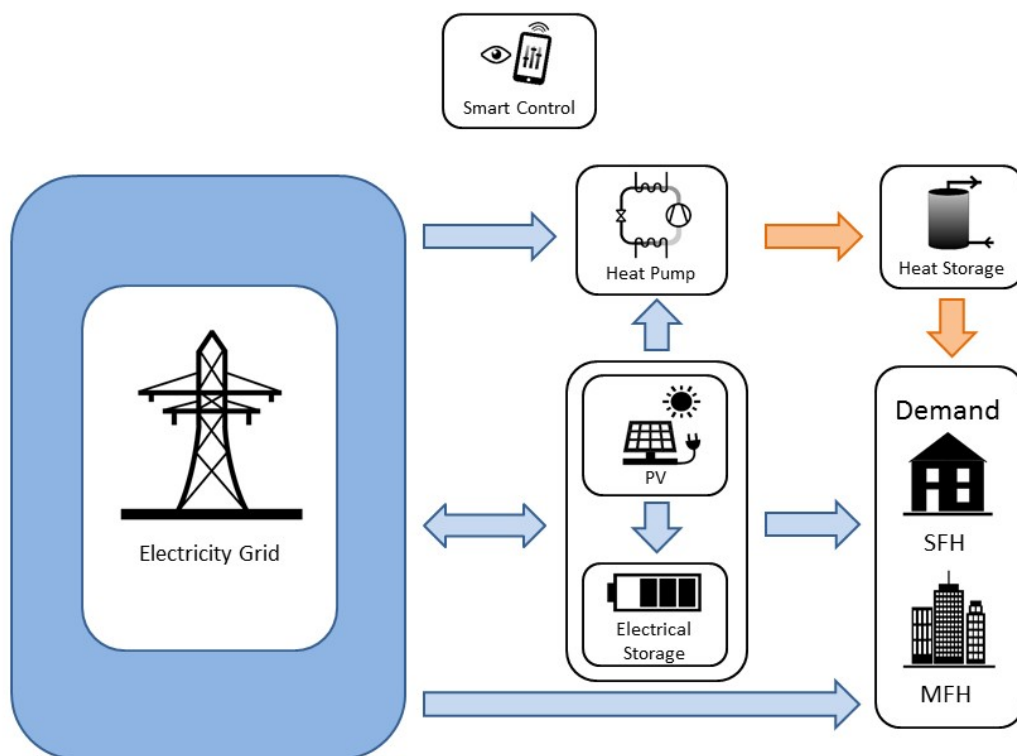




Schlussbericht 08. Oktober 2019

CombiVolt - Steigerung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs durch intelligente Wärmepumpen

Stand der Technik heute – Chancen für die Zukunft





INSTITUT FÜR
SOLARTECHNIK



HSR
HOCHSCHULE FÜR TECHNIK
RAPPERSWIL
FHO Fachhochschule Ostschweiz

Datum: 08. Oktober 2019

Ort: Rapperswil

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Wärmepumpen und Kälte
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch
energieforschung@bfe.admin.ch

Ko-Finanzierung:

St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG, Vadianstrasse 50, CH-9001 St. Gallen
EW Höfe AG, Schwerzistrasse 37, CH-8807 Freienbach
BKW Energie AG, Viktoriaplatz 25, CH-3000 Bern
Energie 360° AG, Aargauerstrasse 182, CH-8010 Zürich

Auftragnehmer:

SPF Institut für Solartechnik, Hochschule für Technik HSR
Oberseestr. 10, CH-8640 Rapperswil
www.spf.ch

Energie Zukunft Schweiz
Steinentorberg 26, CH-4051 Basel
www.ezs.ch

Autoren:

Evelyn Bamberger, SPF Institut für Solartechnik, evelyn.bamberger@spf.ch
Robert Haberl, SPF Institut für Solartechnik, robert.haberl@spf.ch
Andreas Reber, SPF Institut für Solartechnik, andreas.reber@spf.ch
Mattia Battaglia, SPF Institut für Solartechnik, mattia.battaglia@spf.ch
Mauro Luzzatto, SPF Institut für Solartechnik, mauro.luzzatto@spf.ch
Martin Borner, Energie Zukunft Schweiz, m.borner@ezs.ch
Michel Haller, SPF Institut für Solartechnik, michel.haller@spf.ch

BFE-Bereichsleitung: Carina Alles, carina.alles@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung: Stephan Renz, info@renzconsulting.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501336-01 und SI/501616-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Im Projekt CombiVolt wurde der Nutzen intelligenter Wärmepumpen-Steuerungen für den Photovoltaik-Eigenverbrauch und für die Netzstabilität mit Gesamtsystem-Labortests und Simulationen analysiert. Es wurde eine Testprozedur entwickelt, mit der Systeme in einem 6 Tage Testzyklus im Labor geprüft werden können. Die ermittelten Systemkennzahlen sind direkt repräsentativ für den Betrieb des Systems im Feld über ein Jahr. Die im Projekt getesteten Systeme von vier verschiedenen Herstellern mit Steuerungen zur Eigenverbrauchssteigerung erreichten Eigenverbrauchsquoten von 42-58 %, Autarkiegrade von 35-57 % und Netzaufwandszahlen von 20-37 %.

Mit Simulationen wurde der Einfluss verschiedener Randbedingungen wie Klimadaten, Gebäudestandard und –grösse oder Haushaltsstromprofil analysiert und unterschiedliche thermische und elektrochemische Speicheroptionen verglichen. Es wurde gezeigt, dass für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme über eine Wärmepumpe Batteriekapazität durch thermische Speicherung ersetzt werden kann.

Netzeinspeise- und Netzbezugsspitzen werden mit Steuerungen zur Eigenverbrauchssteigerung nicht oder nur geringfügig gesenkt. Hierfür spielen Stromtarife eine wichtige Rolle, mit denen die Netzbetreiber ein netzdienliches Verhalten der Endkunden anreizen können. Es wurden sowohl heute übliche als auch zukünftig mögliche Tarifmodelle analysiert. Eine beispielsweise auf einen Leistungstarif angepasste Steuerung kann sowohl Netzeinspeise- als auch Netzbezugsspitzen wirkungsvoll reduzieren.

Aus wirtschaftlicher Sicht lohnt es sich, bereits im Gebäude vorhandene Speicher wie einen Warmwasserspeicher oder die thermische Gebäudemasse zur Eigenverbrauchssteigerung einzusetzen. Eine Investition in einen zusätzlichen oder grösseren thermischen Speicher lohnt sich bei den aktuellen Investitionskosten und Stromtarifen ebenso wenig wie die Installation eines Batteriespeichers. Aus ökologischer Sicht sind thermische Speicher gegenüber Batterien zu bevorzugen.

Résumé

Dans le projet CombiVolt, les avantages des systèmes intelligents de commande de pompes à chaleur pour l'autoconsommation photovoltaïque et la stabilité du réseau ont été analysés à l'aide de tests en laboratoire et de simulations. Une procédure de test a été mise au point pour éprouver les systèmes au cours d'un cycle de test de 6 jours en laboratoire. Les chiffres clés déterminés sont directement représentatifs de l'utilisation du système dans la pratique sur un an. Les quatre systèmes testés dans le projet, provenant de quatre fabricants différents et contrôlés pour augmenter leur autoconsommation, ont atteint des taux d'autoconsommation de 42 à 58 %, des degrés d'autosuffisance de 35 à 57 % et des dépenses du réseau de 20 à 37 %.

Des simulations ont été utilisées pour analyser l'influence de différentes conditions limites telles que les données climatiques, les standards et la taille des bâtiments ou le profil électrique des ménages et pour comparer différentes options de stockage thermique et électrochimique. Il a été démontré que pour l'eau chaude et le chauffage des locaux, capacité de batterie peut être remplacée par stockage thermique.

Les pointes d'alimentation et de consommation du réseau ne sont pas ou seulement légèrement réduites grâce à des contrôles visant à augmenter l'autoconsommation. Les tarifs d'électricité jouent ici un rôle important, permettant aux gestionnaires de réseau d'encourager les clients finaux à se comporter d'une manière qui soit bénéfique pour le réseau. A cette fin, les modèles tarifaires actuels et futurs ont été analysés. Un système de commande adapté à un tarif de puissance, par exemple,



peut réduire efficacement à la fois les pointes d'injection et les pointes de consommation sur le réseau électrique.

D'un point de vue économique, il vaut la peine d'utiliser les réservoirs de stockage existants dans le bâtiment, tels qu'un ballon d'eau chaude ou la masse thermique du bâtiment, pour augmenter l'autoconsommation du bâtiment. Compte tenu des coûts d'investissement et des tarifs d'électricité actuels, il ne vaut pas la peine d'investir dans un stockage thermique supplémentaire ou plus grand ou d'installer un stockage électrochimique. Pour des raisons écologiques, le stockage thermique est préférable aux batteries.

Summary

In the project CombiVolt, the benefits of smart heat pump control for photovoltaic self-consumption and for grid stability were analyzed with whole system laboratory tests and simulations. A test procedure was developed to test systems in a 6-day test cycle in the laboratory. The determined key performance indicators are directly representative for the operation of the system in the field over one year. Systems from four different manufacturers with controls to increase their self-consumption were tested in the project and achieved self-consumption ratios of 42-58 %, degrees of self-sufficiency of 35-57 % and grid purchase ratios of 20-37 %.

Simulations were used to analyze the influence of different boundary conditions such as climate data, building standard and size, or household electricity profile and to compare different thermal and electrochemical storage options. It was shown that for hot water and space heating by a heat pump, battery capacity can be replaced by thermal storage.

Grid feed-in and consumption peaks are not or only slightly reduced with controls to increase self-consumption. Electricity tariffs play an important role here, enabling grid operators to encourage end customers to behave in a way that is beneficial to the grid. To this end, current and future tariff models were analyzed. A control system adapted to a power tariff, for example, can effectively reduce both grid feed-in peaks and grid consumption peaks.

From an economic point of view, it is worthwhile to use existing storages in the building, such as a hot water storage tank or the thermal mass of the building, to increase the building's self-consumption. Given the current investment costs and electricity tariffs, it is not profitable to invest in an additional or larger thermal storage or to install an electrochemical storage. Ecologically, thermal storage is preferable to batteries.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	3
Summary	4
Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	8
Begriffserklärungen	9
Executive Summary	12
Einleitung	13
1.1 Ziele und Vorgehen	13
1.2 Ausgangslage (Literaturstudie)	13
1.3 Kennwerte für PV-Wärmepumpensysteme	17
1.4 Kritische Betrachtung von Verlusten und Kennwerten	18
2 Systemtests	20
2.1 Ausgangslage Systemtests	20
2.2 Vorgehen und Methode	20
2.2.1 Erweiterung des CCT	20
2.2.2 Randbedingungen Klima und Last	26
2.2.3 Simulierte und emulierte Komponenten	28
2.2.4 Messgrößen und Datenaufzeichnung	28
2.3 Resultate der Systemtests	29
2.3.1 Geprüfte Systeme	29
2.3.2 Kennzahlen	32
2.3.3 Verlauf der Messungen	34
2.4 Systemtest mit EVU Signalen	41
2.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen Systemtests	45
3 Heutige und zukünftige Strompreismodelle	47
3.1 Einleitung	47
3.2 Heutige Strompreismodelle	48
3.2.1 Stand der Technik, Preisstrukturen	48
3.2.2 Betrachtete Energieversorger und Tarife	49
3.2.3 Analyse der Standard-Tarife aus Prosumenten-Sicht	50
3.2.4 Spezielle Strompreis-Modelle	56
3.3 Zukünftige Strompreismodelle	57
3.3.1 Veränderung der Rahmenbedingungen	57
3.3.2 Prognose zukünftiger Strompreise	59
3.4 Tarife für die Simulation	61
3.4.1 Netztarife (N)	62
3.4.2 Energietarife (E)	64
3.4.3 Steuern und Abgaben	65
3.4.4 Einspeisevergütung	65
3.4.5 Tarifkombinationen	66



4 Simulation und Extrapolation	67
4.1 Randbedingungen	67
4.1.1 Wetterdatensätze.....	68
4.1.2 Verbraucherprofile	69
4.1.3 Gebäude	71
4.2 Systemvarianten und Systemkomponenten.....	71
4.2.1 Warmwasserspeichersystem	72
4.2.2 Kombispeichersystem	73
4.2.3 Zweispeichersystem	74
4.2.4 Batterie	75
4.2.5 Wärmepumpe	76
4.2.6 Referenzregelung des Systems.....	76
4.2.7 Regelung zur Steigerung des Eigenverbrauchs	77
4.3 Validierung der Simulationsresultate mit Vergleich zwischen TRNSYS und Polysun	79
4.4 Kennwerte des simulierten Systems.....	80
4.5 Vergleichsgrösse für elektrochemische und thermische Speicher	81
4.6 Resultate zur Steigerung des Eigenverbrauchs.....	83
4.6.1 Charakteristik von Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote	83
4.6.2 Vergleich unterschiedlicher Speicherlösungen	84
4.6.3 Einfluss der Lastprofile	87
4.6.4 Einfluss der Klimadaten	88
4.6.5 Einfluss der technischen Eigenschaften der Wärmepumpe	90
4.6.6 Einfluss des Gebäudetyps.....	91
4.6.7 Berücksichtigung des Haushaltsstroms bei der Regelung.....	92
4.6.8 Legionellenschaltung und Eigenverbrauch	93
4.6.9 Eigenverbrauch reduziert nicht die Einspeise- und Bezugsspitzen	94
4.6.10 Effekt des Batteriemodells	95
4.6.11 Mehrfamilienhaus	96
4.7 Extrapolation von Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad auf eine Netto-Null-Anlage	101
4.8 Optimierung der Regelung durch die Verwendung von Wetterdaten	103
4.8.1 Anpassung der Ladung des thermischen Speichers	103
4.8.2 Nutzung von Wetterdaten zur Reduktion von Netzeinspeisespitzen	106
4.9 Diskussion der Simulationsresultate.....	108
4.10 Vergleich mit anderen Studien	113
4.11 Ergänzende Simulationen zum Teststand.....	113
4.12 Ökonomische Auswertung.....	116
4.12.1 Grundsätzliche Betrachtungen bei bereits installierten Speichern.....	116
4.12.2 Tarifsimulationen	117
4.12.3 Ökonomische Betrachtung bei neu installierten Speichern.....	127
4.13 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	130
5 Ökobilanz	132
5.1 Einleitung	132
5.2 Untersuchungsrahmen der Ökobilanz	133
5.2.1 Ziel, Grund für die Durchführung und Ansatz	133
5.2.2 Funktionelle Einheit.....	133



5.2.3	Systembestandteile	133
5.3	Sachbilanz	138
5.4	Wirkungsabschätzung und Sensitivitätsanalyse	138
5.4.1	Vergleich von thermischen und elektrochemischen Speichern	139
5.4.2	Analyse der Umwelteinwirkung eines gesamten PV-System mit Betrachtung verschiedener Speichertechnologien	142
5.5	Auswertung und Interpretation	144
5.5.1	Diskussion	144
5.5.2	Schlussfolgerung	145
6	Empfehlungen	147
6.1	Kennzahlen	147
6.2	Komponenten	148
6.3	Dimensionierung der Speicher	149
6.4	Regelung	150
6.5	Berücksichtigung von Effizienz und Speicherverlusten	151
7	Publikationen	152
8	Referenzen	153
9	Anhänge	158
9.1	Anhang 1: Verwendete Messmittel	158
9.2	Anhang 2: Testresultate und Unsicherheit der Resultate	159
9.3	Anhang 3: Übersicht Tarifstrukturen 2016 (Heat Map)	164
9.4	Anhang 4: Zusammensetzung der verschiedenen Lithium-Ionen-Batteriesysteme	164
9.5	Anhang 5: Gewichtsvarianten des Kombispeichers für verschiedene Speichervolumen	165
9.6	Anhang 6: Berechnung Speichervolumen der thermischen Speicher für verschiedene Speicherkapazitäten	165
9.7	Anhang 7: Liste aller verwendeten Ecoinvent-Einträgen	166



Abkürzungsverzeichnis

CCT	Concise Cycle Test
COP	Coefficient of Performance
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EBF	Energiebezugsfläche
EFH	Einfamilienhaus
EVS	Einspeisevergütungssystem
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FBH	Fussbodenheizung
HH	Haushalt
HT	Hochtarif
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
LCA	Life Cycle Assessment
MFH	Mehrfamilienhaus
NCM	Nickel-Cobalt-Mangan
NEP	neue Energiepolitik
NS	Niederspannung
NT	Niedertarif
NWDU	Netz Wahltarif, dynamisch, unterbrechbar
NWS	Netz Wahltarif, statisch
NWSL	Netz Wahltarif, statisch, mit Leistungspreis
NWSU	Netz Wahltarif, statisch, unterbrechbar
POM	Politisch orientierte Massnahmen
PV	Photovoltaik
PWM	Pulsweitenmodulation
SGR	Smart Grid Ready
SOC	State of Charge (Batterie)
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz)
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser



Begriffserklärungen

(für Begriffe mit kapitelübergreifender Relevanz)

Arbeitszahl Heizsystem AZ_{HSys} [-]: Verhältnis Warmwasser- und Raumheizungsverbrauch zu elektrischem Energieverbrauch für das Heizsystem

Autarkiegrad R_{aut} [%]: Verhältnis von Eigenverbrauch zu elektrischem Gesamtenergieverbrauch; Mass für die Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz

Batterieentladung W_{BSEnt} [kWh]: elektrische Energie, die durch Entladung der Batterie zur Verfügung steht (AC, d.h. gemessen nach dem Batteriewechselrichter)

Batterieladung W_{BSLad} [kWh]: elektrische Energie, die zur Ladung der Batterie aufgewendet wird (AC, d.h. gemessen vor dem Batteriewechselrichter)

Batteriesystem: alle Komponenten, die für eine Zwischenspeicherung elektrischer Energie notwendig sind (AC bis AC), insbesondere Batteriewechselrichter, Batteriespeicher und Regelung

Batteriesystemverluste W_{BSV} [kWh]: alle Verluste, die durch das Batteriesystem entstehen, inkl. Batteriewechselrichterverluste bei Ladung und Entladung, Standby-Verluste und Eigenverbrauch der Regelung; Differenz aus Batterieladung und Batterieentladung

Batteriesystem Zykluseffizienz η_{BS} [%]: Wirkungsgrad der Energiebereitstellung durch das Batteriesystem (AC bis AC); entspricht bei gleichem Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung dem Verhältnis aus Batterieentladung zu Batterieladung.

Eigenverbrauch W_{eig} [kWh]: der Teil des PV-Ertrags, der direkt bzw. im 15 min. Mittelwert selbst verbraucht wird (inklusive Anteil über Batterie)

Eigenverbrauchsquote R_{eig} [%]: Verhältnis Eigenverbrauch zu PV-Ertrag

Eigenverbrauchssteigerung: Erhöhung der Eigenverbrauchsquote

Elektrischer Energieverbrauch Heizsystem W_{HSys} [kWh]: elektrischer Energieverbrauch für das Heizsystem; beinhaltet elektrische Energie für die Wärmepumpe sowie für Regler, Umwälzpumpen, Ventile, etc.

Elektrischer Gesamtenergieverbrauch W_{ges} [kWh]: gesamter elektrischer Energieverbrauch des Gebäudes, welcher Haushaltsstrom und elektrischen Verbrauch des Heizsystems beinhaltet sowie Batteriesystemverluste.

Gesamt-Nutzenergiebedarf E_{nutz} [kWh]: gesamter Nutzenergiebedarf für Haushaltsstrom (definiert als Haushaltsstromverbrauch), Warmwasser und Raumheizung



Haushaltsstromverbrauch W_{HH} [kWh]: elektrischer Energieverbrauch für Haushaltsgeräte wie Elektroherd oder Fernseher sowie für Licht (Verteilung ab Technikraum nach Abzweigung der Versorgung des Heizsystems)

Netto-Nullenergie Gebäude: ist erreicht, wenn bilanziell über ein Jahr gleich viel Energie produziert wie verbraucht wird, d.h. PV-Ertrag und elektrischer Gesamtenergieverbrauch gleich hoch sind

Netzaufwandszahl R_{net} [%]: Verhältnis Netzbezug zu Gesamt-Nutzenergiebedarf

Netzbezug W_{NB} [kWh]: aus dem öffentlichen Stromnetz bezogene elektrische Energie, basierend auf kleinstem Zeitschritt der Simulation (1 min) oder der Messung im Teststand (1 s)

Netzbezugsleistung P_{NB} [kW]: aktuelle Leistung als 15 min. Mittelwert, mit der Strom aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen wird

Netzbezugsspitze P_{NBmax} [kW]: maximale Leistung im 15 min. Mittelwert, mit der Strom aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen wird

Netzbezugstarif k_{NB} [CHF/kWh]: Tarif für den Bezug von elektrischer Energie, als Anteil des Strompreises, der pro verbrauchter Kilowattstunde abgerechnet wird (Arbeitspreis). Beinhaltet Strom- und Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben, aber keine Grund- und Leistungspreisanteile

Netzeinspeiseleistung P_{NE} [kW]: aktuelle Leistung als 15 min. Mittelwert, mit der PV-Strom ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird

Netzeinspeisespitze P_{NEmax} [kW]: maximale Leistung im 15 min. Mittelwert, mit der PV-Strom ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird

Netzeinspeisetarif k_{NE} [CHF/kWh]: vom EVU gezahlter Tarif für die Einspeisung von PV-Strom ins öffentliche Stromnetz

Netzeinspeisung W_{NE} [kWh]: Anteil des PV-Ertrags, der ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird, basierend auf kleinstem Zeitschritt der Simulation (1 min) oder der Messung im Teststand (1 s)

PV-Ertrag W_{PV} [kWh]: durch die PV-Anlage insgesamt selbst erzeugter PV-Strom (AC, d.h. gemessen nach dem Wechselrichter)

PV-Ertragsverhältnis R_{PV} [-]: Verhältnis von PV-Ertrag zu elektrischem Gesamtenergieverbrauch. Netto-Nullenergie Gebäude haben per Definition $R_{PV} = 1$, respektive 100 %.

Raumheizungsbedarf Q_{RHref} [kWh]: theoretischer thermischer Energiebedarf einer idealen Raumheizung

Raumheizungsverbrauch Q_{RH} [kWh]: thermischer Energieverbrauch für Raumheizung, gemessen am Vor- und Rücklauf der Heizkreisverteilung



Speicherüberheizung: Erhöhung der Solltemperatur des thermischen Speichers bei verfügbarem PV-Strom zur Ausnutzung der Speicherkapazität für die Eigenverbrauchssteigerung

Stromspeicheräquivalent C_{el} [kWh]: Mass zum Vergleich von thermischen und elektrochemischen Speichern durch Umrechnung der thermischen Speicherkapazität auf ein elektrisches Stromspeicheräquivalent; entspricht bei Batterien der nutzbaren Speicherkapazität

Verfügbarer PV-Strom: Anteil des PV-Ertrags, der nicht für Haushaltsstromverbrauch benötigt wird und somit zur Eigenverbrauchssteigerung zur Verfügung steht; würde ohne Eigenverbrauchssteigerung ins Netz eingespeist

Warmwasserbedarf Q_{WWref} [kWh]: theoretischer thermischer Energiebedarf für Warmwasser

Warmwasserverbrauch Q_{WW} [kWh]: thermischer Energieverbrauch für Warmwasser; gemessen an dem was ab Technikraum oder Wärmespeicher der Warmwasserverteilung zur Verfügung gestellt wird.



Executive Summary

Im Projekt CombiVolt wurde der Nutzen intelligenter Wärmepumpen-Steuerungen für den Photovoltaik-Eigenverbrauch und für die Netzstabilität mit Gesamtsystem-Labortests und Simulationen analysiert. Es wurde eine Testprozedur entwickelt, mit der Systeme in einem 6 Tage Testzyklus im Labor geprüft werden können. Die ermittelten Systemkennzahlen sind direkt repräsentativ für den Betrieb des Systems im Feld über ein Jahr. Die im Projekt getesteten Systeme von vier verschiedenen Herstellern verfügten über Steuerungen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs. Sie erreichten bei einer PV-Anlagengrösse, die bei einem effizienten System für ein Netto-Nullenergie Gebäude ausreicht, Eigenverbrauchsquoten von 42-58 %, Autarkiegrade von 35-57 % und Netzaufwandszahlen von 20-37 %.

Die Netzaufwandszahl setzt den Netzbezug ins Verhältnis zum Gesamt-Nutzenergiebedarf. Im Gegensatz zu Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad berücksichtigt sie auch die Systemeffizienz. Sie wurde als neue Kennzahl eingeführt und erweist sich als zuverlässigere Zielgrösse. Ein System kann zwar eine höhere Eigenverbrauchsquote und einen höheren Autarkiegrad aufweisen, aber dennoch einen höheren Netzbezug und damit eine höhere Netzaufwandszahl. Zwei der vier vermessenen Systeme schöpfen das mit der jeweiligen Systemvariante mögliche Potential zur Eigenverbrauchssteigerung bereits nahezu aus, bei den anderen beiden Systemen zeigen sich deutliche Verbesserungsmöglichkeiten.

Mit Simulationen wurde der Einfluss verschiedener Randbedingungen wie Klimadaten, Gebäudestandard und -grösse oder Haushaltsstromprofil analysiert und unterschiedliche thermische und elektrochemische Speicheroptionen verglichen. Dabei hat der Anteil Raumwärme am Gesamtenergiebedarf und somit der Gebäudestandard den grössten Einfluss auf die Eigenverbrauchssteigerung. Es wurde gezeigt, dass für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme mit Wärmepumpe Batteriekapazität durch thermische Speicherung ersetzt werden kann.

Netzeinspeise- und Netzbezugsspitzen werden mit Steuerungen zur Eigenverbrauchssteigerung nicht oder nur geringfügig gesenkt. Hierfür spielen Stromtarife eine wichtige Rolle, mit denen die Netzbetreiber ein netzdienliches Verhalten der Endkunden anreizen können. Es wurden heute übliche und zukünftig mögliche Tarifmodelle analysiert. Eine beispielsweise auf einen Leistungstarif angepasste Steuerung kann sowohl Netzeinspeise- als auch Netzbezugsspitzen wirkungsvoll reduzieren.

Aus wirtschaftlicher Sicht lohnt es sich, bereits im Gebäude vorhandene Speicher wie einen Warmwasserspeicher oder die thermische Gebäudemasse zur Eigenverbrauchssteigerung einzusetzen. Eine Investition in einen zusätzlichen oder grösseren thermischen Speicher lohnt sich bei den aktuellen Investitionskosten und Stromtarifen ebenso wenig wie die Installation eines elektrochemischen Speichers. Aus ökologischer Sicht sind thermische Speicher gegenüber Batterien zu bevorzugen. Bei Betrachtung des gesamten PV-Wärmepumpensystems tragen beide Speicherarten aber insbesondere im Vergleich zu den PV-Modulen nur geringfügig zu negativen Umweltauswirkungen bei.



1 Einleitung

1.1 Ziele und Vorgehen

Photovoltaik(PV)-Wärmepumpensysteme werden seit einiger Zeit in Ein- und Mehrfamilienhäusern vermehrt eingesetzt. Mit steigender Nachfrage haben im Laufe der letzten Jahre immer mehr Wärmepumpenhersteller Steuerungen auf den Markt gebracht, die einen möglichst hohen PV-Eigenverbrauch ermöglichen sollen. Ebenfalls denkbar, wenn auch bisher kaum realisiert, sind Steuerungen, die ein möglichst netzdienliches Verhalten des PV-Wärmepumpensystems ermöglichen, indem sie beispielsweise auf bestimmte, vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) vorgegebene, Stromtarife steuern.

Ziel des Projektes CombiVolt ist es, solche Systeme anhand von Gesamtsystem-Labortests umfassend zu beurteilen und ihre Potentiale unter verschiedenen Randbedingungen mit Hilfe von Simulationsstudien zu analysieren.

Es werden PV-Wärmepumpensysteme von vier verschiedenen Herstellern im Labor des SPF aufgebaut und getestet. Mit dem Concise Cycle Test (CCT) gibt es am SPF seit längerem ein Verfahren, mit dem Heizungssysteme innerhalb weniger Tage geprüft, und die relevanten Systemkennzahlen ermittelt werden können. Darauf aufbauend wird die Testprozedur auf PV-Wärmepumpensysteme erweitert und die Prüfstand-Hardware um zusätzlich benötigte Komponenten ergänzt. Die im Test ermittelten Kennzahlen sind direkt repräsentativ für den Betrieb des Systems im Feld über ein Jahr.

Mit dem CCT werden zunächst Steuerungen zur Eigenverbrauchssteigerung untersucht. Ein Referenzsystem wird in den Simulationsumgebungen von Polysun und TRNSYS abgebildet und simuliert. Verschiedene Randbedingungen wie Klimadaten, Gebäudestandard und -grösse (Ein- und Mehrfamilienhäuser) oder Haushaltsstromprofil werden variiert und ihr Einfluss quantifiziert. Um das Verhalten von PV-Wärmepumpensystemen auch bei unterschiedlichen preislichen Anreizen untersuchen zu können, werden aktuelle Schweizer Stromtarife analysiert und zukünftig mögliche Stromtarifmodelle zusammengestellt. Für diese Tarife werden passende Steuerungsalgorithmen in der Simulation implementiert, welche die preislichen Anreize für den Endkunden möglichst kostenoptimal umsetzen. Die finanziellen Auswirkungen, sowie die Auswirkungen des Verhaltens der Systeme auf das Stromnetz, werden analysiert. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf dem Vergleich von thermischen mit elektrochemischen Speichern. Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, ob und unter welchen Randbedingungen der Einsatz von Speichern ökonomisch sinnvoll ist. Ausserdem wird für beide Speicherarten eine Ökobilanz aufgestellt und ihre Umweltwirkung ins Gesamtsystem eingeordnet. Schliesslich werden Empfehlungen für die Dimensionierung von PV-Wärmepumpensystemen gegeben.

