumps - Fundamentals and Applications*. Pisa: Springer Verlag, 2018.
  - [11] Viessmann, *Planungshandbuch Wärmepumpen*, 2011.
  - [12] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., *DIN EN 14511-1:2019-07 Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen für die Raumbeheizung und -kühlung und Prozess-Kühler mit elektrisch angetriebenen Verdichtern*. Deutschland, 2019.
-

- 
- [13] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Wärmepumpen mit Prüf- / Effizienznachweis*, Berlin, 2020.
  - [14] C. Nabe *et al.*, *Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien*, Ecofys Germany GmbH & Prognos AG 2011.
  - [15] M. Steurer, *Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung*, Universität Stuttgart, 2017.
  - [16] H. Viot, A. Sempey, L. Mora, J. C. Batsale, and J. Malvestio, *Model predictive control of a thermally activated building system to improve energy management of an experimental building: Part I—Modeling and measurements*, Energy and Buildings, vol. 172, pp. 94–103, 2018.
  - [17] S. Kuboth, F. Heberle, A. König-Haagen, and D. Brüggemann, *Economic model predictive control of combined thermal and electric residential building energy systems*, Applied Energy, vol. 240, no. February, pp. 372–385, 2019.
  - [18] B. Felten and C. Weber, “The value(s) of flexible heat pumps – Assessment of technical and economic conditions,” Applied Energy, vol. 228, no. June, pp. 1292–1319, 2018.
  - [19] R. Halvgaard, N. K. Poulsen, H. Madsen, and J. B. Jørgensen, *Economic Model Predictive Control for building climate control in a Smart Grid*, 2012 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. ISGT 2012, pp. 1–6, 2012.
  - [20] S. Kuboth, F. Heberle, T. Weith, M. Welzl, A. König-Haagen, and D. Brüggemann, *Experimental short-term investigation of model predictive heat pump control in residential buildings*, Energy and Buildings, vol. 204, p. 109444, 2019.
  - [21] A. Vandermeulen, L. Vandeplas, and D. Patteeuw, *Flexibility offered by residential floor heating in a smart grid context : the role of heat pumps and renewable energy sources in optimization towards different objectives* , 12th IEA Heat Pump Conf. 2017, pp. 1–12, 2017.
  - [22] T. Péan, R. Costa-Castelló, and J. Salom, *Price and carbon-based energy flexibility of residential heating and cooling loads using model predictive control*, Sustainable Cities and Society, vol. 50, no. April, p. 101579, 2019.
  - [23] F. Smarra, A. Jain, T. de Rubeis, D. Ambrosini, A. D’Innocenzo, and R. Mangharam, *Data-driven model predictive control using random forests for building energy optimization and climate control*, Applied Energy, vol. 226, no. January, pp. 1252–1272, 2018.
-

- 
- [24] International Energy Agency IEEE, *Control strategies and algorithms for obtaining Energy Flexibility in buildings*, 2019.
  - [25] Y. J. Young, *Rule-based load shifting with heat pumps for single family houses*, IEEE Report "Control Strategies algorithms obtaining Energy Flexibility in Buildings, 2019.
  - [26] S. Rakovic and W. Levine, *Handbook of Model Predictive Control*, Springer Basel AG, 2019.
  - [27] M. Killian and M. Kozek, *Ten questions concerning model predictive control for energy efficient buildings*, Building and Environment, vol. 105, pp. 403–412, 2016.
  - [28] J. Ma, S. J. Qin, and T. Salsbury, *Application of economic MPC to the energy and demand minimization of a commercial building*, Journal of Process Control, vol. 24, no. 8, pp. 1282–1291, 2014.
  - [29] A. Jain, F. Smarra, E. Reticcioli, A. D’Innocenzo, and M. Morari, *NeurOpt: Neural network based optimization for building energy management and climate control*, Proceedings of Machine Learning Research, vol. 120, no. 2016, pp. 1–12, 2020.
  - [30] H. Thieblemont, F. Haghigat, A. Moreau, and G. Lacroix, *Control of electrically heated floor for building load management: A simplified self-learning predictive control approach*, Energy and Buildings, vol. 172, pp. 442–458, 2018.
  - [31] University of Wisconsin, *TRNSYS 18*, Wisconsin, 2019.
  - [32] The MathWorks, *MATLAB and Simulink 2017a*, Massachusetts.
  - [33] Das europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, *RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 5. Juni 2019 - mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/ 27/ EU*, Brüssel, 2019.
  - [34] Das europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, *Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*, Brüssel, 2019.
  - [35] J. Linssen, P. Markewitz, and S. Vögele, *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, vol. 61, no. 4, Springer Vieweg, 2013.
  - [36] Le Gouvernement du grand-duché de luxembourg - Ministère de L’Economie, *Bericht über die Versorgungssicherheit im Strombereich in Luxemburg*, Luxembourg, 2016.
  - [37] l’Institut Luxembourgeois de régulation, *Rapport de l’ Institut Luxembourgeois de Régulation sur ses Activités et sur l’ Exécution de ses Missions dans les secteurs de l’*
-

- 
- Électricité et du Gaz Naturel Année 2018*, Luxembourg, 2019.
- [38] l’Institut Luxembourgeois de régulation, *Rapport de l’ Institut Luxembourgeois de Régulation sur ses Activités et sur l’ Exécution de ses Missions dans les secteurs de l’ Électricité et du Gaz Naturel Année 2016*, Luxembourg, 2017.
- [39] EEX, *Epex-Spot*, 2020. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/exchangemembers>.
- [40] Creos, *Scenario Report 2040*, Luxembourg, 2018.
- [41] Le Gouvernement du Grand-Duché de Luxembourg, *Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans für Luxemburg*, Luxembourg, 2019.
- [42] Institut Luxembourgeois de la Régulation, *Chiffres Clés du Marché de l’Électricité 2018*, Luxembourg, 2019.
- [43] l’Institut Luxembourgeois de régulation, *Rapport Biannuel de l’Institut Luxembourgeois de Régulation sur le Système d’ Étiquetge Aannées 2017-2018*, Luxembourg, 2019.
- [44] Creos S.A., *Electricity grids and the energy transition*, Energy Transition Dialogue Luxembourg, 2019.
- [45] Luxmetering, *FAQ - Intelligente Zähler*, 2018 [Online]. Available: [https://www.luxmetering.lu/pdf/LM\\_FAQ%20\\_Smart\\_Meter\\_pu\\_DE.pdf](https://www.luxmetering.lu/pdf/LM_FAQ%20_Smart_Meter_pu_DE.pdf).
- [46] The TIR Consulting Group LLC, *The 3rd Industrial Revolution Strategy Study for the Grand Duchy of Luxembourg*, Luxembourg, 2016.
- [47] Energieinstitut Vorarlberg, *Energieperspektiven Luxemburg 2010-2070*, Vorarlberg, 2018.
- [48] Le Gouvernement du grand-duché de luxembourg - Ministère de L’Economie, *Weiterentwicklung der Gebäuderenovierungsstrategie*, Luxembourg, 2017.
- [49] C. Klein and F. Peltier, *Regards sur le stock des bâtiments et logements*, STATEC, Luxembourg, 2017.
- [50] A. Heinz, F. Peltier, and G. Thill, *Le logement : immeubles d’habitation, ménages, propriétaires et locataires*, STATEC, Luxembourg, 2011.
- [51] F. Peltier, *Regards sur le stock des bâtiments et logements*, STATEC, Luxembourg, 2015.
- [52] A. Merzkirch, T. Hoos, S. Maas, F. Scholzen, and D. Waldmann, *Wie genau sind unsere Energiepässe ?*, Universität Luxemburg, 2014.
- [53] S. Allegrezza, *Projections macroéconomiques et démographiques de long terme: 2017-*
-