1.2 Ausgangslage (Literaturstudie)

Erste dokumentierte Anwendungen zu intelligenter Laststeuerung (engl. demand-side management) starteten bereits um 1930, beispielsweise im Netz des Energieversorgungsunternehmens Detroit Edison [1]. Sie zielten darauf ab, die



Spitzenlasten im Tagesverlauf besser zu verteilen. Dabei handelte es sich um Systeme, die über eine Elektroheizung die Ladung von installierten thermischen Speichern zu Zeiten mit tiefer Netzbelastung aktivierten. Im Kontext der Umstellung auf erneuerbare Energiequellen hat sich die Problemstellung erweitert. Zusätzlich zum stark variablen Verbrauch kommen aufgrund der witterungsabhängigen Energieproduktion durch erneuerbare Energiequellen wie Sonnen- und Windenergie auch auf der Produktionsseite starke Schwankungen hinzu. Dies erschwert den permanent notwendigen Ausgleich von Produktion und Verbrauch und kann zu zusätzlichen Belastungen für das Netz führen. Diese Belastungen können im Fall von auf Gebäude installierten Photovoltaikanlagen durch direkten Verbrauch im Gebäude zur richtigen Zeit reduziert werden. Um dies zu erreichen, kann der Eigenverbrauch durch Anpassung der Modulausrichtung, durch Verschieben von Lasten mit intelligenter Steuerung der Haushaltsgeräte oder durch die Verwendung eines thermischen oder elektrochemischen Speichers gesteigert werden. Widen et al. [2] kommen zum Schluss, dass von diesen drei Optionen eine Überbrückung der zeitlichen Verschiebung zwischen Ertrag und Verbrauch durch Speicher das grösste Potential hat. Eine detaillierte Auswertung des Potentials einer reinen Lastverschiebung durch intelligente Steuerung von Haushaltsgeräten wurde beispielweise in [3] mit Simulationen auf Basis von gemessenen Daten von 200 schwedischen Haushalten erstellt.

Zur kurzzeitigen Speicherung von Wärmeenergie hat die Verwendung von thermischen Speichern aufgrund der weiten Verbreitung von Warmwasserspeichern und zum Teil Eisspeichern eine grosse Bedeutung [4]. Verschiedene Arbeiten untersuchen den Einsatz von eigenverbrauchssteigernden Steuerungen in Kombination mit elektrischer Wassererwärmung [5, 6]. Der Einsatz konventioneller thermischer Speicher in Kombination mit Wärmepumpen wurde ebenfalls untersucht. Eine Zusammenstellung bisheriger Arbeiten präsentieren Fischer et al. [7]. Eine ausführliche Simulationsstudie wurde für die Randbedingungen in Deutschland durchgeführt [8]. Die Resultate zeigen, dass mit Wärmepumpe, abhängig vom Gebäudestandard, ein Eigenverbrauch von 38-65 % erreicht werden kann, wenn die PV-Leistung für einen durchschnittlichen 4-Personen Haushalt zur Erreichung einer jährlichen Netto-Null-Bilanz bei 5.5 kWp angesetzt wird. Es wird darauf hingewiesen, dass für gut isolierte Gebäude aufgrund des kleineren Wärmebedarfs bei einer Netto-Null-PV-Anlage ein Batteriespeicher nötig ist, um Eigenverbrauchsraten über 50 % zu erreichen. Eine weitere Simulationsstudie weist für ein Gebäude mit 8'719 kWh PV-Produktion und 16'983 kWh Energiebedarf über das Jahr eine Steigerung des Eigenverbrauchanteils von 58.5 % auf 64.7 % aus, wenn der überschüssige PV-Strom mittels Wärmepumpe im Wassertank gespeichert wird. Die Vergrösserung des Speichers von 1.5 m³ auf 3 m³ brachte keine weitere Eigenverbrauchssteigerung [7]. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über bereits vorhandene Literatur zum Thema Photovoltaik in Kombination mit Wärmepumpen.

Die ökonomische Perspektive fügt der Problemstellung zusätzliche Aspekte hinzu. So zeigt sich etwa, dass eine preisorientierte Steuerung der Wärmepumpe bei heutigen Tarifstrukturen unter gewissen Umständen die maximale Netzeinspeisung vergrössert. Dieser Fall kann dann eintreffen, wenn ein Betrieb der Wärmepumpe aus preislichen Gründen in der Nacht erfolgt [9]. Der Effekt einer Vergrösserung des thermischen Speichers wurde von De Coninck et al. [10] untersucht. Es wurde festgestellt, dass eine Vergrösserung des Speichers jeweils

den Energieverbrauch des Systems erhöht. Des Weiteren wird eine Regelung vorgeschlagen, welche für Wärmepumpen-Speicher-Kombinationen zur Reduktion der maximalen Einspeise- und Bezugsleistung führt. Der Effekt eines externen Laststeuerungssignals, das mittels Überladen des thermischen Speichers durch eine Wärmepumpe eine Netzstabilisierung ermöglicht, wurde in dieser Arbeit ebenfalls untersucht. Es wurde gezeigt, dass Wärmepumpen und thermische Speicher ein grosses Potential zur Stabilisierung des Netzes haben, jedoch gleichzeitig den elektrischen Energieverbrauch steigern [11].

Der Einsatz von Batterien (elektrochemische Speicher) zur Eigenverbrauchs-optimierung wird mit der Reduktion der Akkupreise zu einer interessanten Alternative. Braun et al. [12] kommen mit Hilfe von Simulationen zum Schluss, dass die Verwendung einer 16.1 kWh Batterie in Kombination mit einer PV-Anlage mit 5 kWp Nominalleistung den Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms bei einem jährlichen Haushaltsstromverbrauch von 5.5 MWh im Vergleich zu einer Installation ohne Batterie von ca. 35 % auf ca. 70 % erhöhen kann. Velik [13] weist auf Basis von Daten aus 30 österreichischen Haushalten für die Wintermonate mit Hilfe von Simulationen einen 88 % Eigenverbrauch bei Verwendung einer Batterie mit 16 kWh Kapazität bei 17.6 kWh täglichem Verbrauch und 4.5 kWp maximaler PV-Leistung aus. Für einen Beispieltag im Sommer wurde bei gleicher Batteriegrösse und gleicher PV-Anlage eine Eigenverbrauchsprognose von 75 % bei durchschnittlich 14.4 kWh Energieverbrauch erstellt. Ein direkter Vergleich zwischen Batterien und thermischen Speichern wird in [14] auf Grund von Simulationen in Polysun gegeben. Die Autoren weisen darauf hin, dass die Verwendung von thermischen Speichern den jährlichen Energieverbrauch aufgrund der thermischen Verluste und eines höheren Strombedarfs der Wärmepumpe steigert. In einer Beispielrechnung mit einer Wärmepumpe mit einem Strombedarf von 7'728 kWh/a, einer PV-Anlage mit 10.8 kWp, einem Haushaltsstrombedarf von 3'103 kWh/a und einem thermischen Speicher mit 1'000 l Volumen wird eine Steigerung der Eigenverbrauchsquote durch Überladung des Speichers mit verfügbarem PV-Strom von 19.7 % auf 21.1 % angegeben. Im Gegensatz dazu konnte unter identischen Randbedingungen durch Verwendung eines Batteriespeichers mit einer nutzbaren Kapazität von 4.2 kWh eine Erhöhung auf 35.2 % erreicht werden.

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse von Batteriespeichern stellt fest, dass unter den Preisbedingungen von Deutschland im Jahr 2012 die Installation eines Speichers mit bis zu 5 kWh Gesamtkapazität bei 80 % Entladetiefe bereits attraktiv sein kann [15,16]. Die Abhängigkeit der Autarkie und des Eigenverbrauchs eines Gebäudes von Speichergrösse, Speicherleistung und PV-Leistung ist in [17] grundlegend ausgearbeitet worden. Eine ausführliche Zusammenstellung von verschiedenen Resultaten zu PV-Eigenverbrauchsoptimierung mit Batterien und intelligenter Laststeuerung präsentieren Luthander et al. [18]. Die Mehrheit der Resultate wurde mit einer Batteriekapazität gerechnet, welche etwa der 0.5-1-fachen PV-Nominalleistung in kWp entspricht. Für diese Batteriegrösse betrug die Steigerung der Eigenverbrauchsquote zwischen 10 und 24 Prozentpunkte, abhängig von den gewählten Randbedingungen.

Statt den Eigenverbrauch zu steigern, optimieren Vrettos et al. [19] auf minimale Stromkosten. Es wird ein Wohngebäude mit Wärmepumpe für Raumheizung und Kühlung, Elektroboiler für Warmwasser, PV-Anlage und Batterie betrachtet. Sie



schlagen eine modellprädiktive Regelung vor. Die Analyse erfolgt für drei Stromtarifvarianten: ein Tag-Nacht Tarif, ein variabler Day-Ahead Tarif und ein dynamisches Real-Time-Pricing. Mit der vorgeschlagenen Regelung, PV-Anlage und Bewirtschaftung der thermischen Masse des Gebäudes können die Stromkosten um bis zu 24.5 % gesenkt werden.

Tabelle 1: Übersicht der wichtigsten Studien mit Randdaten und Ergebnissen für PV-Eigenverbrauch

Artikel	System	PV-Anlage, Energiebedarf	Eigenverbrauchsquoten
Advanced control of heat pumps for improved flexibility of Net-ZEB towards the grid Dar et al. [9]	<ul style="list-style-type: none"> Referenzsystem mit Warmwasserspeicher System mit Kombispeicher PV-Wärmepumpe 	<ul style="list-style-type: none"> Netto-Nullenergie Gebäude 	<ul style="list-style-type: none"> 19.3-20.3 % für Referenzsystem ohne Eigenverbrauchssteigerung Verbessert sich zu 26.3-32.0 % in Abhängigkeit der Speichergrösse
Demand side management through heat pumps, thermal storage and battery storage to increase local self-consumption and grid compatibility of PV systems Williams et al. [8]	<ul style="list-style-type: none"> PV-Wärmepumpe Kombispeicher 1'000 l plus 200 l für jedes kW nominelle Heizlast über 5 kW 	Zwei Varianten: <ul style="list-style-type: none"> PV 5'500 kWh mit Energiebedarf 5'300-12'600 kWh Netto-Null mit Energiebedarf 5'300-12'600 kWh 	<ul style="list-style-type: none"> 38-65 % abhängig vom totalen Energiebedarf 37%-40 % ungefähr konstant/unabhängig vom totalen Energieverbrauch für Netto-Null Gebäude
Smart meter enabled control for variable speed heat pumps to increase PV self-consumption Fischer et al. [7]	<ul style="list-style-type: none"> PV mit Wärmepumpe Kombispeicher 1'500 l 	<ul style="list-style-type: none"> PV-Ertrag 8'719 kWh Elektrizitätsbedarf 16'983 kWh ohne Überladung des Speichers 	<ul style="list-style-type: none"> Ohne Smart Control: 58.5 % Mit Smart Control 64.7-65.2 % abhängig von der Speichergrösse
Maximizing local PV utilization using small-scale batteries and flexible thermal loads Vrettos et al. [14]	<ul style="list-style-type: none"> PV mit Wärmepumpe Kombispeicher 500-1'500 l Batterie 6 kWh 	<ul style="list-style-type: none"> PV-Ertrag 10'150 kWh Elektrizitätsbedarf ohne Überladung des Speichers 10'839 kWh ungefähr Netto-Null-Gebäude 	<ul style="list-style-type: none"> Ohne Smart Control 19.7-20.8 % abhängig vom Speicher Mit nur thermischer Speicherung 21.1-29.0 % (500-1'500 l) Mit Batteriespeicher 35.2 % Kombiniert 36.5 % (500 l)

In den ausgewerteten Studien werden zum Teil erste Vergleiche von thermischer und elektrochemischer Speicherung für bestimmte Systemkonfigurationen und -grössen gemacht, aber wenig allgemeingültige Aussagen abgeleitet. Bisher wurden weder die Wirtschaftlichkeit noch ökologische Gesichtspunkte im Vergleich der beiden Speicherarten berücksichtigt. In CombiVolt werden umfassende Untersuchungen durchgeführt, welche Wirtschaftlichkeit und Ökobilanzierung einbeziehen. Nur ansatzweise wurden bisher zukünftige Stromtarifmodelle berücksichtigt. Diese werden ein wesentlicher Punkt bei den Simulationen in CombiVolt sein. Ebenfalls fehlen in den bisherigen Studien Messresultate unter Laborbedingungen, die den Nutzen einer Regelung beispielsweise für die Zielgrösse PV-Eigenverbrauchssteigerung quantifizieren können.



1.3 Kennwerte für PV-Wärmepumpensysteme

Als Kennwerte für PV-Wärmepumpensysteme werden meist die Eigenverbrauchsquote R_{eig} der PV-Anlage und der Autarkiegrad R_{aut} des Haushalts deklariert (vgl. [20]). Diese sind definiert als:

Formel 1:
$$R_{eig} = \frac{W_{eig}}{W_{PV}} = \frac{W_{ges} - W_{NB}}{W_{PV}}$$

Formel 2:
$$R_{aut} = \frac{W_{eig}}{W_{ges}} = \frac{W_{ges} - W_{NB}}{W_{ges}}$$

Der Eigenverbrauch W_{eig} bezeichnet denjenigen Anteil des PV-Ertrages W_{PV} der zeitgleich verbraucht wird. Da dieser Eigenverbrauch selten direkt gemessen wird, erweist sich eine Bestimmung aus der Differenz des elektrischen Gesamtenergieverbrauchs W_{ges} und des Netzbezugs W_{NB} oft als sinnvoller und praktikabler Weg.

Netzbezug W_{NB} und Netzeinspeisung W_{NE} geben Aufschluss darüber, wie viel Strom vom Netz bezogen, respektive ins Netz eingespeist wurde.

Das PV-Ertragsverhältnis R_{PV} sagt aus, wie hoch der PV-Ertrag ausfällt im Vergleich zum elektrischen Gesamtenergieverbrauch:

Formel 3:
$$R_{PV} = \frac{W_{PV}}{W_{ges}}$$

Sind PV-Ertrag und elektrischer Gesamtenergieverbrauch gleich hoch und somit $R_{PV} = 1$, spricht man von einem Netto-Nullenergie Gebäude.

Um thermische und elektrochemische Speicher miteinander vergleichen zu können, wurde als Masseinheit ein "Stromspeicheräquivalent" eingeführt. Für Batteriespeicher entspricht dies der nutzbaren Speicherkapazität (bis zur maximalen Entladetiefe). Bei thermischen Energiespeichern wird die auf Grund der Stoffeigenschaften des Mediums und dem nutzbaren Temperaturbereich berechnete thermische Energiespeicherkapazität durch den COP der Wärmepumpe geteilt:

Formel 4:
$$C_{el} = \frac{(T_{TES,max} - T_{TES,set}) \cdot V_{TES} \cdot \rho_W \cdot c_{p,W}}{COP \cdot 3600s/h \cdot 1000W/kW}$$

C_{el} Stromspeicheräquivalent [kWh]

$T_{TES,max}$ maximale Überladetemperatur des thermischen Energiespeichers [K]

$T_{TES,set}$ Speicher-Solltemperatur ohne Eigenverbrauchssteigerung [K]

ρ_W Dichte von Wasser [kg/m³]

V_{TES} Nutzbares Volumen des thermischen Energiespeichers [m³]

$c_{p,W}$ spezifische Wärmekapazität von Wasser [J/(kgK)]

COP Arbeitszahl der Wärmepumpe. Es wird vereinfachend mit $COP = 3$ gerechnet.

Bei der Analyse der im Projekt erarbeiteten Resultate hat sich gezeigt, dass die konventionellen Kennwerte wie Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad nicht hinreichend sind, um ein System zu beurteilen, da sie insbesondere die Systemeffizienz nicht wunschgemäß abbilden. Deshalb wird die Netzaufwandszahl R_{net} eingeführt, welche das Verhältnis von ab Netz bezogener Energie zum Gesamt-Nutzenergiebedarf E_{nutz} beschreibt. Die Nutzenergie beinhaltet dabei den



Haushaltsstromverbrauch W_{HH} sowie den thermischen Energiebedarf für Warmwasser Q_{WW} und Raumheizung Q_{RH} .

Formel 5:
$$R_{net} = \frac{W_{NB}}{E_{nutz}}$$

Formel 6:
$$E_{nutz} = W_{HH} + Q_{WW} + Q_{RH}$$

Darüber hinaus sind die Netzbezugsleistung P_{NB} und die Netzeinspeiseleistung P_{NE} des Endkunden aus bzw. in das öffentliche Stromnetz vor allem für die Netzbetreiber wichtige Grössen. Dabei interessiert insbesondere die Netzbezugsspitze P_{NBmax} und die Netzeinspeisespitze P_{NEmax} , also die maximale Leistung mit der Strom bezogen bzw. eingespeist wird.

1.4 Kritische Betrachtung von Verlusten und Kennwerten

Mit zunehmendem Einsatz von Wärme- und/oder Stromspeichern kann der Netzbezug zwar verringert werden, jedoch steigt dabei der elektrische Gesamtenergieverbrauch auf Grund von Speicherverlusten und niedrigerem COP der Wärmepumpe bei der Speicherbewirtschaftung. Wird dieser zusätzliche elektrische Energieverbrauch eingerechnet in den Gesamtenergieverbrauch W_{ges} , so kann dies dazu führen, dass ab einem gewissen Punkt zwar die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad weiter steigen, der Netzbezug aber nicht weiter sinkt oder sogar zunimmt. Dies wiederum kann dazu führen, dass sowohl die Eigenverbrauchsquote als auch der Autarkiegrad bei einem System mit hohen Speicherverlusten (zum Beispiel Verluste beim Be- und Entladen einer Batterie) höher ausfallen als bei einem gleichen System mit weniger Speicherverlusten. Dies deshalb, weil der Eigenverbrauch $W_{eig} = W_{ges} - W_{NB}$ prozentual mehr zunimmt als der elektrische Gesamtenergieverbrauch W_{ges} . Beispielzahlen hierzu sind in Tabelle 2 dargestellt. Aus den Beispielwerten folgt bei einer Batterie ohne Verluste eine Eigenverbrauchsquote und ein Autarkiegrad von 50 %. Bei einem System mit substantiellen Batterieverlusten erhöht sich sowohl die Eigenverbrauchsquote als auch der Autarkiegrad. Dabei ist es unerheblich, ob die Verluste einem Batteriesystem zuzuschreiben sind oder einem thermischen Speicher. Das Resultat ist dasselbe.

Tabelle 2: Beispielwerte (übertrieben) zur Verdeutlichung des Energieverlust-Paradoxons.

	Batterie verlustfrei	Batteriesystem mit 1'000 kWh Verlusten
Haushaltsstromverbrauch [kWh]	3'000	3'000
Elektrischer Energieverbrauch Heizsystem [kWh]	3'000	3'000
Batteriesystemverluste [kWh]	0	1'000
Elektrischer Gesamtenergieverbrauch [kWh]	6'000	7'000
PV-Ertrag [kWh]	6'000	6'000
Netzbezug [kWh]	3'000	3'200
Netzeinspeisung [kWh]	3'000	2'200
Autarkiegrad [%]	50	54
Eigenverbrauchsquote [%]	50	63
Netzaufwandszahl [%]	25	27



Verlässlichere Zielgrößen für die Optimierung der Anlage aus Sicht des Endkunden sind deshalb der verbleibende Netzbezug W_{NB} oder das Verhältnis von Netzbezug zum Gesamt-Nutzenergiebedarf, welches wir als Netzaufwandszahl R_{net} bezeichnen (Formel 5). Auch diese beiden Werte beinhalten jedoch weder die Beurteilung der möglicherweise entgangenen Einspeisung von PV-Strom ins Netz, noch das Interesse der Netzbetreiber, vor allem die Netzbezugs- und Netzeinspeisespitzen zu reduzieren.



2 Systemtests

2.1 Ausgangslage Systemtests

Der Concise Cycle Test (CCT) ist eine Testmethode zur Prüfung kompletter Heizsysteme unter realen Bedingungen. Ausgangslage für die Entwicklung der CCT-Methode war unter anderem die von Bales vorgestellte "Combittest" Methode [21] zur Prüfung von Kombispeichern als Teil von thermischen Solaranlagen.

Die Entwicklung des ursprünglichen CCT zur Prüfung von Komplettsystemen mit thermischen Kollektoren in Kombination mit Öl- und Gaskesseln erfolgte bereits in den Jahren 2002 – 2004 im Rahmen des IEA SHC Task 26 [22]. In weiteren Schritten wurden das Verfahren und die zugehörige Testinfrastruktur erweitert um zum einen auch Systeme mit Wärmepumpen nach dem Hardware-in-the-Loop-Verfahren testen zu können [23] und zum anderen ein direkt extrapolierbares Resultat der Messung zu erhalten [24].

Die generelle Funktionsweise der Testmethode ist im Folgenden erklärt:

Auf dem Prüfstand wird der realitätsnahe Betrieb einer kompletten Heizungsanlage ermöglicht, indem ein Gebäude während eines 6-tägigen Prüfzyklus simuliert und emuliert wird. Diese Nachbildung umfasst die Gebäudehülle und die Umweltwärme als Wärmequelle einer Wärmepumpe (Umgebungsluft- oder Erdwärmesonden) sowie die thermische Last für Raumheizung und Warmwasser in Abhängigkeit der Wetterdaten. Das Verfahren zur Simulation und Emulation kann wie folgt beschrieben werden:

- Durch die Prüfstandsoftware werden am Ende jeden Zeitschrittes aktuelle Messwerte aus dem installierten System an die Simulationssoftware übergeben.
- In der Simulation wird entsprechend der eingestellten Parameter sowie der übergebenen Werte das Verhalten der jeweiligen emulierten Komponente berechnet und an die Prüfstandsoftware übermittelt.
- Während jedem Zeitschritt steuert die Prüfstandsoftware die Emulation, während die Simulationssoftware pausiert. Erst am Ende des Zeitschrittes werden neue Messdaten an die Simulationssoftware übergeben und die Zielgrößen für die Regelung während dem nächsten Zeitschritt durch die Simulationssoftware ermittelt.

2.2 Vorgehen und Methode

2.2.1 Erweiterung des CCT

Im vorliegenden Projekt wurde der CCT von einem Prüfverfahren für Heizungsanlagen, die Raumwärme und Warmwasser bereitstellen, zu einem Prüfverfahren für Anlagen zur Wärme- und Stromversorgung von Gebäuden erweitert. Für diese Transformation waren im wesentlichen folgende Erweiterungen und Veränderungen nötig:

- Emulation einer PV-Feldes.
- Einführung eines Haushaltsstromprofils und Haushaltsstromemulators.

- Anpassung des Prüfzyklus um ein direkt extrapolierbares Testresultat mit Verwendung einer PV-Anlage und gegebenenfalls mit elektrochemischem Speicher zu erhalten.

In Abbildung 1 ist das Prinzip des erweiterten Prüfverfahrens dargestellt. Beispielhaft eingezeichnet ist ein Heizsystem mit Sole/Wasser Wärmepumpe. Bei Verwendung einer Luft/Wasser Wärmepumpe wird die Ausseneinheit in einer Klimakammer aufgestellt, in der die Luft nach dem hinterlegten Wetterdatensatz konditioniert wird.

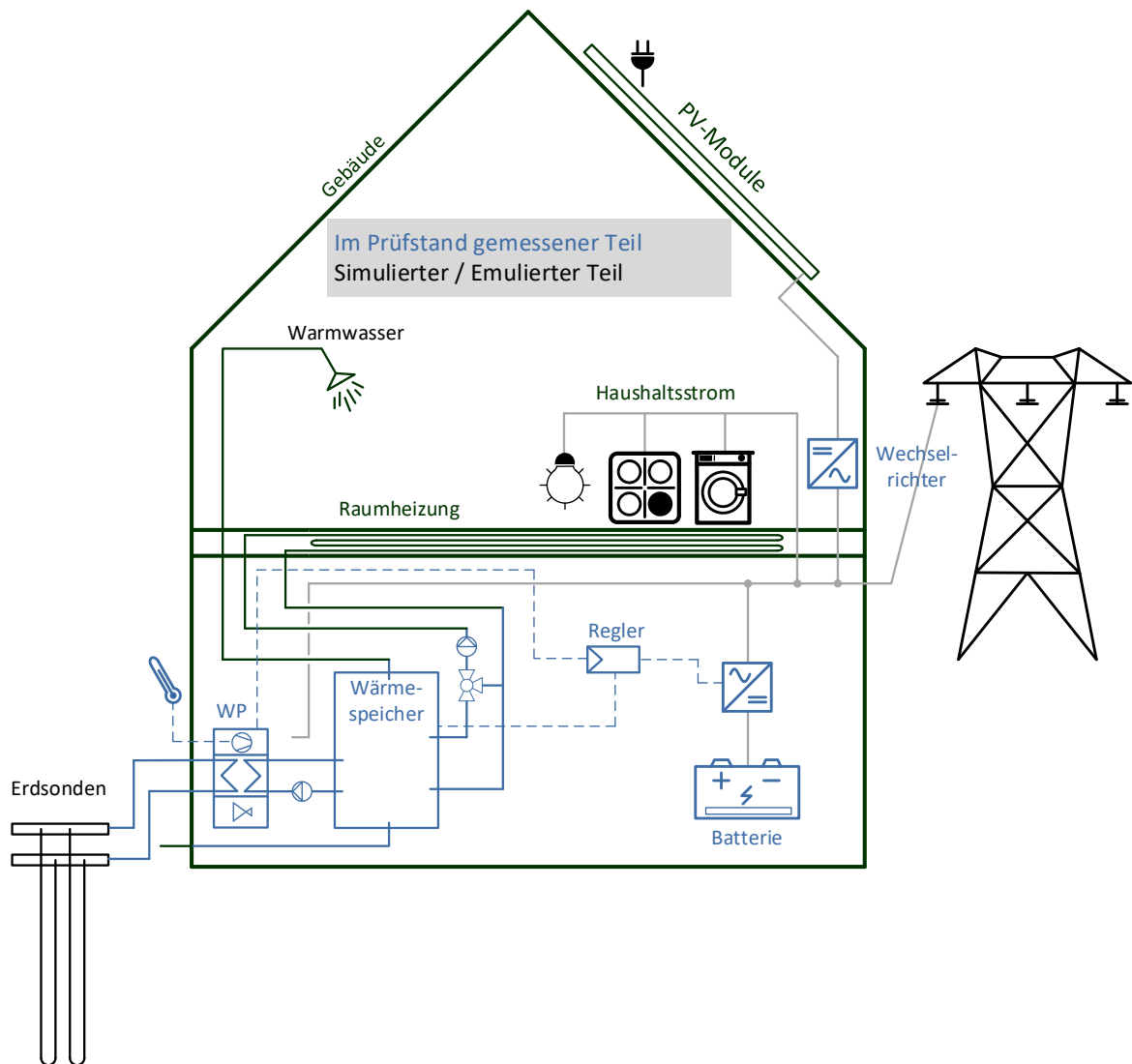


Abbildung 1: Prinzip des Concise Cycle Test am Beispiel eines Heizsystems mit Sole/Wasser Wärmepumpe, thermischem Speicher und Batterie. Alle in blau eingezeichneten Komponenten werden real installiert. Die schwarz eingezeichneten Komponenten werden durch den Prüfstand emuliert.

Emulation eines PV-Feldes

Wie in Abbildung 1 dargestellt, sind die PV-Module nicht Teil des zu prüfenden Systems. Sie werden durch den Prüfstand simuliert und emuliert. Ein Wechselrichter sollte möglichst geliefert und installiert werden. Andernfalls wird ein passender Wechselrichter durch das SPF gestellt.



Abbildung 2: Gleichstromquelle zur Emulation der PV-Module.

Die Emulation des PV-Feldes wird mittels einer steuerbaren Gleichstromquelle durchgeführt (Abbildung 2). Die Ansteuerung der Gleichstromquelle erfolgt entsprechend den berechneten Werten aus einem Simulationsmodell. Dieses Modell benötigt verschiedene Eingaben:

Die Strahlungsdaten, die Belastungsspannung und die Zelltemperatur.

Die Strahlungsdaten werden aus den Wetterdaten der Gebäudesimulation übergeben. Die Belastungsspannung ist diejenige aus dem real installierten Wechselrichter (MPP-Tracking). Die Zelltemperatur wird in einem zweiten Simulationsmodell der PV-Module berechnet. Dies ist deshalb nötig, weil die Software des Emulators die Zelltemperatur nicht selbst berechnen kann¹.

Die Ansteuerung des Emulators aufgrund

der beschriebenen Simulationen erfolgt stufenlos innerhalb des folgenden Bereiches:

- 0 ... 10 kW
- 0 ... 1000 VDC
- 0 ... 13 A

Haushaltsstromprofil und Haushaltsstromemulator

Im Zuge der Erweiterung des CCT auf Systeme zur Wärme- und Stromversorgung ist auch der Haushaltsstrom im Gebäude zu berücksichtigen. Im betrachteten Gebäude mit einem Raumwärmebedarf von 60 kWh/(m²a) am Standort Zürich bei einer Energiebezugsfläche (EBF) von 140 m² stellt die Wärmepumpe (WP) typischerweise den grössten Einzelverbraucher dar. Je nach Effizienz des Heizsystems bewegt sich der Bedarf an Strom für Haushaltsgeräte und Licht aber in der gleichen Grössenordnung.

In einem ersten Schritt wurde ein Profil für ein komplettes Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von 1 min definiert (vgl. Kapitel 4.1 Randbedingungen). Dieses Profil zeigt den typischen Verbrauch eines 4-Personen Haushaltes in der Schweiz [25]. Aus diesem Profil wurden 6 einzelne Tage zu einem Prüfzyklus zusammengefasst. Das Vorgehen dieser Auswahl ist unter "Anpassung des Prüfzyklus" beschrieben.

Die maximale Leistung des Profils beträgt 5 kW. Durch den Prüfstand muss diese Leistung real "verbraucht" werden. Zu diesem Zweck wurde ein neuer Emulator

¹ Der vermeintliche Nachteil eines zweiten Simulationsmodells der PV-Module zur Berechnung der Zelltemperatur führt zu einem gewünschten Nebeneffekt: Für die Emulation von PV-T Kollektoren können eigene Simulationsmodelle zur Berechnung des thermischen Ertrages verwendet und mit dem elektrischen Teil gekoppelt werden.

konzipiert und umgesetzt. In einem ersten Entwurf wurden dazu Heizstäbe verwendet, die per Pulsweitenmodulation (PWM) angesteuert wurden. Die entstandene Wärme wurde über einen Wasserkreislauf abgeführt. Auf diese Weise konnte eine sehr genaue Emulation des vorgegebenen Profils erreicht werden.

Das geprüfte System muss diesen Verbrauch erfassen können, um seine eigene Regelung darauf abzustimmen. Dazu wurde die Installation so ausgeführt, dass für den Prüfling eine Messstelle zur Verfügung steht. Das aus der PWM resultierende Signal konnte jedoch von heute üblichen Messgeräten nur ungenau erfasst werden. Um dem Prüfling eine gute Grundlage für die Regelung zu ermöglichen, musste der Emulator deshalb geändert werden.

Im zweiten Entwurf wurden statt der el. Widerstandsheizung mit PWM fixe elektrische Widerstände gewählt. Diese Widerstände wurden so geschaltet, dass durch Serienschaltung, Reihenschaltung oder einer Kombination aus Serien- und Reihenschaltung mehrere verschiedene Leistungsstufen angesteuert werden können. Der Verbrauch dieser Widerstände ist allerdings zum einen nicht stufenlos regelbar und zum anderen abhängig von der aktuellen Netzspannung. Aus diesem Grund wurde dieser Emulator mit einer steuerbaren Stromsenke mit einer Leistung von 150 W ergänzt. Dadurch kann der Emulator stufenlos geregelt und durch Netzspannung verursachte Differenzen können ausgeglichen werden. Somit konnte eine identische Last für alle geprüften Systeme garantiert werden. In Abbildung 3 ist ein Ausschnitt aus dem Haushaltsstromprofil dargestellt. Dieses Profil wurde an die Leistungsstufen der ersten Version des Emulators angepasst und dann konsequenterweise auch für alle Tests so belassen.

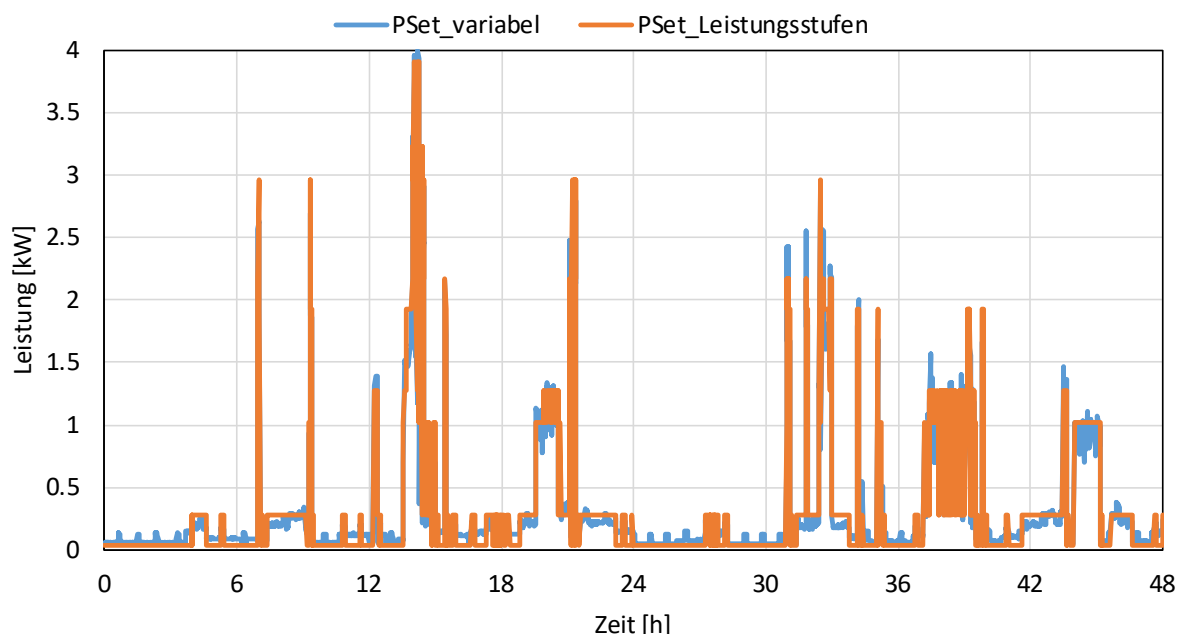


Abbildung 3: Ausschnitt des Haushaltsstromprofils nach der Anpassung auf die Leistungsstufen des Haushaltsstromemulators.



Anpassung des Prüfzyklus

Ein zentrales Element des CCT ist die Definition der Rahmenbedingungen. In der bisherigen Form bestanden diese Rahmenbedingungen aus

- einem Wetterdatensatz,
- einem auf die Wetterdaten abgestimmten Profil für die Raumheizung des Gebäudes
- und einem Zapfprofil für den Warmwasserbezug.

Für die Erweiterung im Projekt CombiVolt wurde dazu ein Haushaltsstromprofil ergänzt. Gleichzeitig mussten auch die restlichen Profile wegen der Besonderheiten der Photovoltaik angepasst werden.

Vorgaben für die resultierenden Profile waren:

- Extrapolierbare Strahlungssumme: Die Summe Solarstrahlung der sechs Tage muss proportional sein zur Strahlungssumme des Jahres
- Typische Tages-Solarstrahlungsverläufe mit verschiedener Charakteristik
- "Concise Cycle Kriterium": Identischer Energiebedarf bei Auswertung verschiedener 6-Tages Testperioden, z.B. von Tag 1 bis 6, Tag 2 bis 7 usw.
- Extrapolierbare Kennzahlen: Eigenverbrauch, Autarkie, Netzbezug etc.

Zur Definition des Prüfzyklus wurde ein Simulationsmodell eines Heizsystems in TRNSYS erstellt (vgl. Kapitel 4.2.2 Kombispeichersystem) und mit verschiedenen Parametern jeweils mit einem 6-Tages Prüfzyklus und über ein ganzes Jahr simuliert. Die Resultate der beiden Varianten wurden dann gegenübergestellt bzw. die Differenz des extrapolierten Ergebnisses der 6-Tages Simulation zum Ergebnis der Jahressimulation minimiert. Die Extrapolierbarkeit der Resultate aus dem 6-Tages CCT ist gegeben, wenn die Resultate, mit dem Faktor $365/6$ multipliziert, mit geringer Abweichung dem Ergebnis eines ganzen Kalenderjahres entsprechen.

Zum Minimieren der Differenz wurde das Optimierungsprogramm GenOpt verwendet. Nach einer manuellen Vorauswahl der Tage (Wetterdaten, Haushaltsstromprofil und WW-Zapfprofil) wurden die Profile auf die oben genannten Kriterien optimiert. Der resultierende Prüfzyklus, bzw. die resultierenden Profile sind im Kapitel 2.2.2 Randbedingungen Klima und Last dargestellt.

Anschliessend wurde anhand von verschiedenen Systemsimulationen überprüft, ob das gefundene Profil auf verschiedene Systeme anwendbar ist. Dazu wurden folgende Parameter variiert und die Simulationsresultate aus 6-Tages Simulation und Jahressimulation gegenübergestellt:

- Parameter der Wärmepumpe
 - Quelle (Luft/Wasser und Sole/Wasser)
- Hydraulische Anbindung (verschiedene Konzepte)
- Regelstrategie der Wärmepumpe
 - Rein wärmegeführter Betrieb
 - Verschiedene Strategien zur Steigerung des Eigenstromverbrauches von PV-Strom
- Parameter des thermischen Speichers
 - Volumen ($0.7 - 1.5 \text{ m}^3$)
 - Isolation
 - Positionen von Ein- und Auslässen



- Feldgrösse der PV-Anlage (3.4 – 7.2 kWp)
- Parameter des elektrochemischen Speichers
 - Nutzbare Kapazität (3.4 – 13.0 kWh)
 - Maximale Beladeleistung (1.7 – 7.2 kW)
 - Maximale Entladeleistung (1.1 – 7.2 kW)

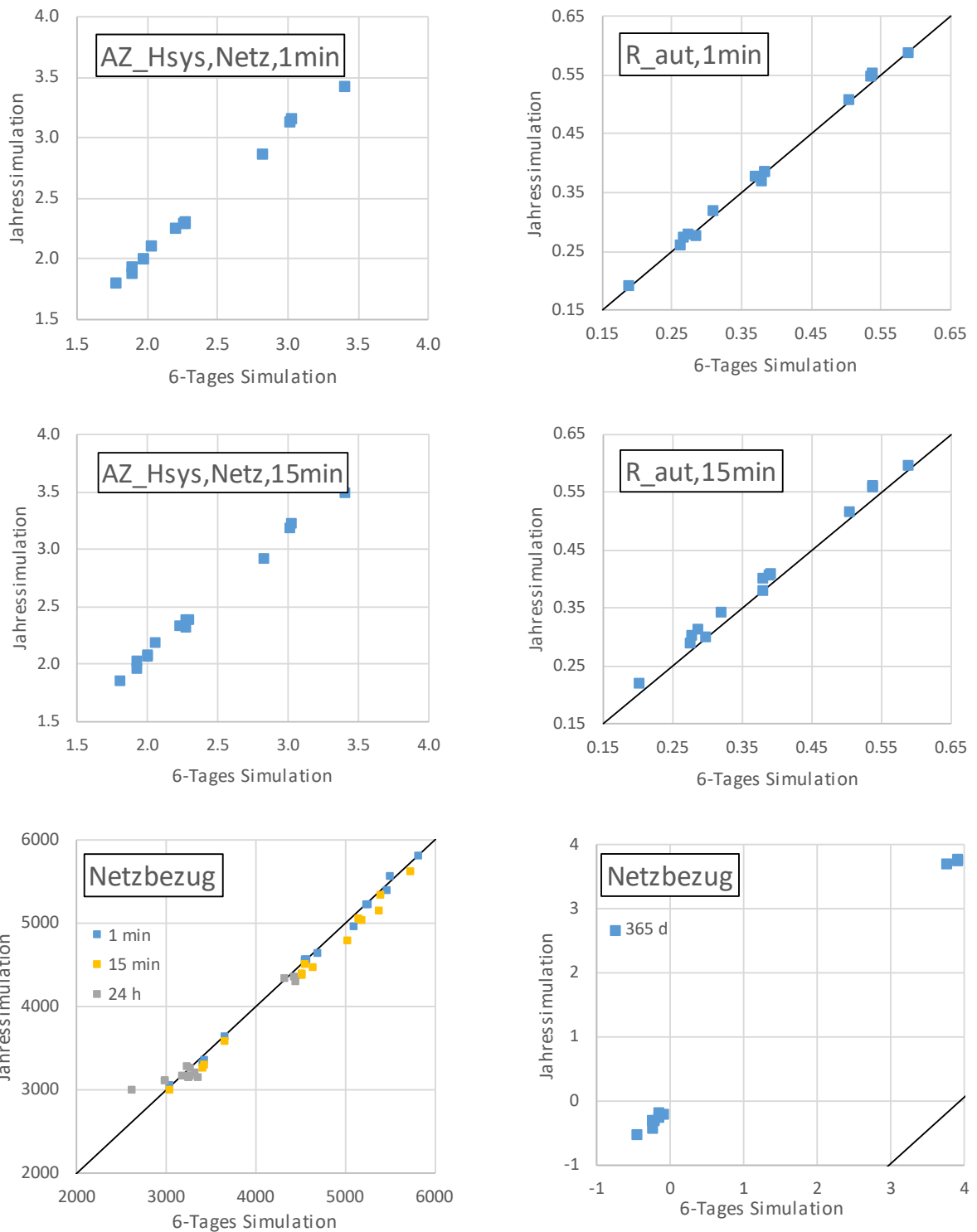


Abbildung 4: Gegenüberstellung verschiedener Kennzahlen und Auswerteintervalle (1 min, 15 min, Tageswerte und Jahreswerte) aus den simulierten Systemvarianten zur Validierung der Anwendbarkeit des Prüfzyklus.



In Abbildung 4 sind die Resultate aus den 6-Tages Simulationen und den Jahressimulationen der verschiedenen Varianten dargestellt. Gezeigt werden verschiedene Auswertintervalle: 1 min, 15 min, Tageswerte und Jahreswerte, angewendet auf die Arbeitszahl, den Autarkiegrad und den Netzbezug. Zur Berechnung der Arbeitszahl wurde der Netzbezug in den genannten Auswertintervallen verwendet.

Es zeigt sich, dass der gefundene Prüfzyklus für verschiedene Systemvarianten und Systemgrößen anwendbar ist.

2.2.2 Randbedingungen Klima und Last

Die Randbedingungen für Klima und Last sind im Test vorgegeben. In Abbildung 5 sind die Aussentemperatur sowie die Strahlung auf die Modulebene im Verlauf des Tests dargestellt.

Abbildung 6 zeigt die täglich zu erreichende Heizlast. Mit der vorgegebenen Heizlast wird die Raumtemperatur auf 20°C gehalten. Bei Erreichen des Tages-Sollwertes wird die Wärmeversorgung des Gebäudes unterbrochen.

In Abbildung 7 ist das Warmwasser-Zapfprofil des Tests dargestellt. Die einzelnen Zapfungen sind in Durchsatz, Tageszeit, Energiemenge und Kaltwassertemperatur realistisch verteilt. Die einzelnen Tage des Prüfzyklus sind verschieden, die Energiemenge variiert zwischen 6 kWh/d und 12 kWh/d.

In Abbildung 8 ist das Haushaltsstromprofil des Tests dargestellt. Die zeitliche Auflösung des Profils beträgt 1 min. Die minimale Leistung beträgt 0.12 kW, die maximale Leistung 4.91 kW. Die einzelnen Tage des Prüfzyklus sind verschieden. Die Energiemenge pro Tag variiert zwischen 6.6 kWh und 12.9 kWh. Insgesamt beträgt der Bedarf an Haushaltsstrom 54.6 kWh.

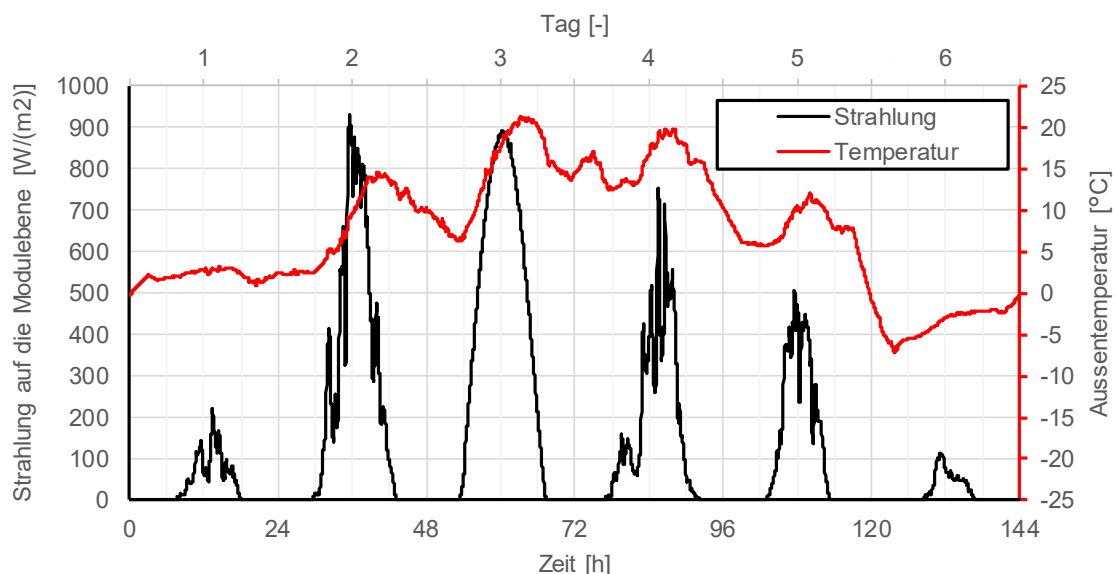


Abbildung 5: Aussentemperatur und Strahlung auf die Modulebene im 6-Tages Test.

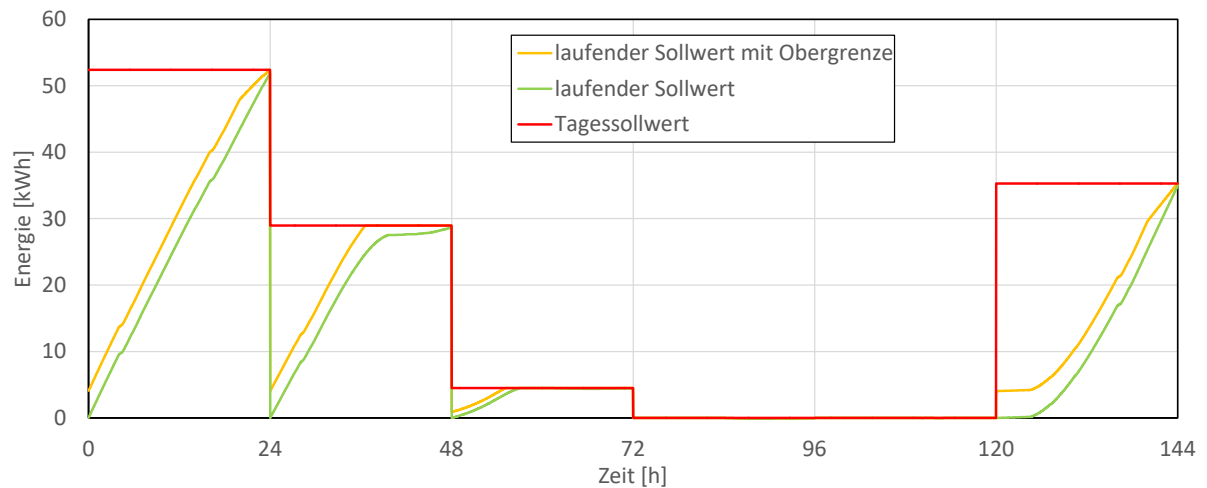


Abbildung 6: Vordefinierte Heizlast. Der vorgegebene Wert muss täglich erreicht und kann nicht überschritten werden. Mit der vorgegebenen Heizlast wird die Raumtemperatur im virtuellen Gebäude auf 20°C gehalten.

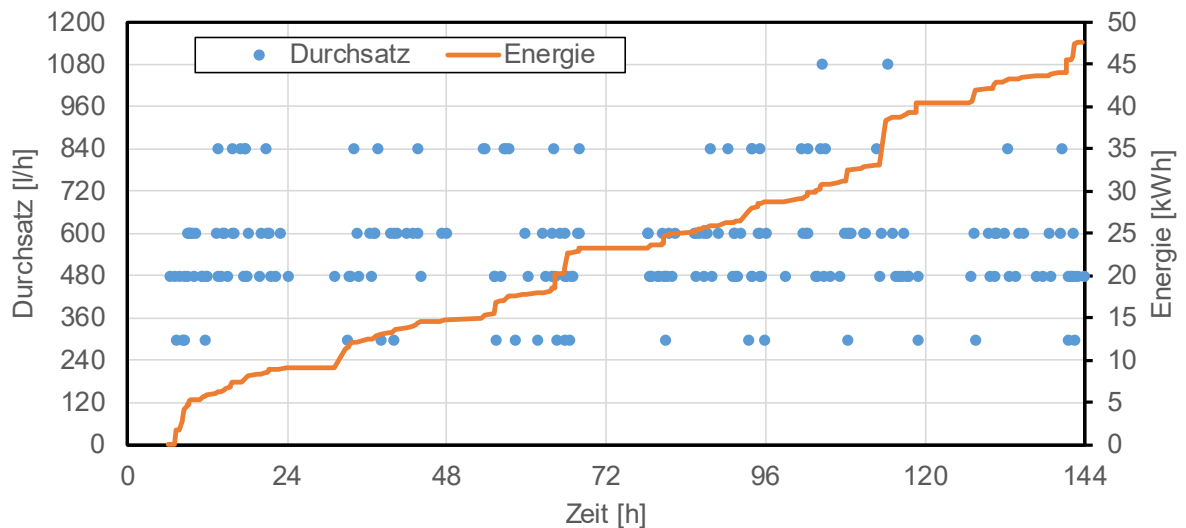


Abbildung 7: Zapfprofil im 6-Tages Test.

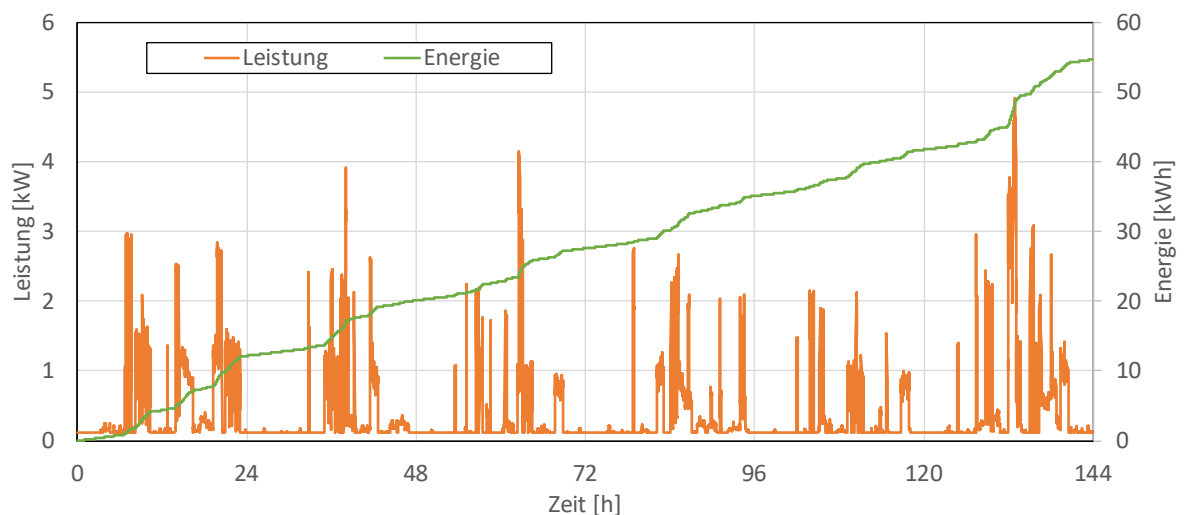


Abbildung 8: Haushaltsstromprofil im 6-Tages Test.



2.2.3 Simulierte und emulierte Komponenten

Damit die Vergleichbarkeit der Resultate der CCT verschiedener Systeme gegeben ist, werden für alle getesteten Systeme die gleichen Randbedingungen für die emulierten Komponenten vorgegeben. Dies sind:

- PV-Anlage: 2 x 12 Module, 5.76 kWp, Ausrichtung 45° Süd (Photovoltaik-modul: Panasonic VBHN240SJ25)
- Raumheizungsbedarf: Fussbodenheizung 140 m², 7.4 MWh/a bzw. 120 kWh im 6-Tages Test
- Warmwasserbedarf: 4 Personen, 3 MWh/a bzw. 50 kWh im 6-Tages Test, max. Durchsatz 18 l/min
- Haushaltsstromverbrauch: 4 Personen, 3.3 MWh/a bzw. 55 kWh im 6-Tages Test; Auflösung des Profils 1 min.; max. Leistung 5 kW

2.2.4 Messgrössen und Datenaufzeichnung

Thermische Messstellen

Die zur Bestimmung der Nutzwärme wichtigen thermischen Grössen werden jeweils mit eingetauchten Temperaturfühlern im Vor- und Rücklauf sowie mit einem Volumen- oder Massenstrommessgerät erfasst. Aus diesen Werten wird sekundlich die Leistung \dot{Q} berechnet, die wiederum zu Energien Q aufkumuliert wird:

Formel 7:
$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot [h(\vartheta_{in,i}) - h(\vartheta_{out,i})]$$

Formel 8:
$$Q = \sum \dot{Q} \cdot \Delta t$$

Standardmässig wird die Messung der Temperatur im Speicher annähernd über ein Fühlerband durchgeführt, welches mit acht Anlegefühlern, die äquidistant verteilt sind, auf die Aussenwand des Speichers aufgeklebt wird.

Weitere Anlegefühler können an Positionen wie z.B. dem primärseitigen Rücklauf eines Frischwassermoduls, vor und nach Umschaltventilen oder im Kältemittelkreis einer Wärmepumpe angebracht werden.

Elektrische Messstellen

Zur Messung der elektrischen Leistung stehen mehrere Messgeräte zur Verfügung, die je nach System Anwendung finden. Galvanisch eingebunden kann die Leistung in verschiedenen Stufen gemessen werden, wenn möglich auf mehrere Messstellen verteilt. Zusätzlich stehen Rogowski-Spulen zur berührungslosen Messung bereit.

Eine Beschreibung der erweiterten Testmethode mit allen eingeführten Neuerungen ist auf der Homepage des SPF in der Rubrik "Testing/Systeme" zu finden [26].



2.3 Resultate der Systemtests

2.3.1 Geprüfte Systeme

Im Projekt CombiVolt wurden Systemtests an vier verschiedenen Komplettsystemen durchgeführt. Die getesteten Systeme zielten darauf ab, den Eigenverbrauch zu erhöhen und die Stromkosten für den Haushalt zu senken. Zu diesem Zweck war in jedem der geprüften Systeme ein Regler enthalten, der den vorhandenen PV-Überschuss und die im System verfügbaren Speicherkapazitäten möglichst intelligent verwendet. In Tabelle 3 ist eine Beschreibung der im Prüfstand gemessenen Systeme zu finden. Die Bezeichnung der Systeme setzt sich jeweils aus drei Teilen zusammen: Thermischer Speicher, Elektrochemischer Speicher und die Quelle der Wärmepumpe. Die Bezeichnung KombiBatLuft bedeutet entsprechend, dass es sich um ein System mit Kombispeicher, Batterie und einer Luft-Wasser Wärmepumpe handelt.

Tabelle 3: Beschreibung der im Prüfstand gemessenen Systeme.

		2SpSole	KombiBatLuft	KombiLuft	KombiBatSole
Thermischer Speicher		WW + Heizungs-puffer	Kombispeicher	Kombispeicher	Kombispeicher
Volumen	[l]	390 + 500	600	900	900
Höhe	[m]	1.7 / 1.6	1.6	2.0	2.0
Brauchwarmwasser		WW-speicher	Frischwasser-modul	Interner WÜ	Tank-In-Tank
Warmwasser-volumen	[m³]	0.4	-	0.3	0.2
Elektrochemischer Speicher		Nein	Ja	Nein	Ja
Kapazität (total)	[kWh]	-	6.5	-	6.9
Max. Entladetiefe	[-]		0.9		0.9
Max. Beladeleistung	[kW]		2.1		2.1
Max. Entladeleistung	[kW]		1.9		1.9
Einspeisung ins Hausnetz			1-Phasig		3-Phasig
Wärmepumpe					
Quelle		Sole	Luft	Luft	Sole
Wärmeleistung 0/35	[kW]	14.3		14.0	3.3
Wärmeleistung 0/50	[kW]	10.5		k.A.	2.9
Max. Vorlauftemperatur (Verdichterbetrieb)	[°C]	60	60	k.A.	65

k.A. = keine Angabe.

Je zwei der geprüften Systeme verwenden eine Luft-Wasser Wärmepumpe, respektive eine Sole-Wasser Wärmepumpe. Zur Warmwasserbereitung werden vier verschiedene Konzepte verwendet: Ein Warmwasserspeicher, ein interner Wärmeübertrager (WÜ) in einem Kombispeicher, ein Frischwassermodule sowie ein Tank-In-Tank Speicher. Je ein System mit Luft-Wasser Wärmepumpe und mit



Sole-Wasser Wärmepumpe beinhaltet einen elektrochemischen Energiespeicher in Ergänzung zu den thermischen Speichern.

In Abbildung 9 bis Abbildung 12 sind die hydraulischen Schemata der geprüften Systeme zu sehen. Das System 2SpSole verwendet zur Einbindung der Wärmepumpe zwei verschiedene Kreise, wobei der Heizungspuffer mit einer Dreipunkt-Verbindung in das System eingebunden ist. Die Beladung des Warmwasserspeichers kann sowohl über Heissgasenthitzung während des Raumheizungsbetriebes als auch als reine Warmwasserbereitung über beide Kondensatoren der Wärmepumpe durchgeführt werden, wobei jeweils derselbe interne Wärmeübertrager im Warmwasserspeicher verwendet wird. Im System KombiBatLuft sind die Be- und die Entladung des Kombispeichers komplett voneinander getrennt. Das System KombiLuft verwendet einen speicher-integrierten Kondensator um die Wärme an den thermischen Speicher zu übertragen. Im System KombiBatSole ist die komplette Hydraulik zur Be- und Entladung des Speichers in einer Hydraulikeinheit verbaut.

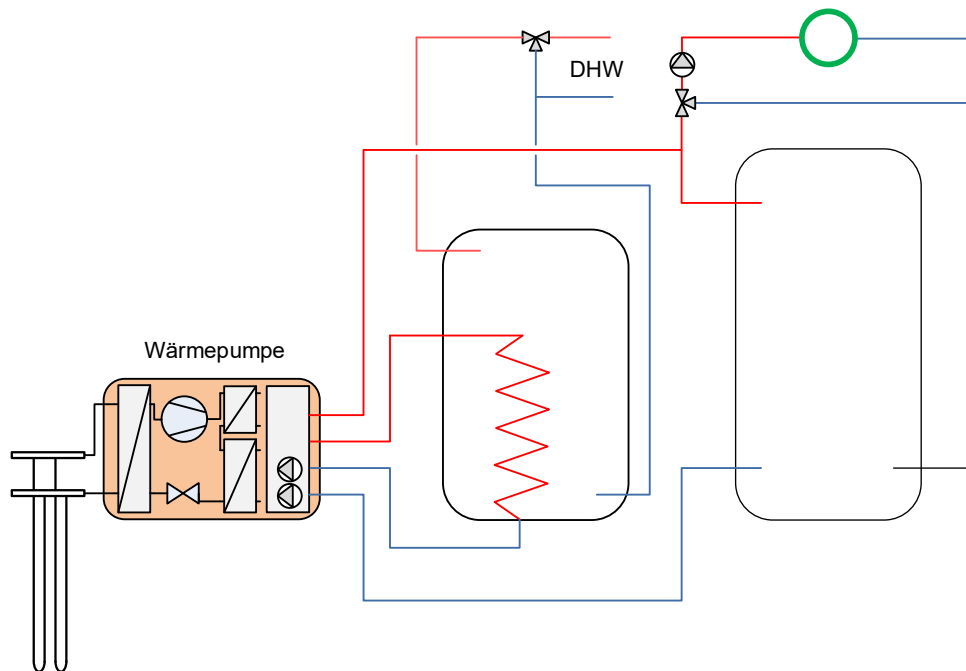


Abbildung 9: Hydraulikschema des Systems 2SpSole.

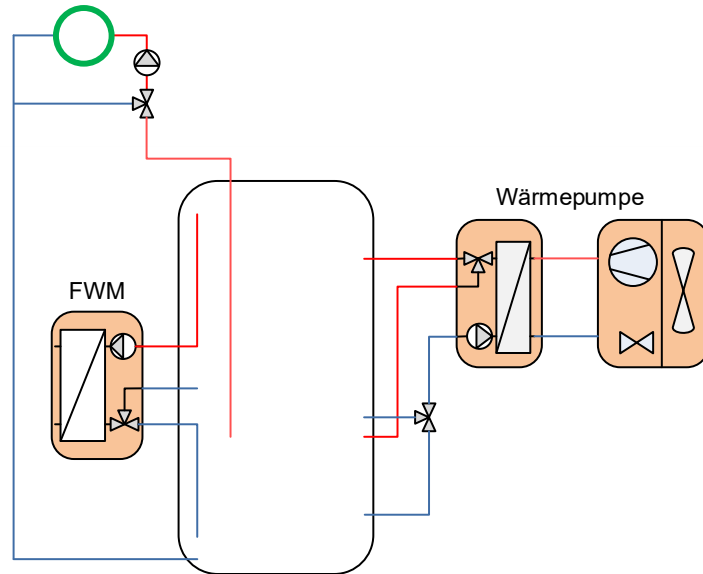


Abbildung 10: Hydraulikschema des Systems KombiBatLuft.