- 
- 2060, STATEC, Luxembourg, 2017.
- [54] Le Gouvernement du grand-duc'hé de luxembourg - Ministère du Logement, *Rapport d'Activités*, Luxembourg, 2016.
- [55] Administration de l'Environnement Luxembourg, *Übersicht der geförderten Wärmepumpenanlagen in Luxemburg*, Luxembourg, 2018.
- [56] EurObserv'ER, *Heat pumps barometer 2018*, 2018, [Online]. Available: <https://www.eurobserv-er.org/heat-pumps-barometer-2018/>
- [57] TRIMBLE, *SketchUp 3D*, Sunnyvale, 2018.
- [58] M. Lichtmeß and S. Viktor, *Berechnung kostenoptimaler Niveaus von Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz für neue und bestehende Wohn- und Nichtwohngebäude*, Luxembourg, 2014.
- [59] Le Gouvernement du Grand-Duché de Luxembourg, *Règlement grand-ducal du 23 juillet 2016 concernant la performance énergétique des bâtiments*, Service Central de Legislation Luxembourg, Luxembourg, 2016.
- [60] VDI, *VDI 2078 Berechnung der Kühllast klimatisierter Gebäude bei Raumkühlung über gekühlte Raumschließungsflächen*, 2003.
- [61] M. Miara, D. Günther, T. Kramer, T. Oltersdorf, and J. Wapler, *Wärmepumpen Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb*, Freiburg, 2011.
- [62] J. Dong, S. Deng, Y. Jiang, L. Xia, and Y. Yao, *An experimental study on defrosting heat supplies and energy consumptions during a reverse cycle defrost operation for an air source heat pump*, Applied Thermal Engineering, vol. 37, pp. 380–387, 2012.
- [63] J. H. Zhu, Y. Y. Sun, W. Wang, S. M. Deng, Y. J. Ge, and L. T. Li, *Developing a new frosting map to guide defrosting control for air-source heat pump units*, Applied Thermal Engineering, vol. 90, pp. 782–791, 2015.
- [64] T. Afjei and M. Wetter, *TRNSYS Type 401 - Compressor Heat Pump including frost and cycle losses*, Zentralschweizerisches Technikum Luzern, 1997.
- [65] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., *DIN EN 15450: 2007-12 Heizungsanlagen in Gebäuden - Planung von Heizungsanlagen mit Wärmepumpen; Deutsche Fassung EN 15450:2007*. 2007.
- [66] J. Efberg, *YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB*, IEEE, 2004.
- [67] Gurobi Optimization LLC, *Gurobi Optimizer 8.1*, Beaverton.
-

- 
- [68] P. Williams, *Model Building in Mathematical Programming*, Wiley, 2013.
- [69] F. Samweber and C. Schifflechner, *Kostenanalyse Wärmespeicher bis 10.000 l Speichergröße*, München, 2016. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/659-kostenanalyse-waermespeicher-bis-10-000-l-speichergroesse>.
- [70] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., *DIN EN 15459-1 Energy performance of buildings – Economic evaluation procedure for energy systems in buildings – Part 1: Calculation procedures*,. 2017.
- [71] A. Nolde, S. Patzack, S. Seier, and W. Zander, *Zukunftsfähige Netzentgeltsystematik für die Transformation des Energiesystems*, BET, Aachen, 2018.
- [72] A. Jahn, T. Lenck, and P. Graichen, *Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen*, Agora Energiewende, Berlin, 2019.
- [73] Bundesnetzagentur, *Bericht: Netzentgeltsystematik Elektrizität*, Bonn, 2015.
- [74] A. Benzarti, *Project ‘Power to Heat for the Greater Region’s Renewable Integration and Development’ - Subaction Report 10*, Kaiserslautern, 2020.
- [75] J. Dickert and P. Scheger, *Residential load models for network planning purposes*, in Conference: Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010.

---

## Anhang

### I

Import/Export Statistik Strom Luxemburg [42]

Importmenge (GWh <sub>el</sub> )	2014	2015	2016	2017	2018
Belgien	185	256	313	532	386
Frankreich	1.118	1.054	1.139	888	1.302
Deutschland	4.152	4.248	4.314	4.302	4.137
Total	5.455	5.557	5.765	5.722	5.825

Exportmenge (GWh <sub>el</sub> )	2014	2015	2016	2017	2018
Belgien	1.006	488	6	52	147
Frankreich	0	0	0	0	0
Deutschland	0	0	0	0	0
Total	1.006	488	6	52	147

### II

Leistungsdiagramm der Luft/Wasser Wärmepumpe mit Berücksichtigung von Frosteffekten

Lufteintrittstemperatur	°C	-15	-7	2	7	10	20	30	
Vorlauftemperatur des Sekundärkreise		35°C							
Heizleistung	kW	4,82	6,97	4,08	4,85	5,45	6,53	7,54	
Elektr. Leistungsaufnahme	kW	2,34	2,65	1,32	1,08	1,07	1,01	0,96	
Vorlauftemperatur des Sekundärkreises		45°C							
Heizleistung	kW	4,17	6,77	3,89	4,70	6,09	6,70	7,24	
Elektr. Leistungsaufnahme	kW	2,55	3,10	1,58	1,40	1,63	1,48	1,34	
Vorlauftemperatur des Sekundärkreises		55°C							
Heizleistung	kW	2,59	3,26	3,68	4,25	4,54	4,84	5,09	
Elektr. Leistungsaufnahme	kW	1,73	1,86	1,93	1,64	1,56	1,29	1,02	
Vorlauftemperatur des Sekundärkreises		60°C							
Heizleistung	kW	0	0	3,67	4,55	5,01	5,78	6,5	
Elektr. Leistungsaufnahme	kW	0	0	2,03	1,97	1,93	1,81	1,69	