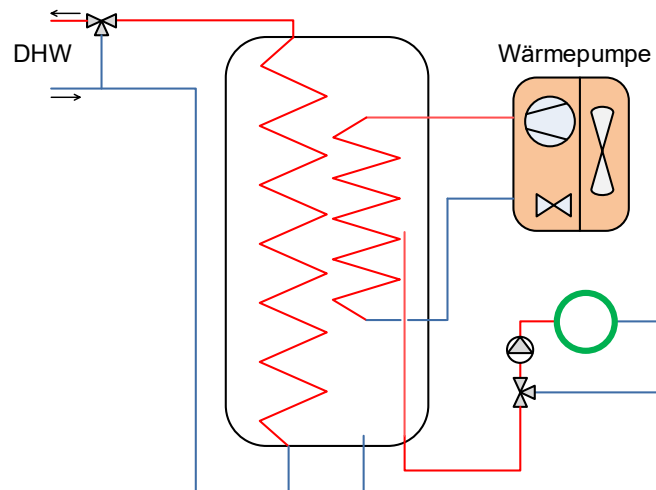


Abbildung 11: Hydraulikschema des Systems KombiLuft.

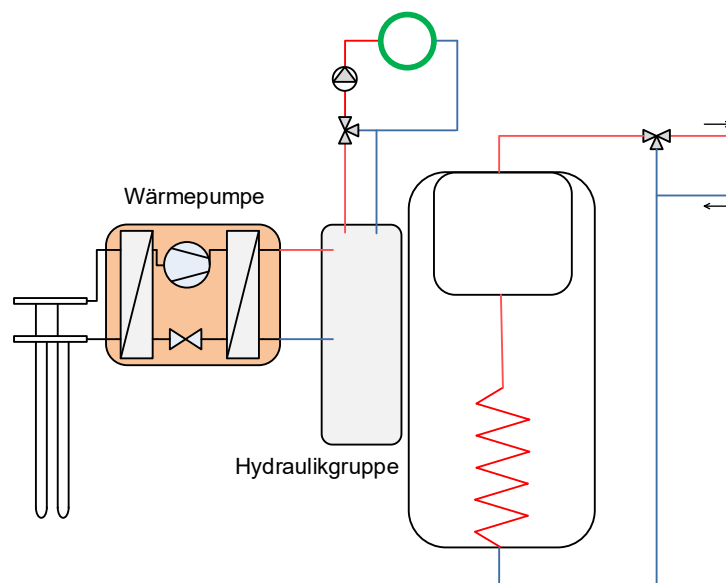


Abbildung 12: Hydraulikschema des Systems KombiBatSole.



2.3.2 Kennzahlen

Abbildung 13 zeigt den PV-Ertrag und den PV-Überschuss der einzelnen Testtage. Diese Grössen sind für alle Systeme identisch, da sie sich aus dem von der PV-Anlage² und dem Wetter vorgegebenen Ertrag und dem ebenfalls vorgegebenen Haushaltsstromverbrauch (ohne Wärmepumpe) ergeben. In der dargestellten Auswertung wird der Überschuss minutengenau berechnet. Er zeigt das Potenzial zur Steigerung des Eigenverbrauchs auf (=verfügbarer PV-Ertrag).

Abbildung 14 zeigt, wie viel des PV-Überschusses durch die verschiedenen getesteten Systeme ins Netz eingespeist wurde. Der Bezug von elektrischer Energie aus dem Netz für die gleichen Systeme ist in Abbildung 15 dargestellt. Das System KombiLuft hat mit insgesamt 60 kWh die höchste Netzeinspeisung, gefolgt vom 2SpSole (vgl. Abbildung 14). Beide sind Systeme ohne elektrochemische Speicher und damit mit einer geringeren Gesamtspeicherkapazität und ohne Möglichkeit, den Eigenverbrauch von Haushaltsgeräten zu steigern.

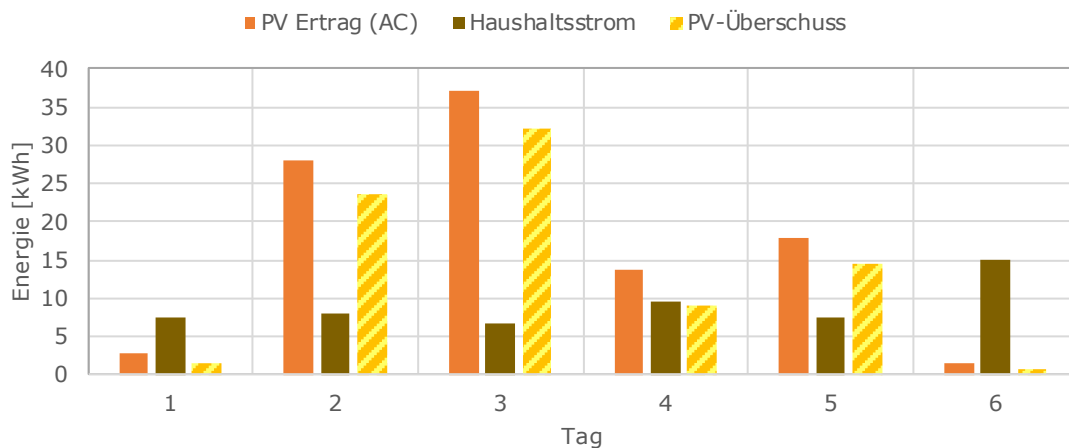


Abbildung 13: PV Ertrag, Haushaltsstrom und PV-Überschuss für jeden Tag des 6-Tages Testzyklus. Die Berechnung des PV-Überschusses erfolgt in 1-min Zeitschritten.

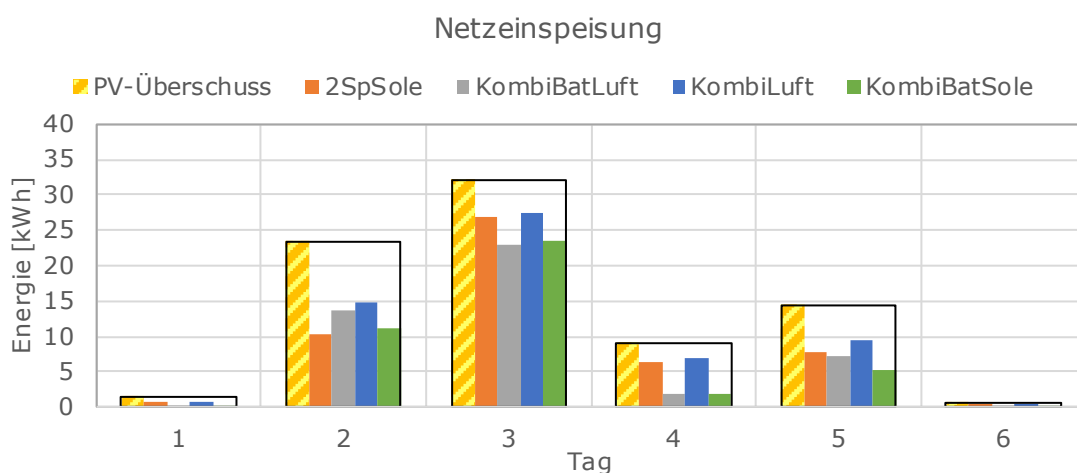


Abbildung 14: Netzeinspeisung für jeden Tag des Testzyklus.

² Eine geringe Abweichung des PV-Ertrages zwischen den einzelnen Tests resultiert aus der Wirkungsweise des real installierten Wechselrichters und dessen MPP-Tracking.

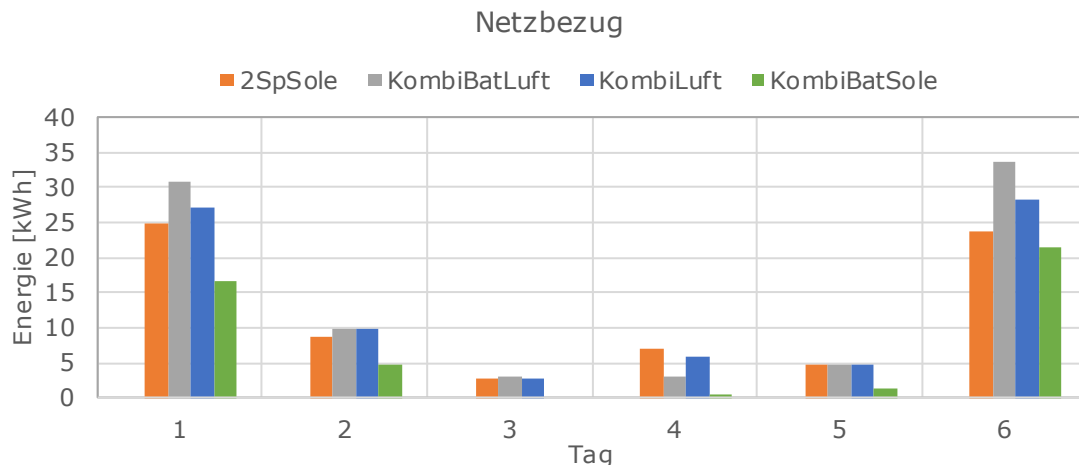


Abbildung 15: Netzbezug für jeden Tag des Testzyklus.

Das System KombiBatSole bezieht am wenigsten Strom ab Netz (insgesamt 45 kWh, Abbildung 15). Die weitere Reihenfolge lautet: 2SpSole, KombiLuft und KombiBatLuft. Bemerkenswert ist zum einen, dass das System 2SpSole (mit Sole-Wasser Wärmepumpe) nur geringfügig besser ist als das System KombiLuft (mit Luft-Wärmepumpe) und zum anderen, dass ein System mit Batterie (KombiBatLuft) den höchsten Netzbezug aufweist.

Durch die Testmethode sind die zu deckenden Lasten für Raumheizung, Warmwasser und Haushaltsstrom für alle Systeme identisch. Aus diesem Grund können die Kennzahlen der getesteten Systeme direkt miteinander verglichen werden.

Das System KombiBatSole erreicht sowohl die höchste Eigenverbrauchsquote als auch den höchsten Autarkiegrad (deutlich über 50 %, Abbildung 16). Die Eigenverbrauchsquote des Systems KombiBatLuft ist mit 56 % vergleichsweise hoch. Dabei ist allerdings zu beachten, dass dieser Wert mit steigendem Gesamtverbrauch ebenfalls steigt. Entsprechend überrascht die Kombination aus hoher Eigenverbrauchsquote und hohem Netzbezug (vgl. Abbildung 15) des Systems KombiBatLuft nicht. Dieses Ergebnis verdeutlicht die Schwäche der Eigenverbrauchsquote als Kennzahl.

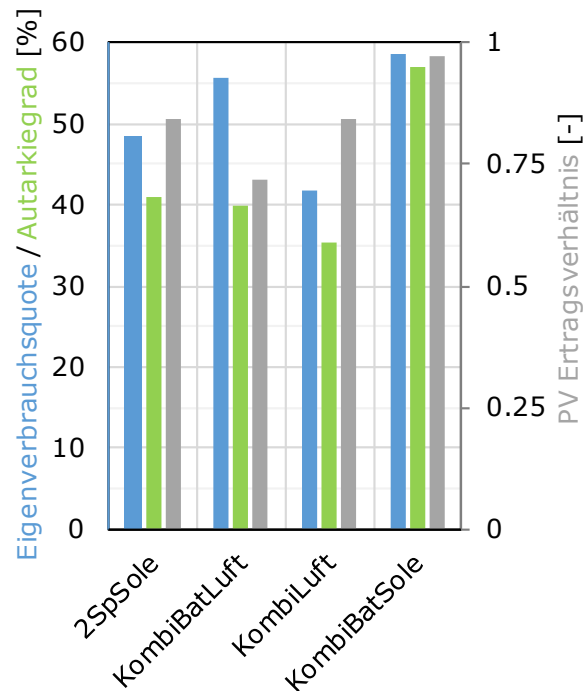


Abbildung 16: Kennzahlen der geprüften Systeme.

Aufgrund unterschiedlicher Effizienz der verschiedenen getesteten Systeme und dadurch unterschiedlichem elektrischem Gesamtenergieverbrauch kann das PV-Ertragsverhältnis trotz gleich grosser PV-Anlage und gleichem Nutzenergiebedarf deutlich unterschiedlich sein. Die Ergebnisse der hier vorgestellten Messungen zeigen, dass das System KombiBatSole aufgrund des niedrigsten Gesamtverbrauchs den höchsten Wert im PV-Ertragsverhältnis erreicht. Ein PV-Ertragsverhältnis von 1 bedeutet ein Netto-Null-Energiegebäude. In diesem Fall müssen Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad identisch sein. Die Messungen bestätigen diese Gesetzmässigkeit.

Abbildung 17 zeigt einen weiteren wichtigen Indikator: die Netzaufwandszahl. Dieser Wert gibt an, welcher Anteil des Gesamt-Nutzenergiebedarfs (die Summe aus Raumwärmebedarf, Warmwasserbedarf und Haushaltsstrom, also eine Mischung aus thermischen und elektrischen Grössen) durch Strom ab Netz gedeckt werden musste. Dieser Wert sollte so niedrig wie möglich sein. Das System KombiBatSole erreicht den niedrigsten und damit den besten Wert. Auch hier ist das System KombiLuft positiv zu bewerten, da es mit relativ einfachen Mitteln (Luft-Wasser-Wärmepumpe, keine Batterie) einen vergleichsweise guten, d.h. niedrigen Wert erreicht. Eine Netzaufwandszahl von 20 % bedeutet, dass zur Deckung des Gesamt-Nutzenergiebedarfs nur 20 % durch Netzbezug aufgewendet werden mussten. Mit anderen Worten, das System lieferte fünfmal mehr Nutzenergie, als es Strom aus dem Netz verbrauchte.

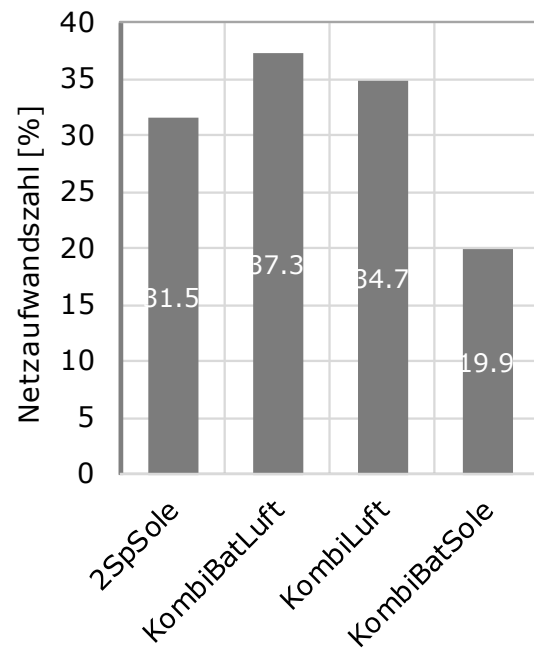


Abbildung 17: Netzaufwandszahl der geprüften Systeme.

2.3.3 Verlauf der Messungen

Der Verlauf der Messung des Systems 2SpSole ist in Abbildung 18 dargestellt. Gezeigt wird die Leistungsbilanz über die 6 Testtage auf Basis von 15-Minuten Mittelwerten. Die Wärmepumpe wurde mit dem Ziel betrieben, möglichst wenig PV-Strom einzuspeisen. Stattdessen wird die Wärmepumpe dazu verwendet, den PV-Überschuss in Wärme umzuwandeln. Speziell an den Testtagen 4 und 5 (72 h bis 120 h) ist zu erkennen, dass dieses Ziel sehr gut erreicht wurde. Die Wärmepumpe kann während dieser Tage den Überschuss gut "nachfahren". Am Tag mit den tiefsten Aussentemperaturen im Test (von 120 h bis 144 h, vgl. Abbildung 5) startet der Betrieb der Wärmepumpe erst nach ca. 8 Stunden.

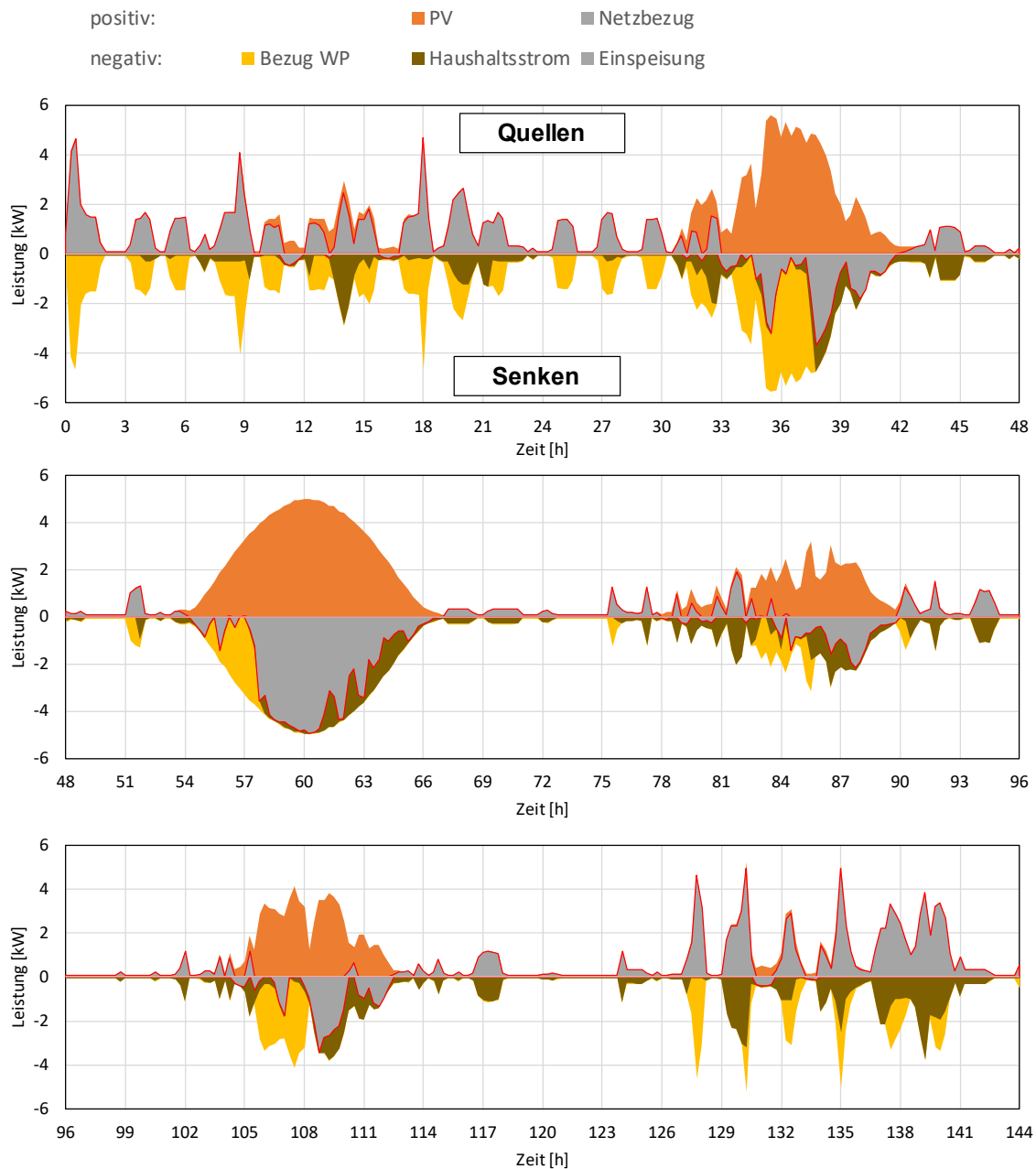


Abbildung 18: Elektrische Leistungsbilanz über die 6 Testtage auf Basis von 15-Minuten Mittelwerten aus der Messung des Systems 2SpSole.

Der Verlauf der Messung des Systems KombiBatLuft (Abbildung 19) zeigt keinen Zusammenhang aus PV-Ertrag und Bezug von el. Energie durch das Heizsystem. Die Wärmepumpe dieses Systems war im Test rein wärmegeführt. D.h. die Regelung erfolgte nur nach Bedarf zur Deckung der Wärmeanforderung, aber nicht zur thermischen Speicherung von PV-Strom. Auffällig an der Messung ist vor allem die taktende Betriebsweise der Wärmepumpe. Auch an Tagen mit keinem oder sehr wenig Heizwärmebedarf (von 48 h bis 120 h, vgl. die vordefinierte Heizlast in Abbildung 6) startet die Wärmepumpe in regelmässigen Abständen.

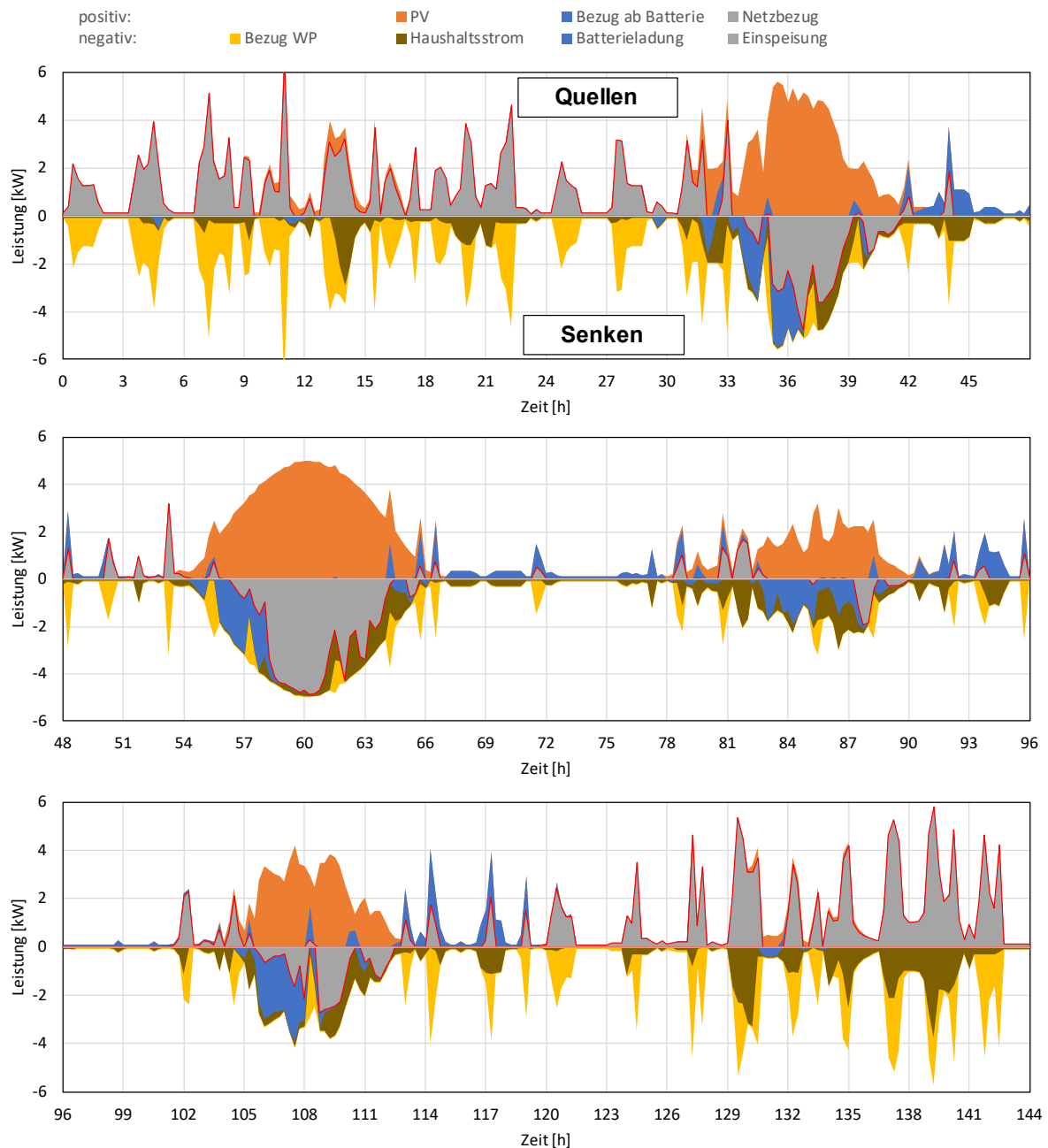


Abbildung 19: Elektrische Leistungsbilanz über die 6 Testtage auf Basis von 15-Minuten Mittelwerten aus der Messung des Systems KombiBatLuft.

Der Verlauf der Messung im System KombiLuft (Abbildung 20) zeigt die Umsetzung der Regelstrategie nach einem maximalen Eigenstromverbrauch. Die Wärmepumpe wird an den Testtagen mit nennenswertem PV-Ertrag ohne Netzbezug betrieben. In der Periode von 48 h bis 72 h fällt dieser Betrieb allerdings relativ klein aus. Ursache dafür ist die begrenzte Speicherkapazität. An Testtag 6 (nach 120 h) startet die Wärmepumpe direkt mit dem Einsetzen der Raumheizung. Hier wäre ggf. durch ein besseres Speichermanagement noch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs zu erreichen.

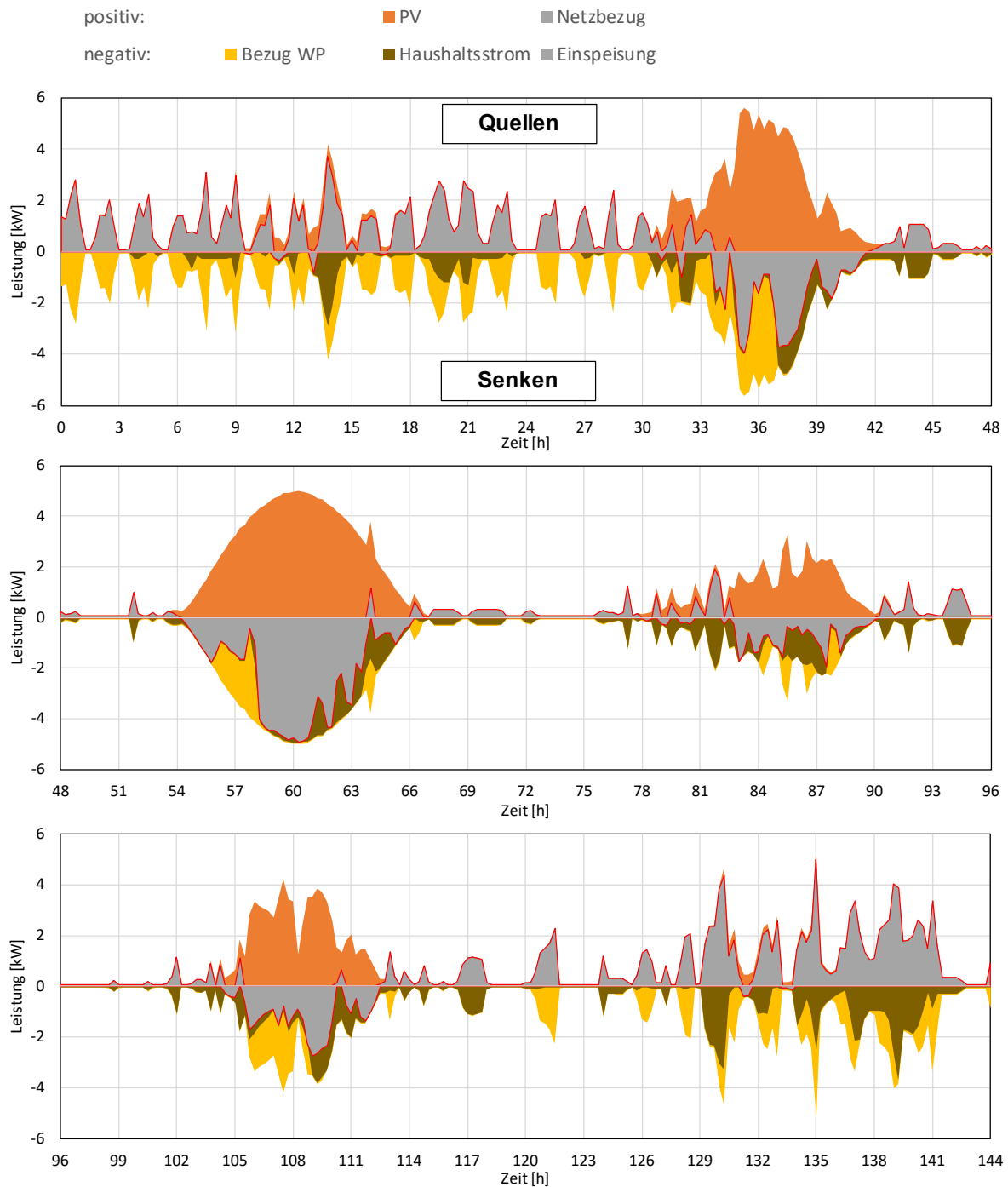


Abbildung 20: Elektrische Leistungsbilanz über die 6 Testtage auf Basis von 15-Minuten
Mittelwerten aus der Messung des Systems KombiLuft.

Die Daten aus der Messung am System KombiBatSole zeigen, dass hier die Wärmepumpe den konstantesten Betrieb erreichen konnte (vgl. Abbildung 21). An Tagen mit hohem Heizwärmebedarf arbeitet die Wärmepumpe nahezu unterbrechungsfrei. Dies ist, neben der guten Regelstrategie, auch der Dimensionierung der Wärmepumpe passend zur Last im Test geschuldet.

Bei PV-Überschuss wird die Wärmepumpe dazu verwendet, den Speicher mit Wärme zu versorgen. Parallel zum Betrieb der Wärmepumpe wird jeweils auch die Batterie beladen. An mehreren Punkten der Messung ist zu erkennen, dass die



Batterie auch dazu verwendet wird, Leistung für den Betrieb der Wärmepumpe bereitzustellen (z.B. von 118 h bis 123 h).