---

### III

Bewohneranzahl und tägliche Zapfmenge Warmwasser beim Mehrfamilienhaus

	Apartment							
	EG_L	EG_R	1.OG_L	1.OG_R	2.OG_L	2.OG_R	3.OG_L	3.OG_R
Personen	1	2	3	3	3	2	2	3
Zapfmenge 1 (60°C)	36	62	76	81	93	60	65	81
Energieverbrauch (kWh <sub>th</sub> )	1,88	3,22	3,95	4,21	4,84	3,13	3,40	4,21

### IV

Beispiel für die Funktionsweise des neuronalen Netzes (Vgl. 4.4.2)

Die Funktionsweise des neuronalen Netzes soll an dieser Stelle anhand eines Beispiels verdeutlicht werden. Das Netz erstellt eine Prognose für die Wärmeentnahme aus dem Heizwärmespeicher  $\dot{Q}_{HWS,out}$ . Diese Prognose ist ein essentieller Input der MPC (Vgl. Abbildung 24), damit diese die optimale Betriebsstrategie der Wärmepumpe, unter der Berücksichtigung variabler Strompreise, bestimmen kann.

Damit das neuronale Netz Prognosen erstellen kann, wird es vorab mit alten Simulationsdaten trainiert. Dabei stellen sich die Werte (reelle Zahlen) für die Gewichtungsfaktoren zur Informationsweitergabe der Inputebene an die Zwischenebene  $w$  (49 x 25 Matrix), die Verzerrungswerte der Neuronen in der Zwischenebene  $b$  (25 x 1 Matrix) und die Gewichtungsfaktoren zur Informationsweitergabe der Zwischenebene an die Outputebene  $W$  (1 x 25 Matrix) ein (Vgl. Seite 67).

Zum Zeitpunkt des Aufrufes soll eine Prognose für die Wärmeentnahme aus dem Heizwärmespeicher  $\dot{Q}_{HWS,out}$  für den Prognosehorizont  $T$  ( $T = 12 h$ ) bzw.  $t_1$  bis  $t_{12}$  ( $t = 1 h$ ) erstellt werden. Die Inputs des Netzwerkes sind beispielhaft durch die untenstehenden Werte gegeben. Dazu gehören die Temperaturvergangenheitswerte der letzten 24 h  $\vartheta_{A,t_0}$  bis  $\vartheta_{A,t_{-23}}$  (in °C) sowie die Vergangenheitswerte der Wärmeentnahme  $\dot{Q}_{HWS,out,t_0}$  bis  $\dot{Q}_{HWS,out,t_{-23}}$  (in kW<sub>th</sub>).

---


$$\vartheta_{A,t_0-t_{-23}} = \begin{pmatrix} \vartheta_{A,t_0} \\ \vartheta_{A,t_{-1}} \\ \dots \\ \vartheta_{A,t_{-23}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 7,4 \\ 8,6 \\ 9,4 \\ 9,9 \\ 10,4 \\ 9,9 \\ 8,5 \\ 7,4 \\ 6,7 \\ 6,5 \\ 6,5 \\ 6,6 \\ 6,7 \\ 6,4 \\ 6,2 \\ 6,5 \\ 6,4 \\ 6,3 \\ 6,5 \\ 6,3 \\ 5,9 \\ 5,6 \\ 5,4 \\ 5,4 \end{pmatrix}$$

$$\dot{Q}_{HWS,out,t_0-t_{-23}} = \begin{pmatrix} \dot{Q}_{HWS,out,t_0} \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_{-1}} \\ \dots \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_{-23}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,88 \\ 0,84 \\ 0,81 \\ 0,81 \\ 0,76 \\ 0,94 \\ 1,39 \\ 0,27 \\ 1,62 \\ 1,44 \\ 1,08 \\ 0,42 \\ 0,34 \\ 0,34 \\ 0,35 \\ 0,34 \\ 0,34 \\ 0,34 \\ 0,33 \\ 0,34 \\ 1,18 \\ 1,09 \\ 0,75 \\ 1,50 \end{pmatrix}$$

Des Weiteren wird der Temperaturwert des zu prognostizierenden Zeitschriffts  $\vartheta_{A,t_1}$  benötigt.