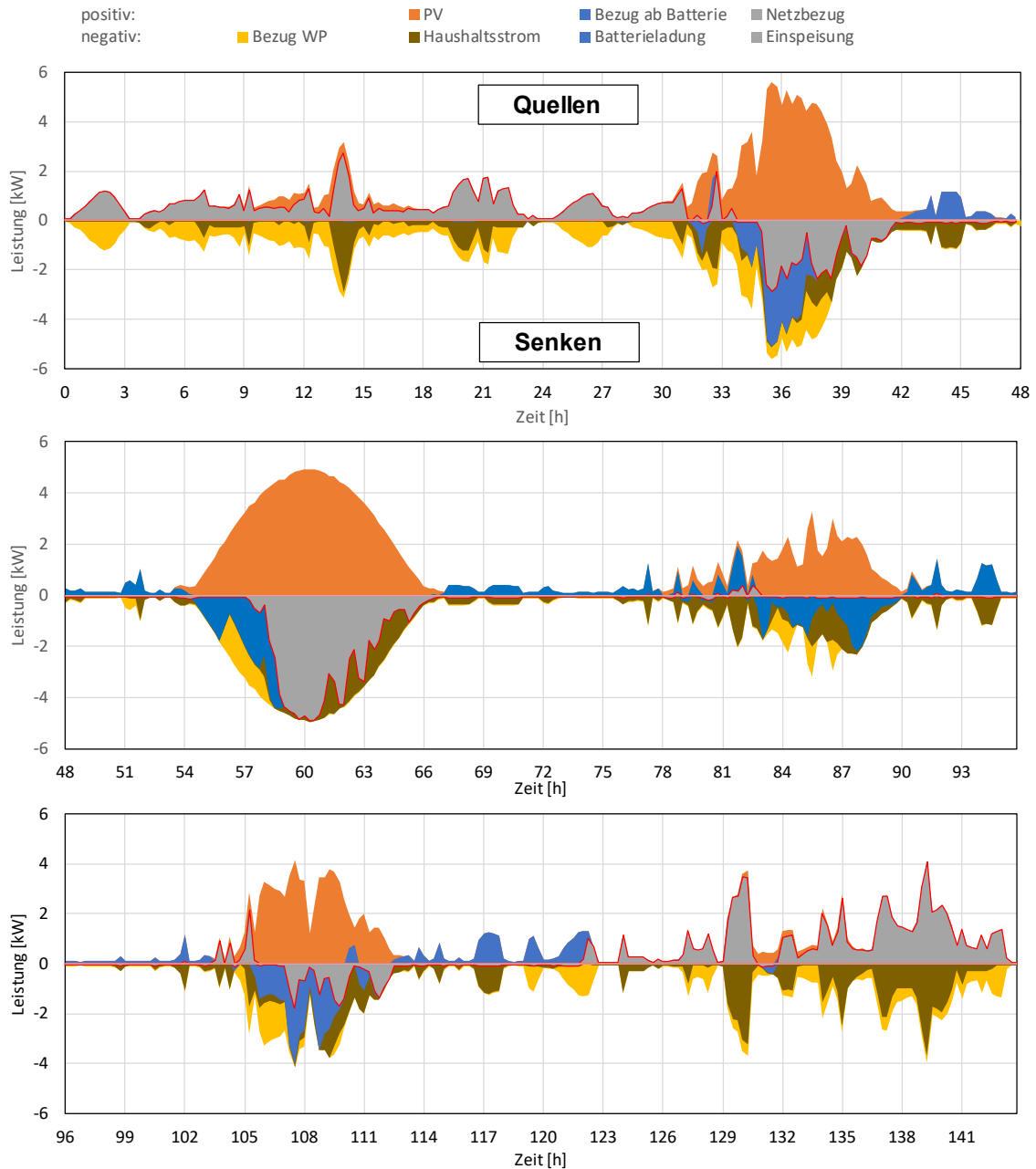


Abbildung 21: Elektrische Leistungsbilanz über die 6 Testtage auf Basis von 15-Minuten Mittelwerten aus der Messung des Systems KombiBatSole.

Die Visualisierung der Leistung von elektrischen Quellen und Senken gibt Aufschluss über die Qualität der Regelstrategien. Neben diesen Daten gibt auch der Verlauf der Temperaturen Aufschluss über das Verhalten des Systems. Abbildung 22 gibt einen Überblick über die Temperaturen in den thermischen Energiespeichern während der Messungen.

Im Warmwasserspeicher des Systems 2SpSole werden die höchsten Temperaturen erreicht. Die Tage 2 und 3 der Testsequenz sind die Tage mit dem höchsten PV-Ertrag (und PV-Überschuss). An diesen beiden Tagen erreicht die durchschnittliche Speichertemperatur 60°C. Nach Erreichen der maximalen Temperatur im Brauchwasserspeicher beginnt die Temperatur im Pufferspeicher der Raumheizung zu steigen. Auf diese Weise erreicht das System auch ohne Batterie einen sehr hohen Eigenverbrauchswert.

Das System KombiBatSole zeigt ebenfalls einen Temperaturanstieg im Kombispeicher, jedoch auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Die Durchschnittstemperatur des Speichers an Wintertagen (Tag 1 und Tag 6) liegt bei etwa 30°C. Die maximale Durchschnittstemperatur beträgt 40°C an Tagen mit hohem Solarertrag. Die vergleichsweise niedrigen Durchschnittstemperaturen sind das Ergebnis einer guten Temperaturschichtung im Speicher (die Komfortanforderungen an die Warmwasserbereitung wurden stets erfüllt). Die Verwendung von PV-Überschuss zur Beladung des Speichers durch die Wärmepumpe war in diesem Fall begrenzt. Die hydraulische Einbindung (Speicheranschlüsse und Position der Temperatursensoren) verhinderte das Laden des Speichers auf eine höhere Temperatur.

Der Temperaturverlauf im System KombiBatLuft zeigt, wie bereits der Verlauf der elektrischen Messgrößen, dass es an Tagen mit hohem PV-Ertrag keinen ausgeprägten Temperaturanstieg gab.

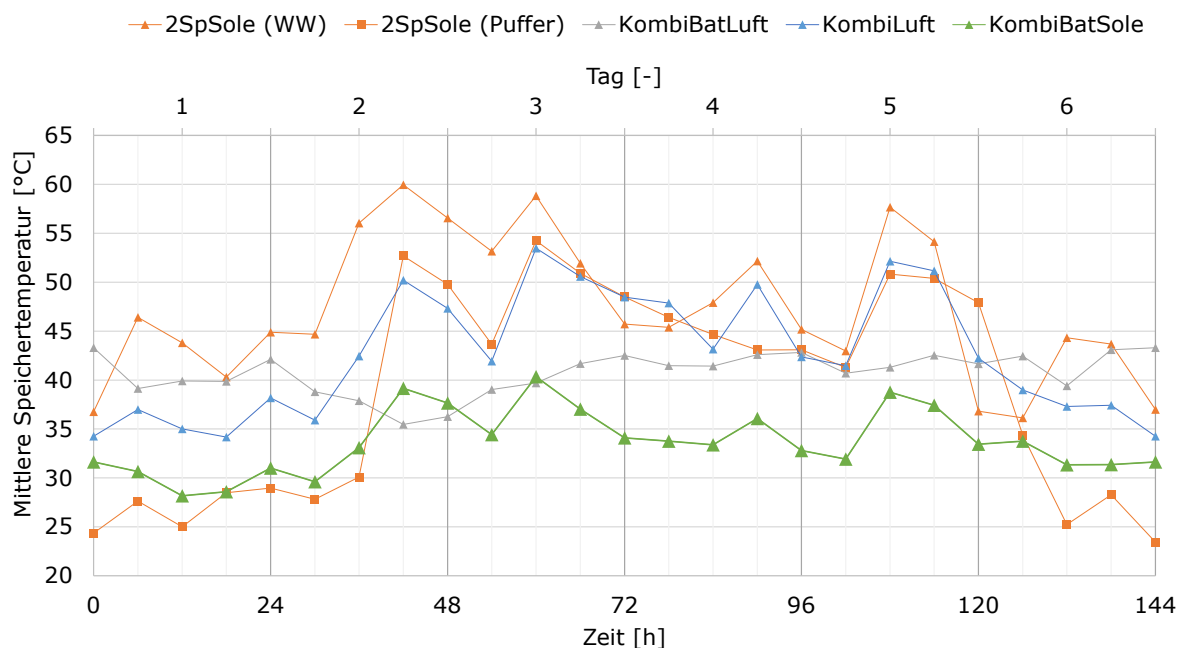


Abbildung 22: Speichertemperatur im Verlauf der Tests. Dargestellt ist jeweils ein Mittelwert über die Anlegefühler an der Speicherwand bzw. der Fühler in den Fühlerhülsen des Speichers.

Zwei der geprüften Systeme verwenden neben dem thermischen Energiespeicher auch einen elektrochemischen Speicher. Die Beschreibung der geprüften Systeme zeigt, dass die verwendeten Batterien eine ähnliche Speicherkapazität aufweisen.



Die Lade- und Entladestrategie der Batterien war einfach: PV-Überschüsse, die von der Wärmepumpe nicht in Wärme umgewandelt wurden, werden in die Batterie geladen. Sobald der Bedarf an Haushaltsstrom und der Heizungsanlage höher ist als der verfügbare PV-Strom, wird die Batterie wieder entladen. Keines der beiden Systeme hat während der Entladung zwischen Haushaltsstrom und dem Bedarf des Heizsystems unterschieden.

Abbildung 23 und Abbildung 24 zeigen die elektrische Leistung der Be- und Entladung der Batterien und die kumulative Energie während des 6-tägigen Tests. Der Ladezustand der Batterien wurde stündlich überprüft. Sie war in beiden Fällen zu Beginn und am Ende des Tests identisch. Damit entspricht der Endwert der Energiebilanz den Verlusten der Batterie. Diese Verluste bestehen aus den Umwandlungsverlusten im Batteriewechselrichter, den Verlusten der Zellen und einem Standby-Verbrauch des Batteriesystems einschließlich seiner Steuerung. Die Zykleneffizienz der Batteriesysteme betrug 74 % (KombiBatLuft) und 65 % (KombiBatSole).

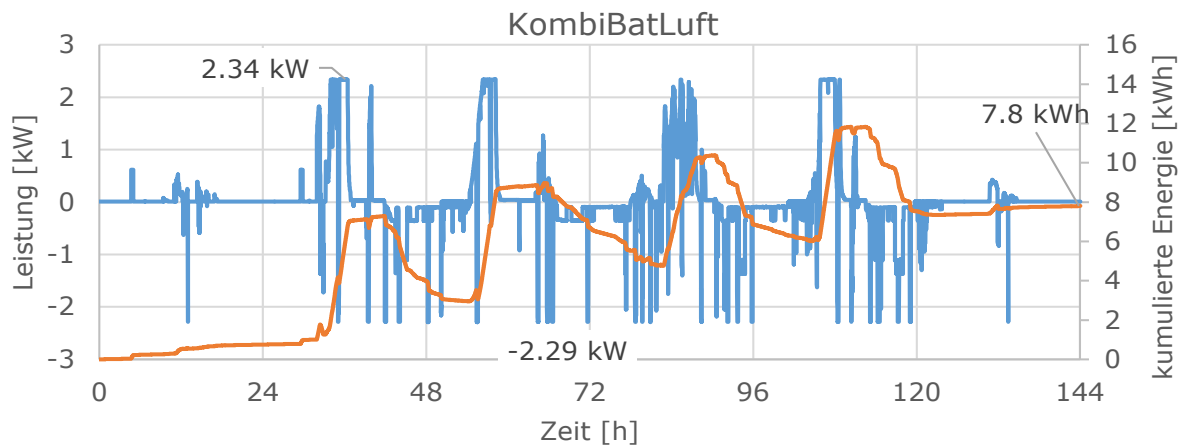


Abbildung 23: Batterie im System KombiBatLuft: Elektrische Leistung der Be- und Entladung während des Tests sowie kumulierte Energie.

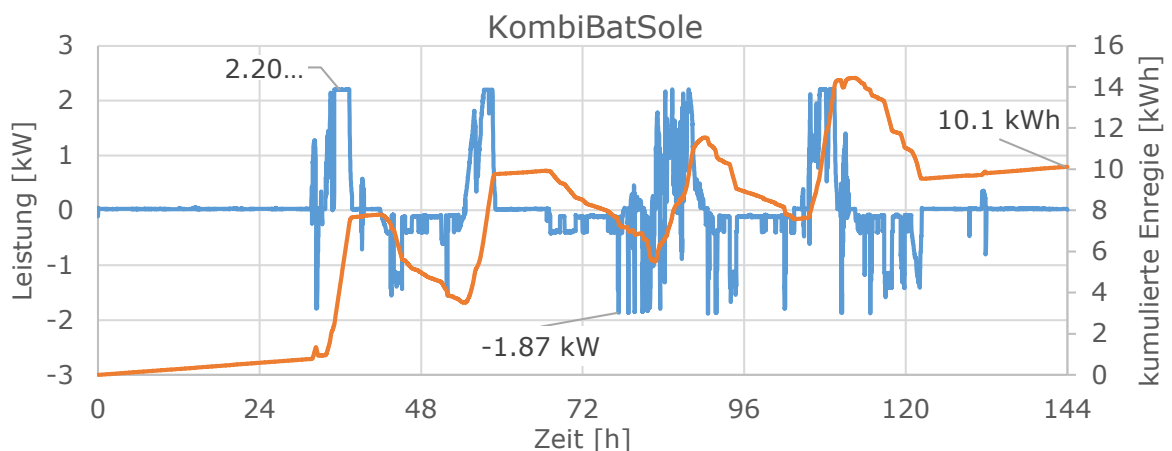


Abbildung 24: Batterie im System KombiBatSole: Elektrische Leistung der Be- und Entladung während des Tests sowie die kumulierte Energie.

Der zunehmende Einsatz von PV-Systemen kann an Tagen mit hoher Sonneneinstrahlung zu einer Belastung des Netzes führen. Heizsysteme mit Wärmepumpen und Batterien haben das Potenzial, die Einspeisespitzen zu reduzieren. Diese Einspeisespitzen werden jedoch mit den in den getesteten Systemen implementierten Regelstrategien nicht reduziert. Abbildung 25 zeigt, dass in keinem der geprüften Systeme die Einspeisespitze am Tag mit dem höchsten PV-Ertrag durch die Verwendung von Batterien oder den Betrieb einer Wärmepumpe reduziert wurde. Dies liegt daran, dass die Speicher zu diesem Zeitpunkt bereits voll beladen waren. Es wurde keine Speicherkapazität vorgehalten.

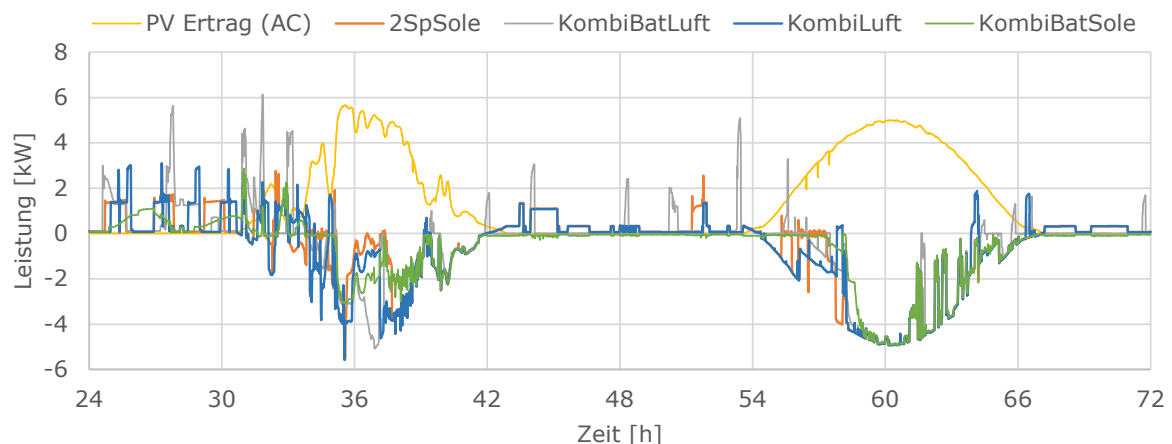


Abbildung 25: Auszug aus den durchgeführten Systemtests: PV Ertrag (gelb) und Netzbezug (positive Werte) sowie Netzeinspeisung (negative Werte) während einer 48 h Periode im Verlauf der Messung.

2.4 Systemtest mit EVU Signalen

Neben den beschriebenen Systemtests wurde eine weitere Messung durchgeführt, die darauf abzielte, die Fähigkeit des Systems zur Lastverschiebung auf Grund von Signalen von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) zu testen. Diese Signale wurden durch zwei potentialfreie Kontakte an das System des Herstellers übermittelt. Durchgeführt wurde die Messung am System **2SpSole**.

Der CCT ist als Benchmarktest konzipiert. Deshalb ist eine wichtige Eigenschaft der Methode das Erreichen von identischen Lasten für alle geprüften Systeme. Aus diesem Grund werden für die Raumheizung vordefinierte Tageswerte verwendet, die eine identische Raumtemperatur von 20 °C im simulierten und emulierten Gebäude ermöglichen.

Die über die Smart Grid Ready (SGR) Schnittstelle übermittelten Signale geben neben der Funktion "Normalbetrieb" und "Sperrbetrieb" auch einen "Wunschbetrieb" sowie einen "Zwangsbetrieb" als Betriebszustände mit erhöhtem Strombedarf vor. Um dem Heizsystem in diesen Betriebszuständen ein zusätzliches Aufheizen des Gebäudes zu ermöglichen, wurden die vordefinierten Tages-Sollwerte für die Raumheizung im Test deaktiviert.

Ohne die Obergrenze wurde die Raumwärme ausschliesslich nach der hinterlegten Heizkurve geliefert. In Abbildung 26 wird die gelieferte Raumwärme aus beiden



Tests im Vergleich gezeigt. Dabei wird deutlich, dass die Möglichkeit der zusätzlichen Wärmelieferung an das Gebäude kaum genutzt wurde. Die Wärmelieferung wurde während dem Wunsch- oder Zwangsbetrieb nicht wesentlich forciert. Der tatsächlich gelieferte Raumheizungsverbrauch entspricht nahezu dem idealen Raumheizungsbedarf.

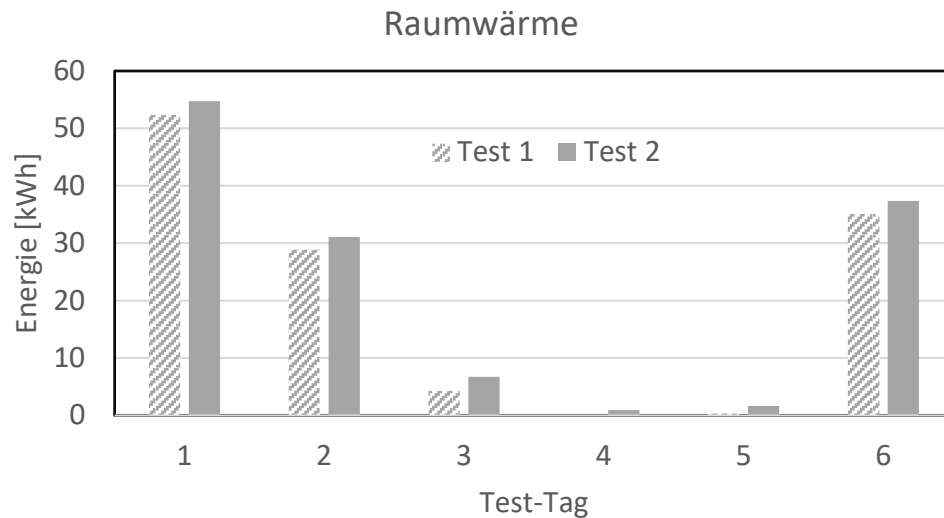


Abbildung 26: Gelieferte Raumwärme des System 2SpSole im regulären CCT (Test 1) und mit Vorgabe von SGR-Signalen (Test 2).

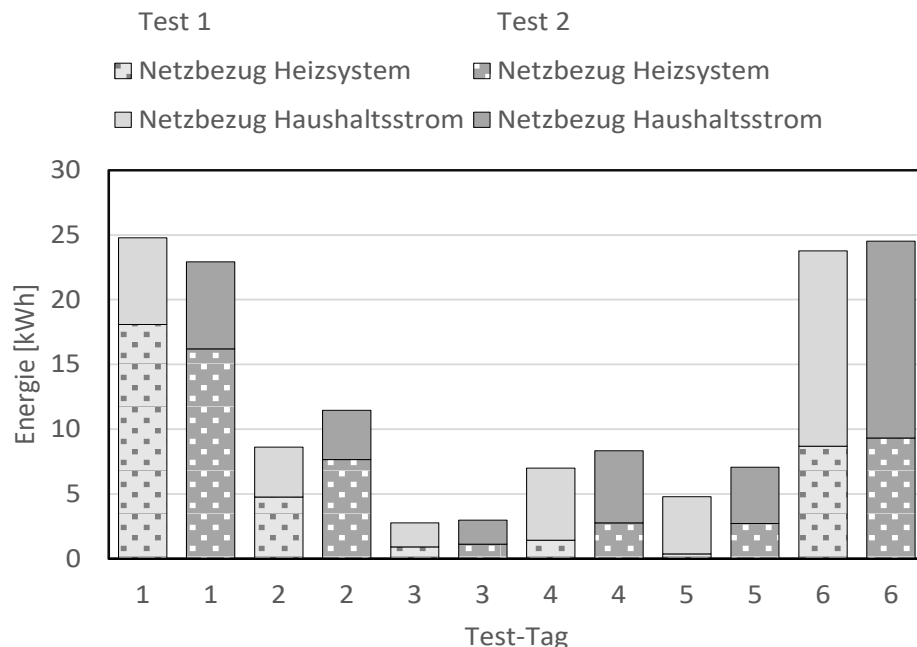


Abbildung 27: Aufteilung der ab Netz bezogenen elektrischen Energie des System 2SpSole im regulären CCT (Test 1) und mit Vorgabe von SGR-Signalen (Test 2) auf das Heizsystem und den Haushaltsstrom.

In Abbildung 27 wird die Aufteilung des Netzbezuges nach Verbrauchern gezeigt. Wie in Test 1 ist der Netzbezug für den Haushaltsstrom durch die dem Test



hinterlegten Profile für Haushaltsstrom und PV-Ertrag vorgegeben³. Der Netzbezug für das Heizsystem ist von der Regelung der Wärmepumpe abhängig.

Insgesamt wurde in Test 2 mehr elektrische Energie ab Netz bezogen als in Test 1. Die Differenz ist besonders an Tag 2 deutlich zu sehen.

Sowohl die Eigenverbrauchsquote als auch der Autarkiegrad aus dem Test mit Vorgabe von EVU-Signalen sind tiefer als die entsprechenden Werte in Test 1 (vgl. Tabelle 4). Dies war zu erwarten, da die Zielfunktion in diesem Test nicht die Erhöhung des Eigenverbrauchs war. Die Systemarbeitszahl fällt mit 2.72 dagegen leicht höher aus.

Insgesamt wurde zur Deckung des gesamten Energiebedarfs knapp über 32 % ab Netz bezogen (Netzaufwandszahl). Diese Kennzahl ist leicht höher als in Test 1, wobei der Unterschied innerhalb der Messgenauigkeit liegt.

Tabelle 4: Kennzahlen des Systemtest des Systems 2SpSole mit Vorgabe von EVU-Signalen.

Kennzahl	Werte Test 2 (EVU-Signale)	Werte Test 1 (Eigenverbrauchsregelung)
R_{eig}	45.8 %	48.5 %
R_{aut}	37.8 %	41.0 %
AZ_{HSys}	2.72	2.71
R_{net}	32.5 %	31.5 %
R_{PV}	82.6 %	84.4 %

Die nachfolgenden Grafiken (Abbildung 28) zeigen die, per potentialfreie Kontakte übermittelten, Signale und den Netzbezug (positiv) sowie die Netzeinspeisung (negativ). Der Netzbezug wird dazu nach Verbrauchern aufgeteilt (Haushaltsstrom und Heizsystem).

Die Abbildungen zeigen deutlich, dass während des Sperrbetriebs nur der Netzbezug für Haushaltsstrom stattfand. Wie durch die Signale gefordert, arbeitet die Wärmepumpe in diesen Zeiträumen nicht.

Allerdings ist auch während des Zwangsbetriebs kein Netzbezug durch die Wärmepumpe oder die eingebauten Heizstäbe zu verzeichnen.

Während der Demontage des Systems wurde beim Lösen der Anschlüsse der elektrischen Direktheizstäbe bemerkt, dass der Anschluss des elektrischen Direktheizstabes am Warmwasserspeicher so ausgeführt wurde, dass kein Strom fließen konnte. Die Anschlüsse der elektrischen Direktheizstäbe des Pufferspeichers wurden hingegen korrekt angeschlossen. Dennoch wurde auch an diesem Heizstab kein Betrieb festgestellt. Eine Priorisierung im Systemregler auf den Warmwasserspeicher würde dies erklären (trotz des korrekten Anschlusses im Heizungspuffer), da das Ausschaltkriterium für den Warmwasserspeicher nie erreicht wurde.

³ Dies gilt nur bei Systemen ohne elektrochemischen Energiespeicher.

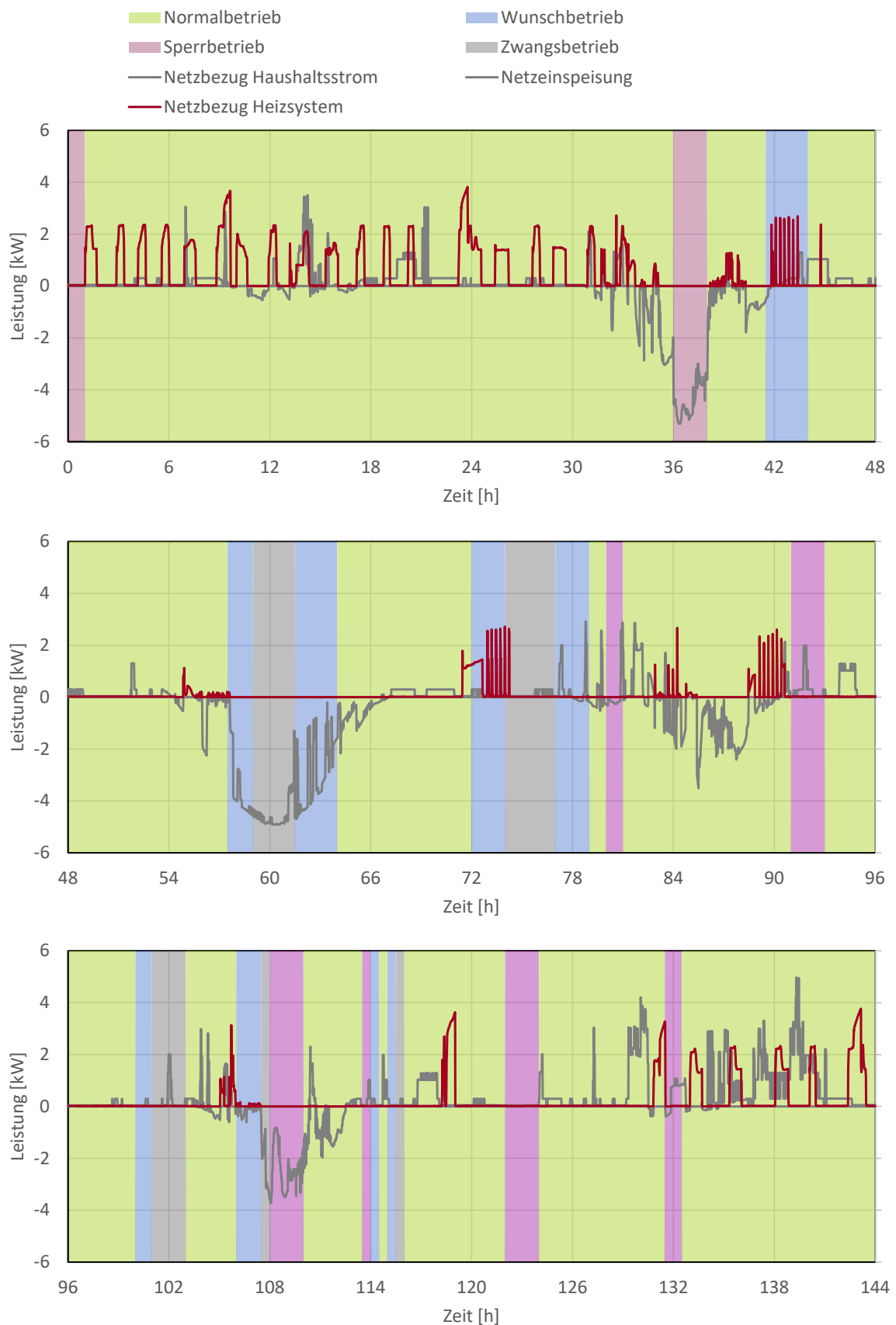


Abbildung 28: Darstellung der, durch zwei potentialfreie Kontakte übermittelten, Signale und der Leistung des Netzbezuges nach Verbraucher.



Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Vorgabe des Sperrbetriebs durch die Signale korrekt und innerhalb einer Minute umgesetzt wurde. Durch das Überheizen der thermischen Speicher mit PV-Überschuss blieb allerdings keine Möglichkeit für die Wärmepumpe, um auf den Wunschbetrieb zu reagieren. Der Zwangsbetrieb wäre dennoch mittels Heizstäben im Speicher möglich gewesen. Durch die fehlerhafte Installation konnte dies aber nicht gezeigt werden.

2.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen Systemtests

Die Testergebnisse zeigen, dass der maximale Eigenverbrauch als Zielfunktion für die Regelung der Systeme nicht zu effizienten Lösungen führt. Bei der Analyse muss immer die gesamte Energiebilanz berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck ist es besser, die **Netzaufwandszahl** zu berücksichtigen. Aber auch wirtschaftliche Aspekte oder ein netzfreundlicher Betrieb werden bei dieser Lösung nicht berücksichtigt. Auch die Tarife für Energiebezug und -einspeisung sowie Aspekte der Netzfrendlichkeit spielen für Endkunden und Netzbetreiber eine wichtige Rolle.

Die Bewertung der einzelnen Systeme ergab signifikante Unterschiede:

2SpSole: Die Regelung der Wärmepumpe nach dem aktuellen PV-Überschuss funktioniert sehr gut, es werden wie vorgesehen hohe Temperaturen im Speicher erreicht. Ein negativer Aspekt war der ineffiziente Betrieb der Heissgasentheizung während des Raumheizungsbetriebs, der zu einer schlechten Speicherschichtung und einem erhöhten Energieverbrauch im Normalbetrieb führte. Dies verhinderte, dass das System ein besseres Gesamtergebnis erzielte.

KombiBatLuft: In diesem System ist die Schichtung im Kombispeicher während der Ladung durch die Wärmepumpe zu kritisieren. Sie führt zu unnötig hohen Vorlauftemperaturen der Wärmepumpe und einer entsprechend tiefen Effizienz. Ein thermischer Speicher mit gutem Schichtverhalten ist unerlässlich, um in Kombination mit einer Wärmepumpe hohe Arbeitszahlen zu erreichen. Gerade bei den besonders hohen Volumenströmen, die für Wärmepumpen von Vorteil sind, ist dies eine besondere Herausforderung. Die Zykleneffizienz der Batterie war mit 74 % höher als diejenige der Batterie im System KombiBatSole. Dies ist hauptsächlich auf den geringeren Stromverbrauch im Standby-Betrieb zurückzuführen.

KombiLuft: Die Umsetzung des KombiLuft-Konzeptes im Feld erfordert keine besonderen Investitionen seitens des Nutzers: Es sind weder Erdwärmesonden noch eine Batterie erforderlich. Obwohl der Autarkiegrad von 35 % der niedrigste Wert der geprüften Systeme ist, wird dennoch ein guter Wert für die Netzaufwandszahl erreicht. Dies liegt daran, dass der Energiebedarf nicht wie bei anderen Systemen durch ineffiziente Nutzung von Eigenstrom künstlich erhöht wurde.

KombiBatSole: Dieses flexibel einsetzbare System liefert eine genaue Umsetzung der hinterlegten Regelstrategie. Die vorgefertigte Hydraulikeinheit und der Systemregler spielen wie gewünscht zusammen. Für die meisten Kennzahlen werden sehr gute Werte erzielt. Der Bezug von Strom aus dem Netz war mit Abstand der niedrigste. Dennoch gibt es noch Verbesserungspotenzial: Die



Effizienz der Batterie blieb unter den Erwartungen. Insbesondere der Standby-Verbrauch der Batterie war zu hoch (ca. 24 W). Der thermische Speicher zeigte eine gute Schichtung und ermöglichte einen effizienten Betrieb der Wärmepumpe. Durch die gewählte hydraulische Einbindung des Speichers wurde jedoch Potential zur Speicherung überschüssigen PV-Stroms als Wärme verschenkt.



3 Heutige und zukünftige Strompreismodelle

3.1 Einleitung

Die Aufgabe im Bereich Strompreis-Modelle bestand darin, bestehende typische Tarifmodelle in der Schweiz zu charakterisieren und unter Beachtung der Entwicklungen in Ländern mit vollständiger Strommarktöffnung und moderner Messinfrastruktur einen Blick in die Zukunft zu wagen. Auf der Basis bestehender Modelle und Daten werden realistische Preisinformationen für die Simulation intelligenter und flexibler Gebäudeenergiesysteme bereitgestellt.

Dabei wird der Blickwinkel eines Prosumenten eingenommen. Ein Prosument ist sowohl Produzent als auch Konsument. Er erzeugt selbst Strom, meist aus einer PV-Anlage, und bezieht ebenfalls Strom aus dem öffentlichen Stromnetz. Für ihn sind sowohl Einspeisetarife relevant, mit denen ins Netz eingespeister PV-Strom vergütet wird, als auch Ausspeisetarife, die für aus dem Netz bezogenen Strom gelten.

Der Doppeltarif ist die einfachste Form eines zeitabhängigen Tarifs. Er bietet den Kunden bereits seit den Anfängen der Stromversorgung Anreize den Bezug dem Verfügbaren anzupassen. Mit zunehmender Liberalisierung und der Möglichkeit zur Eigenstromversorgung wird nun die langjährige Monopolsituation in Bezug auf die Wahl des Stromlieferanten Schritt für Schritt aufgelöst: Mit dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 wurde die Flexibilität explizit den Kunden zugesprochen. Kunden können bei den meisten Energieversorgern heute zwischen einem Basistarif und einem oder mehreren Wahlтарifen entscheiden. Der Basistarif ist der Tarif für Kunden ohne Flexibilität (einfache Haushalte ohne Boiler) bzw. Kunden, welche die Flexibilität vollständig für sich selber beanspruchen (z.B. zur Optimierung des Eigenverbrauchs). Mit Einführung des Smart Metering werden neue Möglichkeiten zur dynamischen Bepreisung geschaffen. Per dato des Berichts (Jahr 2019) haben nur Kunden mit einem Jahresstromverbrauch grösser 100 MWh freien Marktzugang und können ein Stromprodukt vom Anbieter ihrer Wahl beziehen.

Intelligente Steuerungen sollen in einigen Jahren dafür sorgen, dass die Energiesysteme netz- und marktdienlich betrieben, erneuerbare Energien besser genutzt und Effizienzsteigerungen belohnt werden. Gleichzeitig können Kunden weiterhin den gewünschten Komfort geniessen. Ob die Steuerungen im Besitz der Kunden sein werden oder ob die Versorger die Geräte der Kunden fernsteuern werden, lässt die vorliegende Arbeit offen. Vermutlich wird es beide Lösungen geben. Als Vision könnte man Tarife als ökonomisches Signal verstehen, das die Gesamtheit aller Kosten des Stroms vom Netz bzw. der Einspeisung dynamisch widerspiegelt. Relevant sind die Kosten für Produktion, Transport und die gesetzlichen Abgaben an den Staat, welche auch Umweltauswirkungen berücksichtigen können.

Mit dem Spotpreis des Strommarktes ist bereits ein zuverlässiges dynamisches Referenzsignal für die Produktion verfügbar, welches zur Risikominimierung des Lieferanten auch die Grundlage der gewöhnlichen Doppeltarife bilden sollte. Auch sind entsprechende Prognosen im Markt verfügbar. Ein Konsument hat damit die Grundlagen, um seinen Verbrauchslastgang bzw. Einspeisegang zu optimieren. Um die zukünftige Entwicklung am Strommarkt abzuschätzen, wird in dieser Arbeit ein



einfaches Regressionsmodell auf der Basis aktueller Marktdaten und des europäischen Referenzszenarios über die Entwicklung des Kraftwerksparks verwendet.

Bei den Netzpreisen fehlt heute in der Praxis ein Modell zur Bestimmung dynamischer Preise. Ziel eines solchen Modells müsste die Vermeidung von Engpässen unter Einsatz dezentraler Flexibilität sein, in Anlehnung an die Preiszonen und den "Redispatch" im Übertragungsnetz. Ein in der Branche viel diskutierter Ansatz ist die Einführung eines Leistungspreises mit oder ohne Messung. In dieser Arbeit wird eine Palette von 6 verschiedenen Netzpreismodellen entwickelt, welche anschliessend für die Simulation zur Verfügung stehen.

Ergänzend zur oben skizzierten Vision sei erwähnt, dass es wesentlich einfacher wäre, wenn auch die Netzkosten wie im Strommarkt auf der Basis der Viertelstunden-Arbeitswerte verrechnet würden. Damit würden dynamische Leistungspreise wie dynamische Arbeitspreise verrechnet.

3.2 Heutige Strompreismodelle

3.2.1 Stand der Technik, Preisstrukturen

Die Möglichkeiten zur Abrechnung der Elektrizitätstarife werden entscheidend von der eingesetzten Mess-, Steuer- und Regeltechnik (MSR-Technik) beeinflusst. Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 verlangt die Einführung einer intelligenten MSR-Technik.

Aktuell stehen noch bei den meisten Haushaltskunden in der Schweiz einfache Wirkenergiezähler und Rundsteuerempfänger im Einsatz.

Bei Kunden mit eigener Produktion werden zur Messung des ins Netz eingespeisten Stroms Zweirichtungszähler verwendet. Wärmepumpen werden ohne Vorhandensein einer Produktion häufig mit einem separaten Zähler gemessen und bepreist. Die meisten Energieversorger verzichten jedoch auf die separate Messung der Wärmepumpe, sobald eine Photovoltaikanlage zur Eigenstromproduktion vorhanden ist (Abbildung 29).

Die Haushaltszähler kumulieren die bezogene oder abgegebene elektrische Wirkarbeit. Die Zählertypen für Doppeltarife verfügen, im Gegensatz zu den Einfachtarifzählern, über zwei separate Zählwerke für Hoch- und Niedertarif (HT und NT). Die Umschaltung zwischen den Tarifen erfolgt meist via Rundsteuerung, kann aber auch über eine im Zähler integrierte Zeitsteuerung geschehen. Die Auslesung der Zählerstände zur Abrechnung erfolgt in regelmässigen Abständen vor Ort. Dies ist häufig auch dann der Fall, wenn bereits intelligente Zähler eingebaut wurden, die Vernetzung (z.B. über Powerline-Kommunikation) jedoch noch nicht in Betrieb genommen wurde.

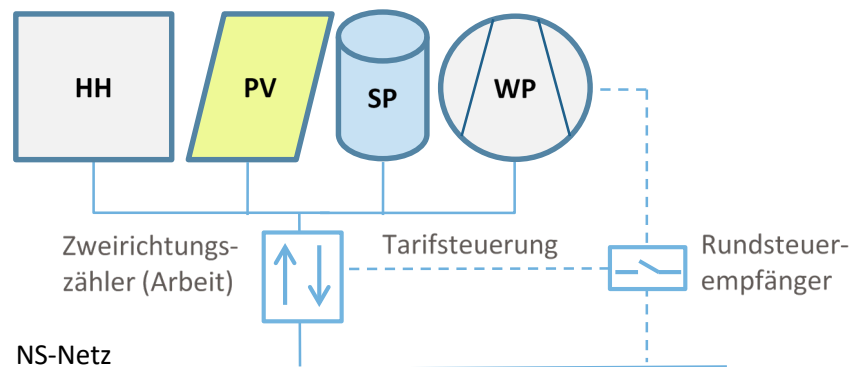


Abbildung 29: Beispielhafte Stromversorgung eines Haushalts mit eigener Produktion
HH: Haushalts-Stromverbraucher (reiner Verbraucher), PV: Photovoltaik-Stromerzeugungsanlage (Einspeisung), SP: Elektrischer Speicher (Ein- und Ausspeisung möglich), WP: Elektrische Wärmepumpe (reiner Verbraucher).

Als Verrechnungsgrundlage des Energieversorgers gegenüber seinen Kunden dienen die Differenzen der neusten Zählerstände (HT und NT) zu den zuletzt ausgelesenen. Für die Abrechnung werden diese Vorschub-Werte im Abrechnungssystem plausibilisiert und je mit den Energie- und Netzpreisen im Hoch- und Niedertarif multipliziert. Für die Netznutzung und den Energiebezug gelten heute aus den oben beschriebenen technischen Gründen dieselben Tarifzeiten und damit auch dieselben Arbeitsmengen.

Der Rundsteuerempfänger erlaubt zusätzlich zur erwähnten Tarifumschaltung die Steuerung von Verbrauchern wie Wärmepumpen und Solar-Wechselrichtern. Dies bezeichnet man auch als "Demand Side Management" (DSM).

3.2.2 Betrachtete Energieversorger und Tarife

Betrachtet wurden 14 Energieversorgungsunternehmen (EVU) in der Schweiz, welche zusammen rund 2/3 des gesamten Absatzes der Schweiz bestreiten (Abbildung 30). Es handelt sich um die EVU mit dem grössten Stromabsatz in der Schweiz, ergänzt um einige mittelgrosse EVU, welche über neue und spezielle Preismodelle verfügen. Die Tarifstrukturen dieser grossen EVU werden von den kleineren im Umfeld oft übernommen.



Abbildung 30: Übersicht betrachtete Energieversorger.

EVU	Name des Stromversorger	Hauptsitz	Stromabsatz Schweiz
AIL	Aziende Industriali di Lugano SA	Lugano	1'100 GWh
BKW	BKW Energie AG	Bern	7'700 GWh
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern	6'200 GWh
EKZ	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich	5'500 GWh
EWB	EW Höfe AG	Freienbach	200 GWh
EWL	EWL Kabelnetz AG	Luzern	700 GWh
EWZ	ewz Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich	3'800 GWh
IWB	Industrielle Werke Basel	Basel	1'200 GWh
Repower	Repower AG	Brusio	4'200 GWh
Romande Energie	Romande Energie SA	Morges	2'800 GWh
SAK	St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen	700 GWh
SIG	Services Industriels de Genève	Genf	2'800 GWh
SiL	Service de l' Electricité de la Ville de Lausanne	Lausanne	1'400 GWh
WWZ	WWZ Netze AG	Zug	900 GWh
Summe			40'000 GWh

3.2.3 Analyse der Standardtarife aus Prosumentensicht

Die Wirtschaftlichkeit eines Gebäudeenergiesystems mit Solaranlage und Speicher wird in der Schweiz von den einheitlichen Einmalvergütungen des Bundes und den regulierten Monopol-Tarifen des jeweiligen Energieversorgers für die Ein- und Auspeisung beeinflusst. In diesen Tarifen enthalten ist auch eine Abgeltung für die netz- und marktdienlich eingesetzte Flexibilität.



Eine Übersicht über die Tarifstrukturelemente findet sich in Anhang 9.3. Die einzelnen Bestandteile und Preise der betrachteten EVU werden im Folgenden erläutert und analysiert.

3.2.3.1 Einspeisetarife

Die Einspeisetarife [27] sind in den vergangenen Jahren gesunken. Der Preis, den ein Energieversorger für den ins Netz eingespeisten Solarstrom (physikalische Energie) bezahlt, muss gemäss Gesetz⁴ auf der Höhe seiner übrigen Energiebeschaffungskosten liegen. Beim zusätzlichen Kauf der Herkunftsnachweise (HKN, entspricht dem ökologischen Mehrwert) bezahlen die Energieversorger eine Vergütung, welche oft höher angesiedelt ist als der Marktpreis [28]. Für die Messung der Einspeisung entstehen den Prosumenten heute in den meisten Fällen keine Mehrkosten mehr, da für Ein- und Ausspeisung nur ein Zweirichtungszähler benötigt wird. In der Summe liegen die Einspeisetarife inkl. HKN jedoch bei allen Energieversorgern tiefer als die Bezugstarife der Endkunden.

Der Unterschied zwischen den Entgelten für die Ein- und Ausspeisung liegt darin, dass bei der Ausspeisung zusätzlich das Netznutzungsentgelt und die Steuern und Abgaben verrechnet werden. Aus ökonomischer Sicht gilt es deshalb den Eigenverbrauch zu maximieren und damit den Bezug von teurem Strom aus dem Netz zu reduzieren. Mit dem Anschluss- und Messschema gemäss Abbildung 29 sind die Voraussetzungen für den Eigenverbrauch am besten. Bei einigen Energieversorgern kann es jedoch auch heute noch vorteilhaft sein, die Wärmepumpe separat ans Netz anzuschliessen und extern steuern zu lassen.

3.2.3.2 Ausspeisetarife

Für die im Rahmen von CombiVolt betrachteten Kleinkunden (bis 100'000 kWh/Jahr) gilt das Monopol des Netzbetreibers sowohl auf den Netzentgelten wie auch bei den Energiepreisen (sog. Grundversorgung). Die Netzpreise und die Energiepreise für die Grundversorgung müssen für das Gültigkeitsjahr bis am 31. August des Vorjahres publiziert werden. Es gelten folgende Rahmenbedingungen, welche auf der Basis des Stromversorgungsgesetzes durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) und vom Bundesgericht verfügt wurden.

- **Energiepreise:** Gemäss der aktuellen Gesetzgebung müssen die Energiepreise für alle Endverbraucher als Durchschnittspreis des gesamten Beschaffungsportfolios gebildet werden. Der Netzbetreiber muss seinen Kleinkunden grundsätzlich dieselben Energiepreise zugestehen wie seinen Grosskunden. Diese müssen sich wiederum an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion bzw. den langfristigen Bezugsverträgen des Netzbetreibers orientieren [29,30]. Der Zuschlag für Verwaltungs- und Vertriebskosten sowie für den Gewinn wurde in der Grundversorgung von der ElCom, gestützt auf den Entscheid des Bundesgerichts [31], reguliert.

⁴ Art. 15 Abs. 3 Ziff. a Energiegesetz (EnG): Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sich die Vergütung nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität.



- Die **Netznutzungsentgelte** müssen auf der Basis der Betriebs- und Kapitalkosten gebildet werden und unterstehen der Regulierung durch die ElCom. Die Kundengruppen fassen Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil zusammen (Energieabgabe am Netzanschlusspunkt). Der Eigenverbrauch ist also schon abgezogen. Die Netznutzungsentgelte müssen so gewählt werden, dass mindestens 70 Prozent über ein Arbeitsentgelt abgerechnet werden. Das heisst auch, dass maximal 30 Prozent des Netznutzungsentgelts als Grundpreis (Fixpreis pro Monat) abgerechnet werden darf. Diese Regel gibt immer wieder Anlass zu Diskussionen und der erwähnte Ansatz könnte im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) per 1.1.2020 auf 50 Prozent gesenkt werden [32].

3.2.3.3 Arbeitspreise: Doppeltarif, unterbrechbare Tarife und Flexibilität

Mit der Wahl der Arbeitspreise für die Netznutzung und den Energiebezug schaffen Energieversorger finanzielle Anreize zum Energiebezug während der Niedertarifzeiten. Man spricht auch von "Demand Response (DR)". Zudem können sie grosse Lasten (wie Wärmepumpen) bei Bedarf über die Rundsteuerung unterbrechen. Im Fachjargon spricht man vom "Demand Side Management (DSM)". Damit die Kunden von den Doppeltarifen, bzw. von unterbrechbaren Tarifen, profitieren können, müssen sie über Flexibilität verfügen, d.h. grosse Lasten hauptsächlich im günstigen Niedertarif betreiben können.

Elektrochemische Speicher, Elektroautos, Boiler, Warmwasserspeicher und Fussbodenheizungen in Kombination mit einer Wärmepumpe weisen eine hohe **Flexibilität** auf. Die Flexibilität von älteren Heizsystemen ist vergleichsweise klein und stark von der Witterung abhängig.

Die Betriebszeiten von Haushaltgeräten hängen von den Bedürfnissen und Gewohnheiten der Bewohnerinnen und Bewohnern ab, was deren Flexibilität einschränkt. Lediglich bei Kühlgeräten spielt es kaum eine Rolle, wann diese die Kälte bereitstellen. Allerdings ist deren Auswirkung wegen ihrer geringen Leistung auch beschränkt.

Die untersuchten Unternehmen (siehe Kapitel 3.2.2) nutzen drei verschiedene zeitliche Muster bei der Ausgestaltung des Doppeltarifs (Tarife 2016).

- Hochtarif nur an Werktagen
- Hochtarif an Werktagen und am Samstag-Vormittag
- Hochtarif an allen Tagen

Gemeinsam ist aber die Tatsache, dass alle EVU während der Nacht (mindestens von 22 bis 6 Uhr) einen Niedertarif anwenden. Etwas mehr als die Hälfte haben den ganzen Sonntag Niedertarif und davon noch rund die Hälfte den ganzen Samstag.

Die früher häufige Unterscheidung von Sommer- und Winterpreisen kommt aktuell nur noch bei den Grosskundensegmenten einzelner Energieversorger vor.

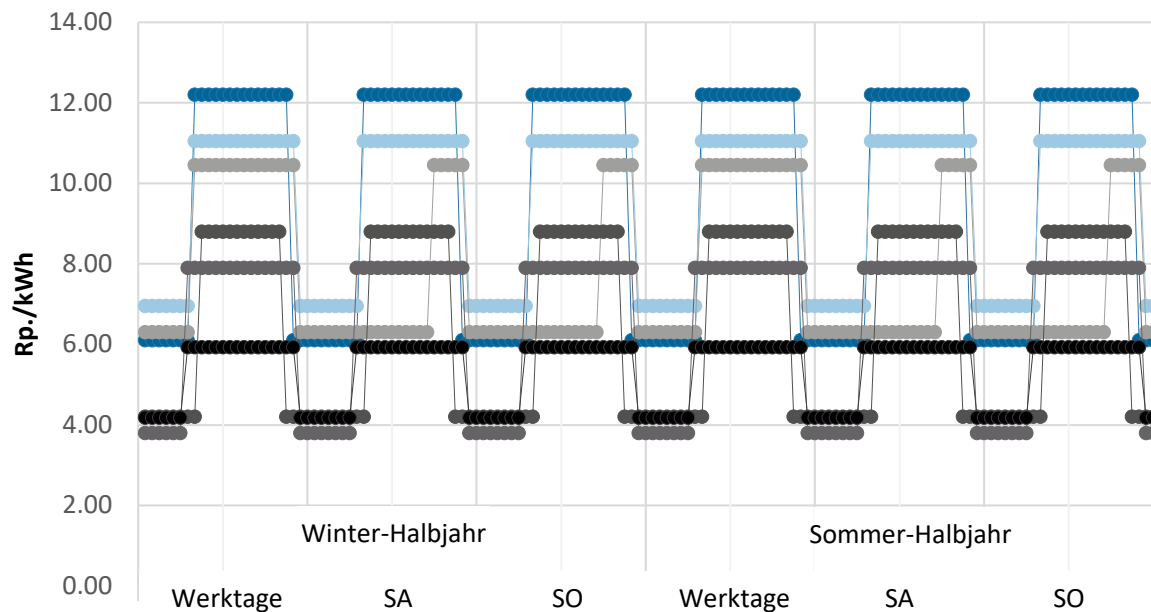


Abbildung 31: Netz-Arbeitspreise von Schweizer Energieversorgern 2016.

In Abbildung 31 fällt das Muster eines Energieversorgers (hellgraue Kurve) auf, der den Hochtarif an Wochenenden nur in den Abend- und frühen Nachtstunden eingeführt hat. Er reagiert damit auf regelmässig hohe Lasten bei den Haushalten, welche hauptsächlich durch Kochen, Beleuchtung und Freizeitaktivitäten verursacht werden. Die Nachladung der Boiler ist erst gegen Mitternacht preislich attraktiv (DR) und wird von den EVUs entsprechend gesteuert (DSM).

Die Auswertung der Höhe der Arbeitspreise in der folgenden Tabelle 5 zeigt die grossen Unterschiede unter den betrachteten EVU. Einzig die IWB rechnet die Wärmepumpen mit einem Einfachtarif ab, sonst handelt es sich bei den hier betrachteten Tarifen immer um Doppeltarife. Die dargestellte Differenz HT-NT entspricht der Abgeltung der Flexibilität für die Lastverschiebung von der HT-Zeit in die NT-Zeit (Demand Response). Eine Differenz von 0 Rp./kWh bedeutet, dass für die betrachteten Kundengruppen kein Doppeltarif angeboten wird.

Hohe Arbeitspreise haben diejenigen EVU, welche für die Netznutzung keine Grundpreise mehr verrechnen (z.B. ewz). Sie bieten damit den maximal möglichen Anreiz für Eigenverbrauch bzw. Energieeffizienz.

Die CKW verrechnet für die Netznutzung einen Mindestbetrag von CHF 6.60 pro Monat. Es handelt sich um einen Kompromiss-Ansatz zwischen den von der Strombranche angestrebten hohen Fix- bzw. Leistungsgebühren und der von den Umweltverbänden geforderten Abschaffung der Grundgebühren.

Die Differenz zwischen Hoch- und Niedertarifpreisen (HT/NT) ist bei den Netzpreisen grösser als bei den Strompreisen. Der Grund für die geringeren Unterschiede zwischen den Strompreisen HT/NT ist in den derzeit geringen Unterschieden der Marktpreis-Produkte "Peak" und "Base" zu finden.



Tabelle 5: Wertebereich der Arbeitspreise Netz, Strom, Netz+Strom sowie Einspeisung der betrachteten 14 EVU im Jahr 2016, enthalten sind sowohl Haushalts- wie auch Wärmepumpentarife.

Arbeitspreise [Rp./kWh]		Min.	Max.
Netz	HT (alle betrachteten EVU)	4.60	13.60
	NT (alle betrachteten EVU)	2.40	12.40
	HT-NT (pro EVU und Tarif)	0.00	9.20
	HT/NT (pro EVU und Tarif)	100 %	309 %
Strom	HT (alle betrachteten EVU)	5.70	11.10
	NT (alle betrachteten EVU)	4.65	10.19
	HT-NT (pro EVU und Tarif)	0.00	4.40
	HT/NT (pro EVU und Tarif)	100 %	192 %
Netz+Strom	HT (alle betrachteten EVU)	9.81	22.70
	NT (alle betrachteten EVU)	8.20	19.20
	HT-NT (pro EVU und Tarif)	0.00	10.90
	HT/NT (pro EVU und Tarif)	100 %	218 %
Einspeisung	HT (alle betrachteten EVU)	4.50	31.60
	NT (alle betrachteten EVU)	4.45	21.10
	HT-NT (pro EVU und Tarif)	0.00	10.50
	HT/NT (pro EVU und Tarif)	100 %	191 %

Bei den Einspeisetarifen fallen die sehr hohen Maximalwerte und die grosse Bandbreite auf. Der höchste Wert stammt von der IWB. Er stützt sich auf den Regierungsratsbeschluss des Kantons Basel-Stadt. Es handelt sich um einen Spitzentarif, gültig von MO-FR von 08:30 bis 14:30 Uhr. Bei IWB war es also 2016 vorteilhafter, die gesamte Eigenproduktion ins Netz einzuspeisen⁵. Bei allen anderen EVU ist der Eigenverbrauch bis auf eine Ausnahme (ewl NT) vorteilhafter.

Die folgende Tabelle 6 zeigt die Vorteile des Eigenverbrauchs gegenüber der Einspeisung bzw. des Wärmepumpentarifs gegenüber dem Haushaltstarif (Tarif normal).

Tabelle 6: Arbeitspreisdifferenzen des normalen Tarifs (Haushalt)

a) zum Einspeisetarif (wenn grösser Null: Eigenverbrauch lohnt sich)

b) zum Wärmepumpentarif (wenn kleiner als ca. 2 Rp./kWh lohnt sich die Prüfung des Wärmepumpentarifs kaum).

Arbeitspreise [Rp./kWh]	Min.	Max.
HT (Netz+Strom) Tarif normal - Einspeisung (ohne IWB)	2.90	16.85
NT (Netz+Strom) Tarif normal - Einspeisung (ohne IWB)	-0.40	8.35
HT (Netz+Strom) Tarif normal - Tarif WP	0.60	7.40
NT (Netz+Strom) Tarif normal - Tarif WP	-0.55	1.55

⁵ Mit Änderung vom 29.5.2018 der Verordnung zum Energiegesetz wurden die Vergütungssätze deutlich gesenkt, weshalb es seit 2018 auch im Tarifgebiet der IWB attraktiver ist, PV-Strom selbst zu nutzen.



Mit einem vergünstigten Wärmepumpentarif werden die Kunden für die Abtretung ihrer Flexibilität belohnt. Das EVU darf dann den Betrieb der Wärmepumpen nach bestimmten Regeln unterbrechen. Die längste zusammenhängende Abschaltdauer betrug im Rahmen der vorliegenden Erhebung 4 Stunden und die längste tägliche Unterbrechungsdauer 8 Stunden. Zum Vergleich: Beim Haushaltstarif sind die Unterbrüche auf ca. 2 Stunden pro Tag begrenzt.

Die heutigen Wärmepumpentarife unterscheiden nicht zwischen Fussboden- und Heizkörperheizungen. Die Unterbrechungsregeln gelten schon seit vielen Jahren mehr oder weniger in unveränderter Form. Sie orientieren sich an Häusern mit schlechter Wärmedämmung und kleinen Heizflächen (Heizkörper). Bei diesen sinkt der thermische Komfort nach Unterbrechung des Wärmepumpenbetriebs relativ rasch. Gut gedämmte Häuser mit Fussbodenheizung weisen dagegen eine hohe Flexibilität auf.

Die Differenzen zwischen dem Haushaltstarif und dem Wärmepumpentarif sind in den letzten Jahren gesunken. Zudem ist mit der Anwendung des Wärmepumpentarifs meist ein zusätzlicher Grund- bzw. Messpreis fällig. Um diese Zusatzkosten durch eingesparte Stromkosten wett zu machen müsste die Wärmepumpe in der Regel pro Jahr mindestens 5'000 kWh verbrauchen. Diess ist nur bei grossen bzw. schlecht wärmegeprägten Einfamilienhäusern bzw. bei Mehrfamilienhäusern der Fall. Damit ist der Wärmepumpentarif insbesondere für Prosumenten nicht attraktiv.

Abbildung 32 und Abbildung 33 veranschaulichen die oben beschriebenen Tarifstrukturen am Beispiel der BKW.

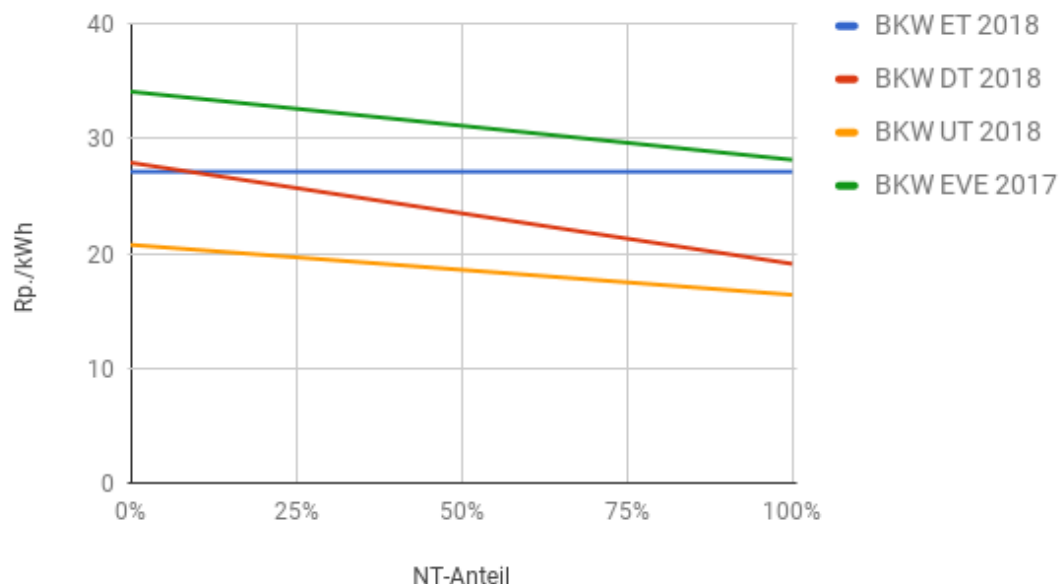


Abbildung 32: Durchschnittspreise in Abhängigkeit des Arbeits-Anteils während der Niedertarifzeit für die Kleinkunden der BKW zu Vollkosten, d.h. inkl. Grundpreis und bei EVE inkl. Leistungspreis. ET: Einfachtarif, DT: Doppeltarif, UT: Unterbrechbarer Tarif für Wärmepumpen mit separater Messung, EVE: Tarif für Eigenverbrauchsgemeinschaften mit Produktionsleistung > 10 kW und mit Leistungsmessung.