Das Netz erhält deshalb eine Prognose der Außenlufttemperatur für  $T$ ,  $\vartheta_{A,t_1}$  bis  $\vartheta_{A,t_{12}}$  (in °C).

$$\vartheta_{A,t_1-t_{12}} = \begin{pmatrix} \vartheta_{A,t_1} \\ \vartheta_{A,t_2} \\ \dots \\ \vartheta_{A,t_{12}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 5,5 \\ 5,6 \\ 5,3 \\ 5,1 \\ 5,2 \\ 5,3 \\ 5,5 \\ 5,9 \\ 6,2 \\ 6,4 \\ 6,9 \\ 7,2 \end{pmatrix}$$

Mit diesen Daten erstellt das neuronale Netzwerk seine Prognose von  $\dot{Q}_{HWS,out}$ . Für den Zeitschritt  $t_1$  setzt sich die Inputmatrix mit 49 Inputs folgendermaßen zusammen (Vgl. Gl. 22):

$$I_{t_1} = \begin{pmatrix} \vartheta_{A,t_1} \\ \vartheta_{A,t_0-t_{-23}} \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_0-t_{-23}} \end{pmatrix}$$

Das Netzwerk berechnet dann den Wert für  $\dot{Q}_{HWS,out,t_1}$ . Dazu wird zunächst gemäß Gl. 19 bestimmt, mit welchen Werten die jeweiligen Neuronen in der Zwischenebene angeregt

---

werden. Für das Neuron  $X_1$  beträgt der Wert beispielsweise -8,76. Die Information, die das Neuron an die Outputebene weitergibt, erfolgt gemäß der Aktivierungsfunktion (Gl. 20) und wird mit Gl. 21 erneut gewichtet. Für das Neuron  $X_1$  ist das Ergebnis der Aktivierungsfunktion -1. Der Wert, der von  $X_1$  an die Outputebene gegeben wird ergibt sich dann zu 0,14. Das Ergebnis von Gl. 21, unter der Berücksichtigung aller Neuronen, ist die Prognose von  $\dot{Q}_{HWS,out,t_1}$ .

$$O_{t_1} = \dot{Q}_{HWS,out,t_1} = 1,09 \text{ kW}$$

Zur Prognose des nächsten Zeitschrittes  $t_2$  wird die Inputmatrix aktualisiert. Dazu werden der letzte Temperaturwert  $\vartheta_{A,t_{-23}}$  und der letzte Wärmeentnahmewert  $\dot{Q}_{HWS,out,t_{-23}}$  fallen gelassen. Hinzu kommen stattdessen der Außentemperaturwert  $\vartheta_{A,t_2}$  und die vom Netzwerk erstellte Prognose für  $\dot{Q}_{HWS,out,t_1}$ .

$$I_{t_2} = \begin{pmatrix} \vartheta_{A,t_2} \\ \vartheta_{A,t_1} \\ \vartheta_{A,t_0-t_{-22}} \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_1} \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_0-t_{-22}} \end{pmatrix}$$

Das Netzwerk bestimmt analog zur vorigen Verfahrensweise die Prognose für  $\dot{Q}_{HWS,out,t_2}$ .

$$O_{t_2} = \dot{Q}_{HWS,out,t_2} = 1,20 \text{ kW}$$

Wird für die weiteren Zeitschritte  $t_3 - t_{12}$  gleichermaßen verfahren, ergibt sich die Gesamtprognose des Netzwerks.

$$O_{t_1-t_{12}} = \dot{Q}_{HWS,out,T} = \begin{pmatrix} \dot{Q}_{HWS,out,t_1} \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_2} \\ \dots \\ \dot{Q}_{HWS,out,t_{12}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,09 \\ 1,20 \\ 1,42 \\ 1,08 \\ 1,28 \\ 1,20 \\ 1,20 \\ 1,14 \\ 1,19 \\ 0,98 \\ 1,03 \\ 1,02 \end{pmatrix}$$

Die gesamte Prognose wird als Input an die MPC gegeben.

---