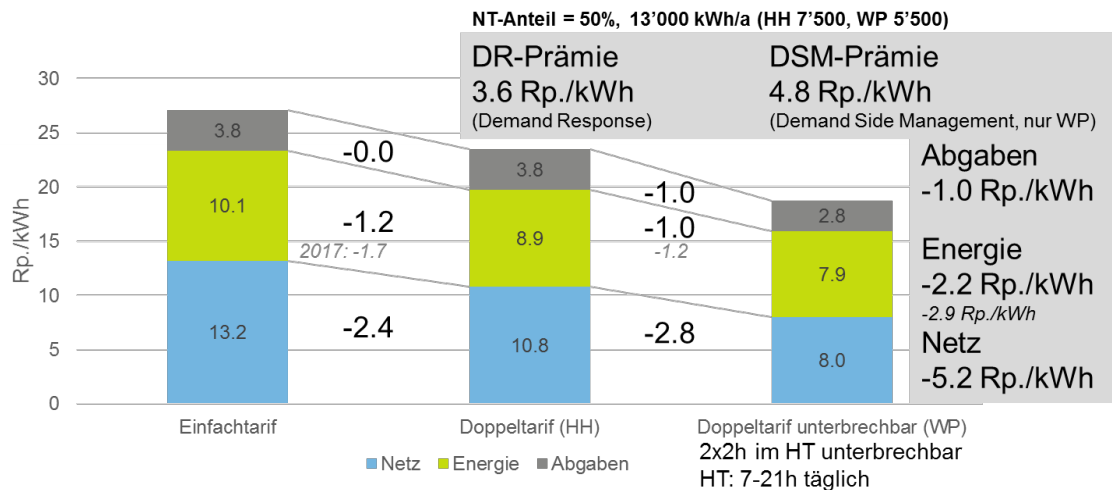


Abbildung 33: Aufteilung der Belohnung für netz- bzw. marktdienliches Verhalten von Kleinkunden. Im Gebiet der BKW erhalten die Kunden mit unterbrechbarem Tarif eine um 1 Rp./kWh vergünstigte Konzessionsabgabe.

Steuern und Abgaben werden als tariflose Arbeitspreise oder als prozentualer Zuschlag erhoben. Es handelt sich um den Zuschlag für das Einspeisevergütungssystem (EVS, früher KEV) und den Schutz der Fische, die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen (z.B. Konzessionsabgaben für die Benützung des öffentlichen Grundes) sowie die Mehrwertsteuer. In Einzelfällen (z.B. Kanton Basel-Stadt) werden die "Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen" tarifiert oder je nach Produkt preislich differenziert, um Lenkungseffekte zu erzielen.

3.2.3.4 Grund- und Leistungspreise

Je höher der Grundpreis, desto weniger Stromkosten (vom Netz) können die Endkunden mit Energieeffizienz und Eigenproduktion sparen. Dasselbe würde fast im selben Ausmass für einen Leistungspreis gelten. Leistungspreise gelangen jedoch bei den hier betrachteten Tarifen 2016 und beim betrachteten, nicht übermässig grossen, Einfamilienhaus nicht zur Anwendung.

Die Erhebung eines Grundpreises dient den EVU zum Grossteil der Finanzierung der Mess- und Abrechnungsdienstleistungen. Er gehört damit zum Netzentgelt. Die gefundenen Werte bewegen sich zwischen 60 und 172 CHF/Jahr, wobei sie am häufigsten bei 60 CHF/Jahr bzw. 5 CHF/Monat angesiedelt sind.

Wie in Kapitel 3.2.3.3 beschrieben, erheben einzelne EVU keine Grundpreise mehr. Sie bieten ihren Kunden damit optimale Rahmenbedingungen für die Steigerung der Effizienz und den Ausbau der dezentralen Stromproduktion.

3.2.4 Spezielle Strompreis-Modelle

Im Verlauf der Datenerhebung und der Befragungen der Produktverantwortlichen sind auch einzelne spezielle Tarifmodelle erfasst worden. Deren Ausprägung ist in der Übersichtstabelle im Anhang 9.3 enthalten. Die zwei wichtigsten Beispiele werden hier kurz erläutert.



An Stelle eines Grundpreises hat CKW einen Minimalbetrag beim Netzentgelt eingeführt. Unterschreitet der Absatz bei einem Kunden ein bestimmtes Mass (ca. 500 kWh/Jahr), wird der Minimalbetrag (6.60 CHF/Monat) verrechnet. Dadurch sind die Arbeitspreise gleich hoch wie beim Verzicht auf einen Grundpreis.

Die Repower hat per 1.1.2016 unter dem Namen "Smartpower" ein Bündel von neuen Produkten für die Grundversorgung lanciert. Ziel ist es, den Kunden Anreize für Einsparungen von Energie und Leistung zu bieten. Die Kunden haben die Wahl zwischen fünf Pauschal-Paketen mit Boni für eingesparte Leistung bzw. Energie, oder einem Modell ohne Pauschale, aber mit variabler Verrechnung von Leistung und Arbeit. Wenn der Kunde seine Anlage durch Repower steuern lässt, erhält er zudem bei beiden Varianten einen Rabatt von 15 % auf dem Netzentgelt.

In Kapitel 3.3 wird ein Blick in die zukünftige Entwicklung der Preismodelle gewagt.

3.3 Zukünftige Strompreismodelle

Die Energieversorger sind bestrebt ihre Strombeschaffungs-Risiken zu minimieren und ihren Ertrag im Bereich Netze langfristig zu sichern. Mit der Strukturierung und dem Pricing der Elektrizitätstarife reagieren sie auf die Veränderungen der Rahmenbedingungen.

3.3.1 Veränderung der Rahmenbedingungen

Die Stromversorgung spielt eine immer zentralere Rolle bei der Sicherung der Lebensqualität der Menschen. Heute ist sie auch der Schlüssel zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 und wird deshalb laufend an Bedeutung gewinnen. Die ausgleichende Funktion des Netzes und die Stromproduktion in Grosskraftwerken bleiben in den dicht besiedelten Regionen zentral. Das Monopol der Stromversorgung wird jedoch durch folgende Entwicklungen relativiert:

- Photovoltaik ermöglicht jedermann eine teilautonome Stromversorgung
- Grosskunden können sich aus der Grundversorgung durch den Netzbetreiber verabschieden (erster Schritt der Marktöffnung). Neu gehören auch grosse Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch zu den Grosskunden. Mit der Revision des StromVG soll schliesslich der Markt für sämtliche Kunden geöffnet werden.
- Durch den Betrieb eines Elektroautos oder den Einbau einer stationären Batterie können Prosumenten ihre Flexibilität und damit die Unabhängigkeit vom Netz steigern.
- Moderne Steuer- und Regelsysteme (z.B. mit modell-prädiktiven Regelalgorithmen) können sich an den Preissignalen der Energieversorger sowie an Wettervorhersagen orientieren und damit die verfügbare thermische Flexibilität eines Gebäudes "vermarkten".
- Die fortschreitende Digitalisierung erlaubt beispielsweise die Schaffung von lokalen Strommärkten (z.B. das BFE-Leuchtturm-Projekt Quartierstrom [33]).



Für die Entwicklung der Netz- und Strompreise ist es wichtig, Szenarien zur Absatzentwicklung zu entwickeln. Das BFE hat als Grundlage für die Energiestrategie 2050 entsprechende Szenarien ausarbeiten lassen. Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie, mit Zielen bis 2035, setzt das Szenario "politisch orientierte Massnahmen (POM)" um. Für die Ziele 2050 muss jedoch eine "neue Energiepolitik (Szenario NEP)" verfolgt werden. Auf der Seite der Produktion wird vom bundesrätlichen Szenario "C+E" ausgegangen, welches als Ausgleich der wegfallenden Kernenergie den Ausbau der dezentralen erneuerbaren Energie und der Importe sowie den Bau von zentralen Gaskraftwerken vorsieht. Die Folgen dieser Szenarien für die Netzkosten wurden in der Studie "Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz" [34] untersucht. Daraus wurden Veränderungen bei den Netzkosten und dem Absatz abgeleitet.

Das Design des Strom-Grosshandelsmarktes entspricht heute dem Merit-Order-Prinzip. Zudem gibt es einen ergänzenden Markt für Regelleistung. Das BFE hat die Notwendigkeit zur Änderung bzw. Ergänzung des Strommarktdesigns in Studien [35] abklären lassen.

Bei den Netzen ist die maximal übertragbare Leistung der hauptsächliche Kostentreiber. Der Beitrag der Höchstleistung eines einzelnen Kunden an die Spitzenleistung im Netz ist mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor behaftet, der bei Kleinkunden gering ausfällt. In der Summe, wie beispielsweise in einem mit einer Trafostation erschlossenen Wohnquartier, ergibt sich deshalb ein relativ regelmässiger Lastgang mit hoher Benutzungsdauer. Dank der zunehmenden dezentralen Solarstromproduktion fällt die Mittagsspitze häufig kleiner aus. In den Abendstunden und in Schlechtwetterphasen muss jedoch auch genügend Leistung zur Verfügung stehen. Zur Vermeidung von lokalen Überlastungen (Engpässen) und zur Erhöhung der Auslastung des Netzes ist es wichtig, die Dynamik des Stromverbrauchs wenn möglich auch örtlich beeinflussen zu können.

Die Herausforderung der Zukunft liegt also beim Management der Flexibilität der Netznutzer auf der Basis von Steuerungsmöglichkeiten und preislicher Anreize. Die Revision des StromVG sieht vor, dass die Kosten der von den Endverbrauchern zur Verfügung gestellten Flexibilität zur Entlastung des Netzes anrechenbar sind, das heisst von der ElCom als gleichwertig zu Investitionen ins Netz anerkannt werden.

Ab 2019 verrechnen einige Energieversorger Grundpreise nicht nur in der Netz-, sondern auch in der Energiesparte. Im Hinblick auf eine konsequentere Entbündelung der beiden Geschäftsbereiche ist dies zu begrüßen. Sie entspricht einer Umlagerung von bisher im Netzbereich verrechneten Kosten sowie einer besseren Abbildung der weitgehend fixen Vertriebskosten.

Bei der Revision des StromVG im Jahr 2019 soll die Gestaltungsfreiheit der Netztarife erhöht werden, indem der minimale Anteil des Arbeitsentgelts am gesamten Netzentgelt von 70 auf 50 Prozent gesenkt werden soll. Damit soll verhindert werden, dass die reinen Konsumenten immer mehr für die Netznutzung bezahlen müssen ("Entsolidarisierung") und sichergestellt werden, dass die Prosumenten weiterhin einen "fairen" Anteil an den Netzkosten tragen.

Diese Entwicklungen haben Auswirkungen auf die zukünftigen Netz- und Strompreise. Sie sind jedoch auch abhängig von der Entwicklung der gesamten Wirtschaft. Es ist jedoch sehr schwierig, dazu heute bereits quantitative Aussagen zu treffen.



3.3.2 Prognose zukünftiger Strompreise

Zur Berechnung der zukünftigen Strompreise wurden die Zeitreihen der Kraftwerksleistungen und der Strommarktpreise der Jahre 2016 und 2017 für Deutschland verwendet [36]. Die Extrapolation der Strommarktpreise auf die Jahre 2025 und 2035 basiert auf der erwarteten Entwicklung der Stromproduktion in Deutschland im EU-Referenzszenario [37] entsprechend der folgenden Formel:

Formel 9:

$$\text{Preis}(t) = K + \text{Koeffizient} \cdot \text{Gesamtproduktion}(t) + \sum (\text{Koeffizienten} \cdot \text{Kraftwerksleistungen}(t))$$

Die Konstante K (Schnittpunkt mit Y-Achse) und die Koeffizienten wurden mittels multipler linearer Regression aus den Produktionsleistungen und zugehörigen Marktpreisen der Jahre 2016 und 2017 wie folgt bestimmt:

Tabelle 7: Beispielrechnung zur Bestimmung des zukünftigen Strompreises mittels multipler linearer Regression.

Technologie	Koeffizienten	Leistungen 1.1.2025, 0 Uhr	Produkt
Gesamtproduktion	0.00309774 EUR/MWh/MW	58'664 MW	181.73 EUR/MWh
Biomasse[MW]	-0.00274314 EUR/MWh/MW	5'366 MW	-14.72 EUR/MWh
Wasserkraft[MW]	-0.00411298 EUR/MWh/MW	1'681 MW	-6.91 EUR/MWh
Wind [MW]	-0.00342813 EUR/MWh/MW	16'936 MW	-58.06 EUR/MWh
Photovoltaik[MW]	-0.00317864 EUR/MWh/MW	0 MW	0.00 EUR/MWh
Kernenergie[MW]	-0.00323679 EUR/MWh/MW	0 MW	0.00 EUR/MWh
Kohle [MW]	-0.00251997 EUR/MWh/MW	24'709 MW	-62.27 EUR/MWh
Erdgas[MW]	-0.00004884 EUR/MWh/MW	7'246 MW	-0.35 EUR/MWh
Pumpspeicher[MW]	0.00039145 EUR/MWh/MW	1 MW	0.00 EUR/MWh
Sonstige Konventionelle[MW]	-0.00152155 EUR/MWh/MW	192 MW	-0.29 EUR/MWh
Schnittpunkt mit Y-Achse			6.29 EUR/MWh
Summe = extrapolierter Preis am 1.1.2025 um Mitternacht =			45.42 EUR/MWh

Da die Schweiz nicht EU-Mitglied ist, fehlt das entsprechende EU-Referenzszenario für die Schweiz. Für die Zwecke der Simulation, nämlich das Erproben der Regelalgorithmen und die Bestimmung der relativen Unterschiede, reicht es aus, mit dem Datensatz für Deutschland zu rechnen, zumal der Schweizer Markt künftig mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit in den EU-Markt integriert werden wird.

Bei viel Sonnenschein und Wind in Europa steigt die Leistung dieser Energien, welche sehr geringe Grenzkosten aufweisen und tiefere Strompreise bewirken, indem sie die teuren Kraftwerke aus dem Markt drängen. Es kann auch vorkommen, dass die Preise negativ ausfallen, d.h. dass die Marktteilnehmer Geld erhalten, wenn sie Strom verbrauchen. Der Grund dafür liegt in der geringen Flexibilität der preisbestimmenden Grosskraftwerke. Den gegenteiligen Effekt haben sogenannte Dunkelflauten, bei denen die Produktion aus Wind- und Sonnenkraftwerken praktisch vollständig zum Erliegen kommt und die Strompreise durch die teuersten Kraftwerke bestimmt werden.

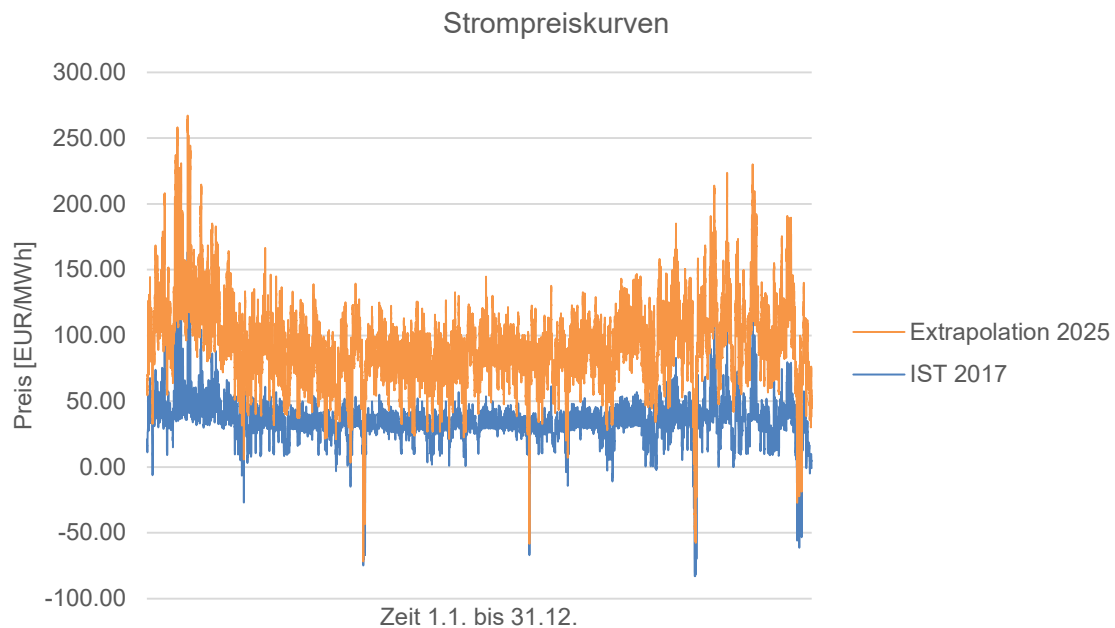


Abbildung 34: Strompreiskurven für Deutschland, IST 2017 und lineare Regression für 2025.

Als alternativer Ansatz der Modellierung wurde ebenfalls eine Bestimmung der Strompreiskurve "bottom-up" nach dem Merit-Order Prinzip geprüft. Rasch wurde jedoch klar, dass dies den Rahmen dieses Arbeitspaketes überschritten hätte (vgl. Abbildung 35). Verfügbarkeit und Flexibilität der Grosskraftwerke haben beispielsweise einen grossen Einfluss auf die Preisentwicklung, erfordern jedoch ein vertieftes Verständnis der Kraftwerkseinsatzplanung.

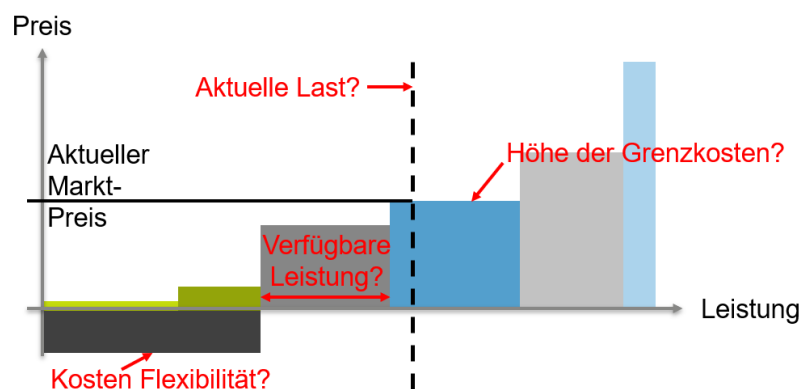


Abbildung 35: Merit Order Prinzip, Schwierigkeiten bei der Modellierung (in Rot).

Auch die Adaption von bestehenden Modellen wurde verworfen. Während sich viele Modelle aus Hochschulprojekten häufig nicht ohne grossen Zusatzaufwand in die eigene Simulationsumgebung einbauen lassen, sprengen kommerzielle Angebote das Budget.

Nach Ansicht der Autoren können die Fluktuationen des Strompreises und die zukünftige Entwicklung aufgrund der Veränderungen im Kraftwerkspark mit der gewählten Regressionsmethode ausreichend realistisch modelliert werden.



3.4 Tarife für die Simulation

Aus dem Studium der aktuellen und zukünftigen Preise von Energieversorgern wird im Folgenden eine Auswahl an Tarifen für die Simulation vorgestellt. Diese sollen die Bandbreite möglicher zukünftiger Tarife abdecken. Im Zentrum steht dabei die Entwicklung der Tarifstrukturen und der relativen Preisunterschiede der verschiedenen Tarifelemente. Die regionalen Unterschiede der Preisniveaus variieren in der Schweiz stark und können im Rahmen dieses Projekts nicht modelliert werden.

Die Vorhersage der absoluten Höhe der Preise ist bei der Energie nur in einem engen Zeitrahmen möglich. Zu gross sind die Einflüsse der Märkte und der Politik. Das Niveau der Netzpreise wird sich in den nächsten 10 bis 20 Jahren dagegen nur wenig ändern, da die Netzkosten nur geringen Marktschwankungen ausgesetzt sind, einen grossen Kapitalkostenanteil mit langen Abschreibedauern enthalten, und von Seiten der Regulierung kein grosser Kostendruck zu erwarten ist. Allerdings dürfen mit der neuen StromVV, neben einem vorgeschriebenen Basistarif mit einem Mindestanteil von 70 % nichtdegressivem Arbeitstarif, neu auch Wahltarife mit alternativen Preisstrukturen angeboten werden. Für die Netzbetreiber bietet es Vorteile, die Preise nicht ansteigen zu lassen, da dies bei den Prosumenten einen Anreiz zur Erhöhung des Eigenverbrauchs bieten und damit zu einem Rückgang der vom Netz ausgespeisten Energie führen würde.

Eine wichtige Rolle bei der Gestaltung der zukünftigen Preismodelle nimmt die Bewertung der Flexibilität ein. Während sich die Energiepreise an der öffentlich zugänglichen Preiskurve der Spotmarkt-Börse und teilweise an den Preisen des Regelenenergiemarktes messen können, besteht noch kein allgemeingültiges dynamisches Netzpreis-Modell. Der Preis für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität war bisher durch schwach begründete Differenzen zwischen dem Hoch- und Niedertarif gegeben. Dank der gesetzlichen Zuweisung des Eigentums an der Flexibilität an die Endkunden wird hier in den nächsten Jahren voraussichtlich ein neuer Preisbildungsmechanismus entstehen.

Für die Gestaltung der zukünftigen Tarife wurde das folgende Vorgehen gewählt:

- a) Bestimmung eines Einfachtarifs oder eines schwach ausgeprägten Doppeltarifs (Basistarif, siehe Kapitel 3.2.3.3), welcher Kosten auf der Basis eines durchschnittlichen, nicht netz- oder marktdienlichen Lastgangs deckt.
- b) Festlegen der "Preise für Flexibilität", die sich an den Verhältnissen im Schweizer Strommarkt, an den Reserven im eigenen Verteilnetz, sowie an der Steuerbarkeit des Lastgangs orientieren. Die Tarifzeiten sollen sich zunehmend an den tatsächlichen Hochpreis- und Engpasssituationen bzw. den Schwachlastzeiten orientieren. Je besser der Lastgang einer Tarif-Kundengruppe auf diese Signale reagieren kann, desto höher soll die Vergütung für die Flexibilität ausfallen. Die Flexibilität kann auch in mehreren Stufen vergütet werden, woraus beispielsweise ein Smart Grid Tarif abgeleitet werden kann.
- c) Abstimmung der Preisgestaltung auf die Bedürfnisse der Kunden. Die Kunden bevorzugen möglicherweise eine Fixgebühr ("Flat"), bzw. einen einheitlichen Basispreis, ergänzt um die jeweiligen Gutschriften für den Verkauf ihrer Flexibilität.



3.4.1 Netztarife (N)

Für die Simulationsrechnungen wurden die im Folgenden beschriebenen 7 Netztarife-Strukturen entwickelt und bepreist.

Basistarif

Mit der Einführung der gesetzlichen Grundlagen zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie wurde der Begriff der Basiskundengruppe eingeführt. Der dafür entwickelte Basistarif steht allen Verbrauchern mit einer maximalen Leistung bis 30 kVA und einem Jahresverbrauch bis maximal 50'000 kWh offen. Der Endverteiler überlässt die Flexibilität den Kunden, d.h. der Tarif setzt keine Lastverschiebungs-Anreize im eigenen Netz. Damit handelt es sich um einen eher teuren Tarif. Um sein Risiko bei den Kosten des vorliegenden Netzbetreibers zu minimieren, wird der Endverteiler aber den Preisunterschied zwischen Hoch- und Niedertarif des Vorliegers an die Endkunden weiterreichen.

NB ("Netz Basis"): 70 % Arbeitsentgelt gemäss den geltenden gesetzlichen Vorschriften, Doppeltarif mit geringer HT-NT-Preisdifferenz (siehe oben) und 30 % Grundpreisanteil, kein Leistungspreis.

Die Tarifzeiten beim Doppeltarif wurden bei allen Tarifen und für das ganze Jahr, d.h. ohne Sommer/Winter-Unterscheidung wie folgt gewählt:

Hochtarif (HT): MO...FR 7 bis 20 Uhr
SA 7 bis 13 Uhr
SO -
HT auch an Feiertagen gültig

Niedertarif (NT): Übrige Zeiten

Wahltarife

Die Wahltarife gewähren den Endverbrauchern Gutschriften für den Verkauf ihrer Flexibilität. Die Vergütung ist heute meist in Form vergünstigter Arbeitspreise eingerechnet, d.h. nicht explizit ausgewiesen. Die Preisnachlässe entsprechen der Vergütung für die verkaufte Flexibilität und ihre Höhe richtet sich nach dem Grad der Netzdienlichkeit. Je genauer der Netzbetreiber den Konsum oder die Einspeisung eines Endverbrauchers steuern kann, desto höher ist der Wert und damit auch der Preis der Flexibilität. Folgende Faktoren steigern den Wert der vom Netzbetreiber genutzten und vergüteten Flexibilität (Aufzählung nicht abschliessend):

- Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Preis- oder Steuersignal von der Kundenanlage auch tatsächlich umgesetzt wird. Dazu zählt auch die Unabhängigkeit der verfügbaren Flexibilität von äusseren Einflüssen wie z.B. der Aussentemperatur oder dem Benutzerverhalten.
- Die maximale Dauer eines einzelnen Eingriffs, die minimale Ruhezeit zwischen zwei gleichen Eingriffen sowie die maximale gesamte Eingriffszeit pro Tag.



- Die Kürze der Latenzzeit, d.h. die Zeit, welche vom Empfang des Steuerbefehls bis zu seiner Umsetzung verstreicht (v.a. bei der Verwendung von Flexibilität für den Regelenergiemarkt wichtig, siehe Kapitel 3.2.2).
- In Zukunft auch: Die geografische Auflösung der Eingriffsmöglichkeiten und die Lage der flexiblen Anlage im Netz, insb. ihre Nähe zu Engpässen.

Auf der Basis dieser Überlegungen wurden folgende Wahltarife gebildet:

NWS ("Netz Wahltarif, statisch"): Doppeltarif ohne Steuerungsmöglichkeit durch den Netzbetreiber, den Endverbrauchern bietet der Tarif preisliche Anreize zum Betrieb von Geräten in der Schwachlastzeit. 70 % Arbeitsentgelt.

NWSU ("Netz Wahltarif, statisch, unterbrechbar"): Im Unterschied zu NWS kann der Netzbetreiber Anlagen des Kunden nach bestimmten Regeln unterbrechen. Diese "EVU-Sperre" dauert max. 2x2 Stunden pro Tag mit anschliessend mindestens gleich langem Einschaltzustand. 70 % Arbeitsentgelt.

NWDU ("Netz Wahltarif, dynamisch, unterbrechbar"): Dynamischer Vierfachtarif (Smart Grid Ready, SGR, vgl. Tabelle 8), unterbrechbare Lieferung (für die Simulation gehen wir von einem festen Tagesablauf der Steuerbefehle aus), 70 % Arbeitsentgelt.

Tabelle 8: Beschreibung der Befehle, welche ein SGR-Gerät umsetzen kann.

Befehl	Erläuterung
Frei	unbeeinflusst
Aus	Entspricht der Unterbrechung bzw. "EVU-Sperre" bei NWSU Dauer max. 2x2h pro Tag, anschliessend mind. 2h "Frei"
Ein Wunsch	Einschaltempfehlung
Ein Pflicht	Einschaltbefehl Dauer max. 2x2h pro Tag, anschliessend mind. 2h "Frei" Die sicherheitsrelevanten Funktionen der Steuerung haben Vorrang und können trotz des Einschaltbefehls zum Ausschalten des Geräts führen.

NWSL ("Netz Wahltarif, statisch, mit Leistungspreis"): Erlösanteile: 50 % Leistungspreis, 20 % Arbeitspreis, 30 % Grundpreis. Im Unterschied zum Tarif NWS wird die Hälfte des Entgelts proportional zur gemessenen Maximalleistung eines Monats verrechnet. Die Leistung entspricht der während einer Viertelstunde geleisteten Arbeit. Die Bestimmung des Leistungspreises geht von demselben Verbrauchsprofil aus wie beim Basistarif. Das heisst, wenn die Leistung dauerhaft tiefer gehalten werden kann als bei einem unbeeinflussten Lastgang, kann der Endverbraucher Kosten sparen.

NGP ("Netz Grundpreis, mit Leistungsbegrenzung"): Das Netznutzungsentgelt ist abhängig von der Dauer des Netznutzungsvertrags und von der vereinbarten Vertragsleistung (hier: 25 A = ca. 17 kW). Beim Überschreiten der Vertragsleistung wird der Strom mit Hilfe eines "Breakers" im Hauptstromzähler unterbrochen und kann am Zähler selber oder ev. über das Kundenportal des Energieversorgers wieder eingeschaltet werden. Ein Lastüberwachungssystem könnte dafür sorgen, dass dieser Fall auch bei knapp gewählter Vertragsleistung



gar nie eintrifft. Sinn dieses Tarifs ist eine deutliche Kosteneinsparung beim Energieversorger, welche an den Kunden weitergereicht wird. Die Kosteneinsparung wird dadurch erreicht, dass das bestehende Netz nicht ausgebaut werden muss und der Planungs- und Koordinationsaufwand minimiert werden kann. Es handelt sich um einen Gegenentwurf zum "Smart Grid" und könnte als "Dull Grid" bezeichnet werden.

Dieses Grundpreis-Modell wird unter Netzwirtschafts-Experten diskutiert und ist radikaler als der "Smartpower"-Tarif von Repower (siehe auch Kapitel 3.2.4). Der "Smartpower"-Tarif ist dabei kundenfreundlicher, da der Maximalstrom in der Praxis nie erreicht wird und es dadurch nicht zu Stromunterbrüchen kommt. Er unterscheidet sich aber in seiner Wirkung nicht wesentlich von einem "normalen" Leistungstarif: Mittels Bonus und Malus in Abhängigkeit der Unter- bzw. Überschreitung der Vertragsleistung wird die Flat Rate nämlich wieder variabel gemacht.

3.4.2 Energietarife (E)

Bei den Energietarifen werden für die Simulation lediglich zwei Modelle entwickelt. Verzichtet wurde einerseits auf einen Einfachtarif, weil dieser die Preisschwankungen am Grosshandelsmarkt überhaupt nicht an die Kunden weiterreichen kann und auch weil ein Einfachtarif dem im Projekt betrachteten Energiesystem mit dynamischer Regelung keine Anreize bieten würde. Ebenfalls wurde verzichtet, in den Energietarifen einen Grundpreisanteil einzubauen. Für die Simulation wird nicht mehr unterschieden zwischen Netz, Energie, sowie Steuern und Abgaben. Bei den Netzpreisen ist immer ein Grundpreis-Anteil vorhanden.

EDT (Energie, Doppeltarif): Die Doppeltarife wurden aus der mit dem Verbrauchsprofil H4⁶ und den in Kapitel 3.4.1 aufgeführten Tarifzeiten auf der Basis der deutschen Marktpreise ermittelt (gewichteter Mittelpreis). Der verwendete Kurs beträgt 1.2 CHF/EUR und für die Vertriebskosten wurde ein Zuschlag von 2 Rp./kWh angesetzt. Damit ergeben sich folgende statische Energie-Doppeltarif-Preise:

Tabelle 9: Statische Arbeitspreise im Doppeltarif-Modell EDT in Rp./kWh, ermittelt aus den mittels linearer Regression abgebildeten deutschen Strommarktpreisen.

	2017	2025	2035
HT	6.3	8.5	9.6
NT	5.6	9.1	10.7

Auffällig ist die Umkehr der Preise zwischen 2017 und 2025. Die Preise in der Nacht sind bei diesem Szenario in 2025 höher als am Tag. Der Grund liegt einerseits am zunehmenden Angebot von Strom aus Solaranlagen während des Tages und andererseits an den vereinfachend angenommen unveränderten Tarifzeiten.

⁶ Die ElCom verwendet zur Beurteilung der Preise der Energieversorger die Verbrauchskategorien H1-H8 für Privatkunden und C1 bis C7 für Geschäfts- und Grosskunden, siehe <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/> -> Strompreis in einer Gemeinde suchen -> Verbrauchskategorie Fragezeichen [38].



ERTP (Energie, Real-Time-Pricing): Am kurzfristigen Spotmarkt werden Energiemengen in 15-Minuten- oder Stunden-Blöcken gehandelt. Man spricht vom kontinuierlichen Intraday-Handel. Der Handel für die Schweiz wie auch für Deutschland findet an der EPEX Spot Börse statt. Nur Händler mit entsprechender Lizenz können dort Verträge abschliessen. Die Regeln des Marktplatzes sind auf der Webseite der EPEX Spot ersichtlich [39].

Obwohl die meisten Marktteilnehmer nur einen kleinen Teil ihres Bedarfs tatsächlich am Spotmarkt decken, stellt dieses Preissignal die eigentliche Referenz dar, an dem sich alle Massnahmen zur Risikoabsicherung messen müssen. Das Real-Time-Pricing, wie wir es hier in der Simulation verwenden, stellt also heute einen theoretischen Extremfall dar. Meist wird ein Energieversorger seine Kunden gegen Extrempreise absichern, was zwar die Risiken eindämmt, aber auch zu Mehrkosten führt. Endkunden mit eigener Flexibilität könnten dagegen ihre Risikoabsicherung selber übernehmen, indem sie Phasen extrem hoher oder tiefer Preise mit ihren Speichern optimal nutzen.

Zusätzlich zum Spotmarkt-Preis muss der Energieversorger einen Zuschlag für seine Aufwendungen verrechnen (hier: 2 Rp./kWh wie bei EDT). Wie eingangs dieses Kapitels beschrieben, werden für die Simulation die Preise des deutschen Marktes umgerechnet in Schweizer Franken (Kurs 1.2 CHF/EUR) verwendet, und es werden die Zeitreihen der linearen Regression verwendet.

3.4.3 Steuern und Abgaben

Für die Simulation wurden die in Tabelle 10 aufgeführten Steuern und Abgaben angesetzt. Diese entsprechen den für 2018 geltenden Sätzen. Die zukünftige Entwicklung ist schwer einzuschätzen. Da diese Preiskomponenten in den meisten Fällen nicht zwischen HT und NT unterscheiden, bieten sie derzeit auch kaum Anreize für flexible Prosumenten. Dasselbe gilt für die Mehrwertsteuer, welche auf dem Rechnungstotal erhoben wird.

Tabelle 10: Übersicht der Abgaben, welche in der Schweiz zur Netznutzung geschlagen werden.

Steuern und Abgaben	Preis 2018
Netzzuschlag für KEV	2.2 Rp./kWh
Netzzuschlag zum Schutz der Gewässer und Fische	0.1 Rp./kWh
Gemeinde- bzw. Kantonsabgaben (z.B. Konzessionsabgabe, Förderprogramm), Netzzuschlag	0.5 Rp./kWh
Zuschlag der swissgrid für die Systemdienstleistungen (SDL), ist Bestandteil des Netzentgelts, wird hier aber aus Transparenzgründen separat aufgeführt	0.32 Rp./kWh
Total	3.12.Rp./kWh

3.4.4 Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung, einschliesslich einer Abgeltung für die Herkunftsnachweise, wurden wie folgt gewählt: HT 7.5 Rp./kWh und NT 5.7 Rp./kWh.



3.4.5 Tarfkombinationen

Aus den oben aufgeführten Netz- und Energiepreismodellen wurden die folgenden, als sinnvoll erachteten, Kombinationen gebildet:

Tabelle 11: Übersicht Preise für die Simulation für das Jahr 2017.

Komponente	Einheit	Tarif						
Netz		NB	NGP	NWS	NWS	NWSU	NWDU	NWSL
AP HT	Rp./kWh	10		11		8		8
AP NT	Rp./kWh	8		5		5		2
AP Aus	Rp./kWh						10	
AP frei	Rp./kWh						8	
AP Wunsch	Rp./kWh						2	
AP Ein	Rp./kWh						1	
GP	CHF/Mt.	6	60			8		
Steuern und Abgaben		3.1						
LP	CHF/kW							3
Energie		EDT	EDT	EDT	ERTP	EDT	EDT	EDT
AP HT	Rp./kWh	7.76			6.3*	7.76		
AP NT	Rp./kWh	7.16			5.6*	7.16		
GP	CHF/Mt.							
LP	CHF/kW							
Durchschnittspreis H7 in Rp./kWh		19.8	16.0	18.4	17.0	17.3	16.7	17.3
Differenz zum Basistarif NB = Gutschrift für Flexibilität			-3.8	-1.4	-2.8	-2.5	-3.1	-2.5

*Mittelwerte der Marktpreiskurve, siehe Tabelle 9.

Die Preise wurden gemäss den geltenden gesetzlichen Vorschriften bestimmt. Als Mengengerüst für die Durchschnittspreisberechnung wurde das Verbrauchsprofil H7 der ElCom mit einem Jahresverbrauch von 13'000 kWh verwendet. Dies entspricht einem grossen Haus mit durchschnittlicher Energieeffizienz, ohne Solaranlage und ohne Speicher. Der Smart Grid Ready-Netztarif NWDU wurde mit dem Energietarif EDT kombiniert. In Summe ergibt sich ein Preissignal wie in der folgenden Grafik dargestellt.

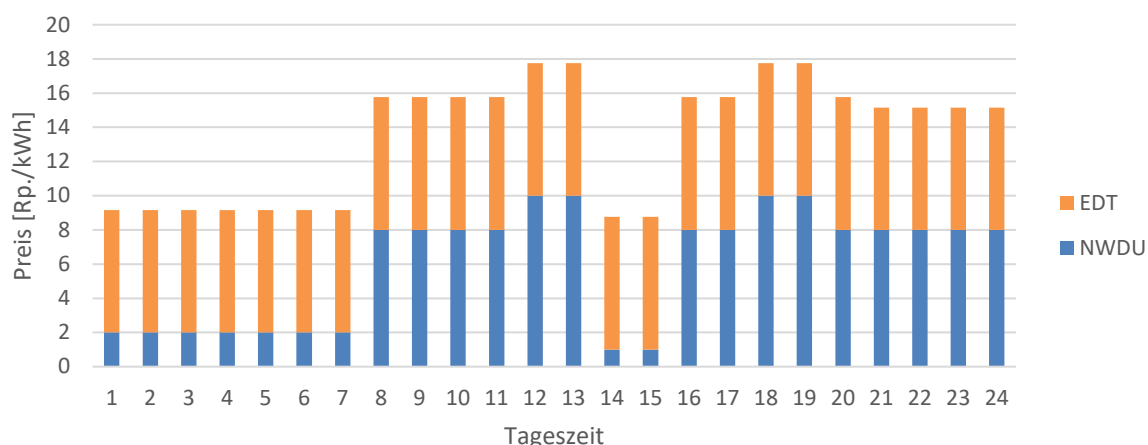


Abbildung 36: Preissignal der Kombination eines Energie-Doppeltarifs EDT mit dem Smart Grid Ready-Tarif NWDU.



4 Simulation und Extrapolation

Die Systemsimulationen wurden mit der Software TRNSYS 17 [40] und der Software Polysun 9 [41] durchgeführt. Beide Simulationstools sind Standardlösungen zur Evaluation von erneuerbaren Energiesystemen im Einfamilienhaus. Polysun hat dabei einen starken Schwerpunkt auf die Planung. TRNSYS wird insbesondere im akademischen Bereich häufig verwendet. Es bietet eine sehr umfangreiche Flexibilität, weist in der Folge aber auch eine hohe Komplexität auf. Zudem ist der Code einsehbar und beliebig mit eigenen Modellen erweiterbar.

4.1 Randbedingungen

Im folgenden Kapitel werden die im Arbeitspaket Simulation und Extrapolation untersuchten Systeme beschrieben. In Tabelle 12 sind sämtliche Systemkomponenten und Randbedingungen zusammengefasst.

Tabelle 12: Verwendete Randbedingungen für die Simulationen (*fett: Referenzsystem*).

		Polysun	Trnsys
Wetterdatensätze	Zürich , Davos, Locarno	60 Minuten-Werte	10 Minuten-Werte Standardwetterdaten Zürich, Stundenwerte für alle anderen Wetterdaten
Haustyp	EFH45 , EHF100, IEA SHC Task 44 [42]	Polysun Gebäudemodell	Type 56, (Standardbibliothek), ISO-Gebäudemodell, [ISO13790, 2008], Type 5998 (Benutzermodell) [43]
Heizungstyp	Fussbodenheizung	Standard Polysun Fussbodenheizung	Fussbodenheizungsmodell SPF, Type 1792 (Benutzermodell) [44] Radiatormodell, Type 362 (Benutzermodell) [45]
Wärmeerzeuger	Luft-Wasser-Wärmepumpe	Modulierende Luftwärmepumpe 10 kW, A2W35: 9.6 kW, COP 3.4	Kompressormodell Wärmepumpe, Type 976 (Benutzermodell) [46], A2W35: 9.3 kW, COP 3.5
Thermischer Speicher	Kombispeicher , Warmwasserspeicher, Heizungspufferspeicher	Edelstahlspeicher ("Muster für Wärmepumpen") mit 80 mm PU-Isolation, 12-Schichten-Standardmodell	Erweitertes Speichermodell mit 100 Knoten, Type 340 (Benutzermodell) [47]
PV-Modell	45° PV-Anlage, Südausrichtung	Standard Polysun Modell "IBC-200 Megaline" 7.2 kWp	Type 194, Standardbibliothek
Batterie-modell		Polysun-Batteriemodell ohne Standby- und Regelverluste. Umwandlungs- und Ladeverluste angepasst auf erwünschte Round-Trip-Efficiency.	Batteriemodell mit Round-Trip-Efficiency, siehe Abschnitt 4.2.4

4.1.1 Wetterdatensätze

Die Wetterdatensätze wurden auf der Basis von Messdaten von MeteoSchweiz erstellt. Der im Referenzfall verwendete Wetterdatensatz von Zürich wurde dabei aus mehreren Messjahren zusammengesetzt, so dass durchschnittliche Jahreswerte resultieren [48]. Mit der Verwendung echter Messdaten wird garantiert, dass typische Phänomene, wie beispielsweise erhöhtes Solarstrahlungsangebot nach klaren, besonders kalten Nächten, korrekt dargestellt sind. Dies ist bei synthetisch generierten Wetterdatensätzen nicht unbedingt der Fall. Die Wetterdatensätze für Davos und Locarno wurden von MeteoSchweiz bezogen und bilden das Messjahr 2016 ab.

Tabelle 13: Kennwerte der verwendeten Klimadaten.

Standort	Jahresmitteltemperatur [°C]	Jährliche horizontale Globalstrahlung [kWh/m²]	Jährliche Globalstrahlung in Modulebene [kWh/m²]
Zürich	8.2	1'111	1'229
Davos	4.9	1'426	1'788
Locarno	10.7	1'382	1'692

Die Jahresmitteltemperatur, die jährliche Globalstrahlung auf die Horizontale und die jährliche Globalstrahlung in die Modulebene (45° geneigt nach Süden) sind für die drei betrachteten Standorte in Tabelle 13 gegeben. Die niedrigste jährliche Strahlung liegt in Zürich vor. Charakteristisch für den Standort Davos sind hohe jährliche Strahlungserträge bei tiefer Durchschnittstemperatur. Ähnlich hohe Solarerträge sind pro Fläche in Locarno zu erwarten. Die Jahresmitteltemperatur ist hier jedoch signifikant höher. Die monatlichen Werte sind in Abbildung 37 und Abbildung 38 dargestellt. Charakteristisch ist, dass die Solarerträge in Locarno und in Davos insbesondere im Winter im Vergleich zu Zürich stark erhöht sind.

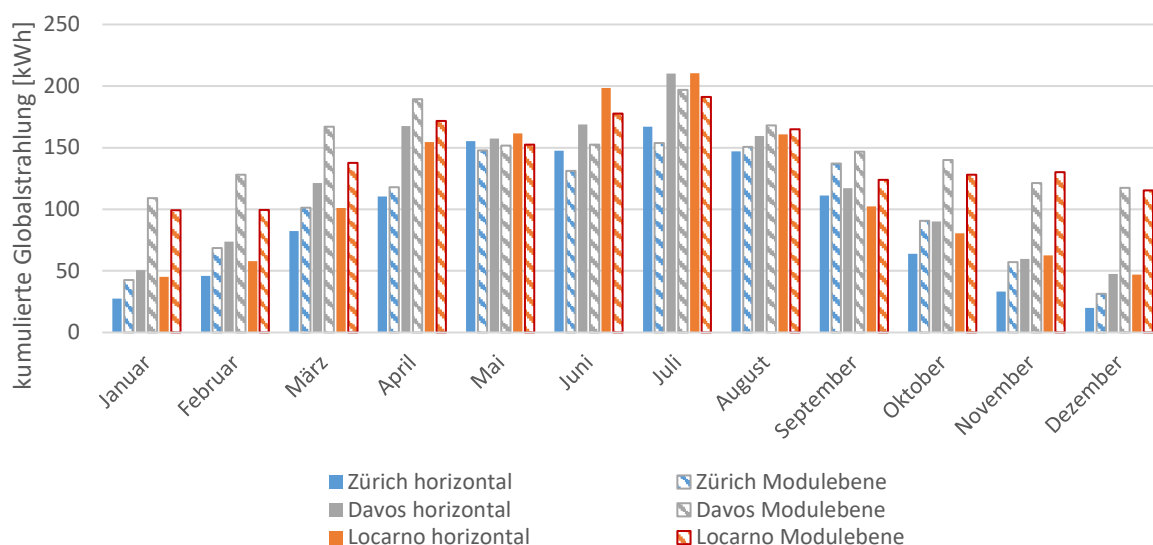


Abbildung 37: Monatliche Summen der Globalstrahlung für die Standorte Zürich, Davos und Locarno.

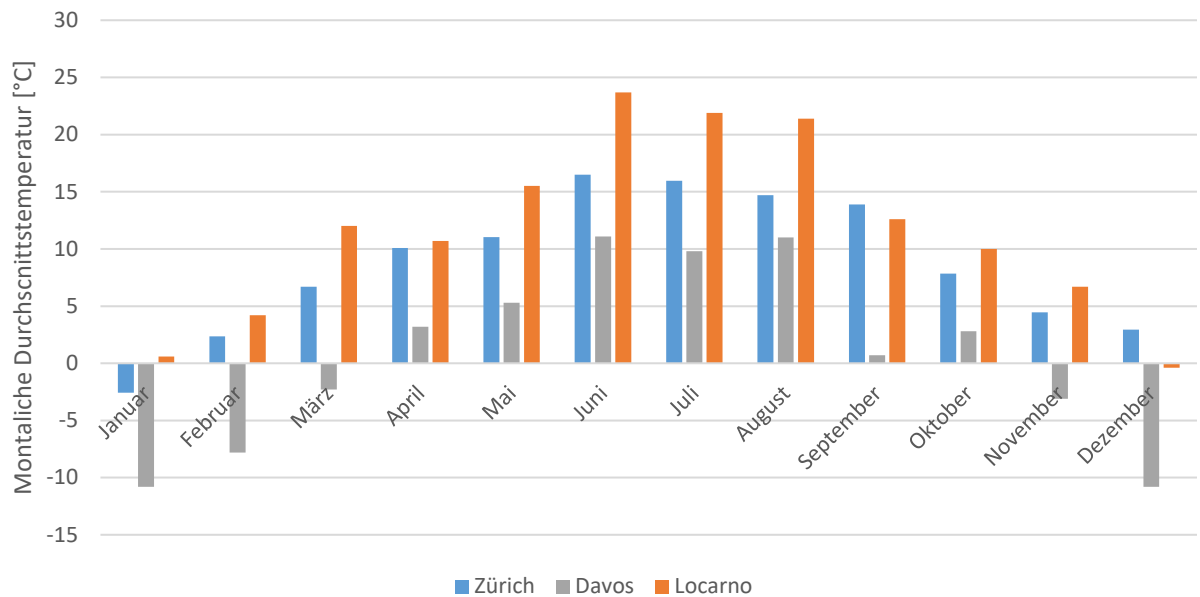


Abbildung 38: Monatliche Durchschnittstemperaturen für die Standorte Zürich, Davos und Locarno.

4.1.2 Verbraucherprofile

Das Haushaltsstromprofil wurde mit Hilfe der Software LoadProfileGenerator, welche an der TU Chemnitz entwickelt wurde, erstellt [49]. Die verwendeten Profile beinhalten 2- und 4-Personen-Haushalte. Das 4-Personen-Haushaltsprofil ist einer Familie nachempfunden, welche auch um die Mittagstunden mindestens teilweise anwesend ist und entsprechend elektrische Energie verbraucht, während beim 2-Personen-Haushaltsprofil davon ausgegangen wird, dass beide Personen unter der Woche arbeiten und mittags nicht zu Hause sind. Das 2-Personen-Profil führt zu einem Gesamtverbrauch an elektrischer Energie im Haushalt von 2'692 kWh/a. Das 4-Personen-Profil weist einen Verbrauch von 3'313 kWh/a auf. Das Warmwasserprofil wurde mit dem Tool DHWcalc unter den identischen Annahmen erstellt [50]. Die über das Jahr gemittelten Tagesverläufe der zwei verschiedenen Arten von Haushaltsstromprofilen sind in Abbildung 39 und Abbildung 40 dargestellt.

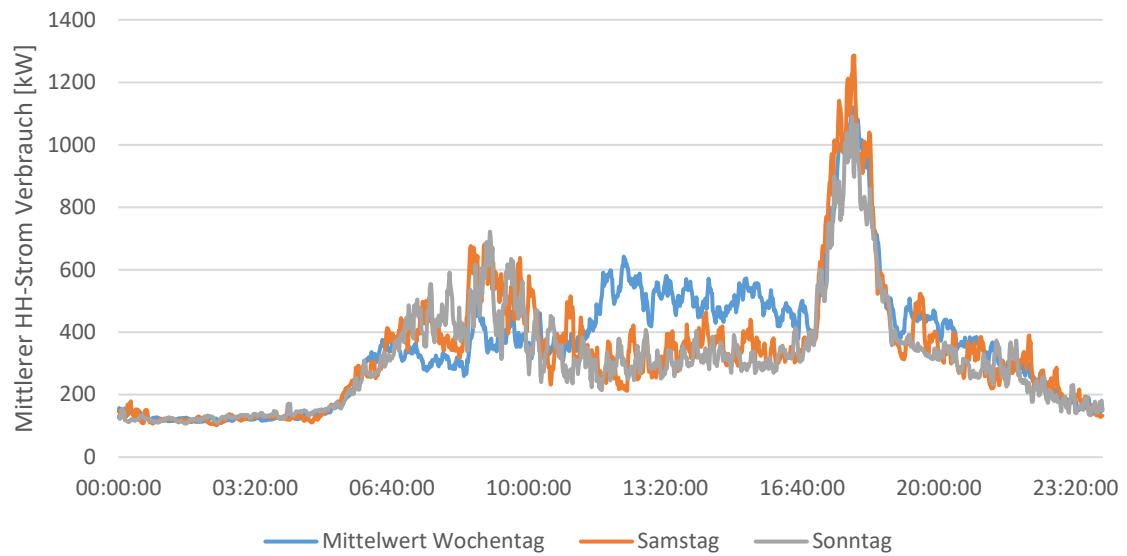


Abbildung 39: Mittlere Tagesverläufe des Stromverbrauchsprofils im 4-Personen-Haushalt.

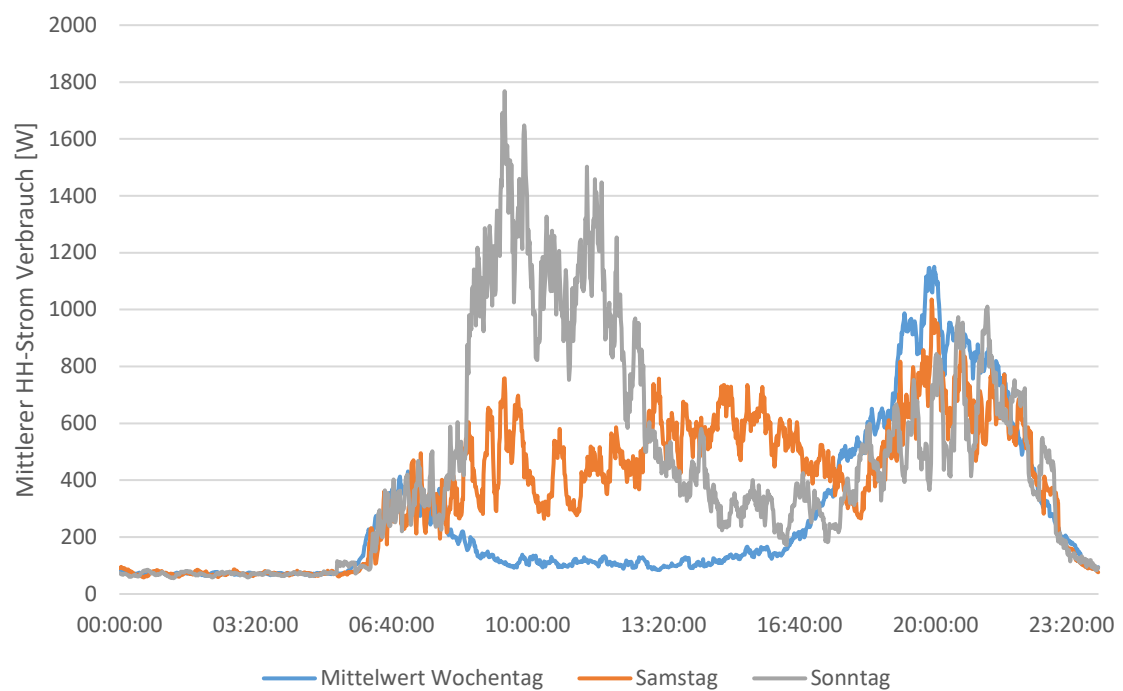


Abbildung 40: Mittlere Tagesverläufe des Stromverbrauchsprofil im 2-Personen-Haushalt.



4.1.3 Gebäude

Als Gebäude wurden die im IEA SHC Task44/ HPP Annex38 definierten Gebäudeklassen EFH45 und EFH100 verwendet [42]. Für das Mehrfamilienhaus wurde ein im BFE-Projekt ImmoGap definiertes Referenzmehrfamilienhaus (MFH) untersucht [51]. In den TRNSYS-Simulationen wurden für das Gebäude zwei verschiedene Types verwendet. Das EFH100 und Teile der Simulationen des EFH45 Gebäudes wurden mit dem Gebäudemodell von TRNSYS simuliert. Die restlichen Simulationen des EFH45 und das Mehrfamilienhaus wurden mit dem in Type 5998 implementierten ISO-Modell simuliert. Im ISO-Modell erfolgen die Berechnungen dem in ISO13790, 2008 definierten vereinfachten Stundenverfahren [52]. Das Modell verzichtet auf die Abbildung verschiedener Räume und verwendet je einen Berechnungsknoten für die Raumtemperatur und für die Temperatur der Gebäudemasse. Die Wärmeverluste werden in Form von Transmissions- und Lüftungsaustauschkoeffizienten eingebunden. Die passiven solaren Gewinne werden in Abhängigkeit der Einstrahlung und der Fensterfläche der jeweiligen Fassaden berechnet. Die Parameter des ISO-Gebäudemodells wurden gemäss der Definition des EFH45 und des EFH100 gewählt. Bei Verwendung von Wetterdaten anderer Standorte ändert sich entsprechend der Heizwärmebedarf des Gebäudes. Mit Wetterdaten des Standorts Zürich anstatt Strassburg erhöht sich der Heizwärmebedarf des EFH45 mit dem verwendeten Wetterdatensatz beispielsweise leicht von 45 auf 52 kWh/(m²a).

4.2 Systemvarianten und Systemkomponenten

Die Heizungs- und Warmwasserversorgung wurde in drei unterschiedlichen Systemvarianten modelliert. Generell wurde die Steuerung der Wärmepumpe so gewählt, dass der Warmwasserspeicher, beziehungsweise der Warmwasserteil des Kombispeichers, an der Position des Messfühlers für die Beladung zwischen 45 °C und 50 °C gehalten wird. Mit zweiter Priorität wird der Raumheizungsspeicher, der Raumheizungsteil des Kombispeichers, beziehungsweise die Raumheizungsvorlauftemperatur, auf der gewünschten Vorlauftemperatur gemäss Heizkurve gehalten.

In der Simulation wurde eine Luft/Wasser-Wärmepumpe verwendet. Die Nennleistung hat einen wesentlichen Einfluss auf die Möglichkeit den PV-Strom zu verwerten. Aus diesem Grund wurden verschiedene Nennleistungen der Wärmepumpe getestet. In der Referenzvariante wurde eine Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer Heizleistung von 10 kW bei einem COP von 3.4 (A2W35) verwendet. Die Wärmeabgabe des Heizungssystems erfolgt im EFH45 mit Warmwasserspeichersystem über eine Fussbodenheizung. Der Aufbau der Fussbodenheizung ist in Tabelle 14 aufgeführt. Die Heizebene liegt dabei zwischen dem Unterlagsboden und der Trittschallisololation.

Tabelle 14: Aufbau der Fussbodenheizung.

Bezeichnung	Dicke	Dichte	Lambda	Cp	R-Wert
	m	kg/m ³	W/mK	kJ/kgK	m ² K/W
Parkett	0.013	750	0.18	1.6	0.07
Unterlagsboden	0.08	1500	1.5	1	0.05
Trittschallisolation	0.03	80	0.032	1.03	0.94
Beton armiert 2 % Stahl	0.2	2300	2.3	1	0.09
Wärmedämmung	0.14	85	0.038	1.03	3.68
U-Wert	0.2 W/m ² K				

4.2.1 Warmwasserspeichersystem

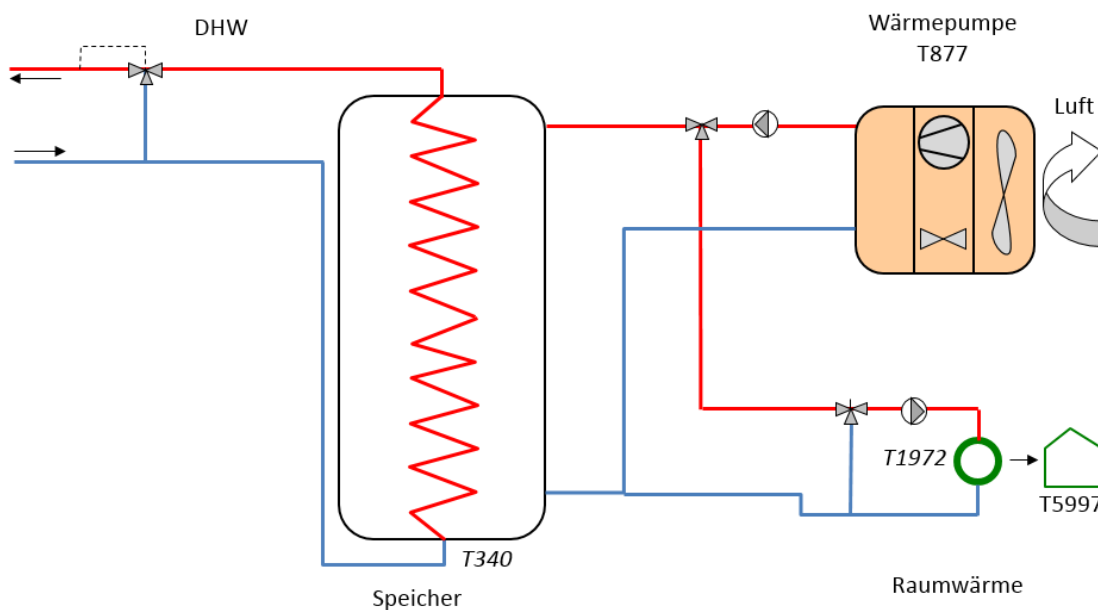


Abbildung 41: Hydraulik des Systems mit Warmwasserspeicher.

Das Warmwasserspeichersystem kommt ohne Heizungspufferspeicher aus. Werden modulierende Wärmepumpen verbaut, so kann mit der Steuerung der Kompressorleistung bei geeigneter Dimensionierung die gewünschte Vorlauftemperatur ohne zu häufiges Takten der Wärmepumpe erreicht werden. Üblicherweise ist eine Reduktion der thermischen Leistung einer modulierenden Wärmepumpe auf ca. 30-40 % des Maximums möglich. Ist aufgrund des tiefen Wärmebedarfs weniger Leistung gefragt, wird die Wärmepumpe auf minimaler Leistung getaktet, so dass die Rücklauftemperatur die Rücklaufsolltemperatur nicht um mehr als 3 K überschreitet. Die Anzahl Wärmepumpenstarts konnte so in den Simulationen auf 1100 bis 1300 pro Jahr begrenzt werden.

Soll zur Erhöhung des Eigenverbrauchs zusätzlich die Gebäudemasse aktiviert werden, so kann kein konventionelles Raumthermostatsystem verwendet werden, da üblicherweise nur eine manuelle Anpassung der im Raumthermostat eingestellten Solltemperatur möglich ist. In den Simulationen wurde für diesen Fall weder eine Rücklauf-Beimischung noch eine Drosselung des Volumenstroms durch Thermostatventile simuliert. Die in der Simulation verwendete und in Abbildung 41 dargestellte Hydraulik des Systems, bei welcher der Speicher direkt an die Wärmepumpe angebunden ist und über einen internen Wärmeübertrager entladen wird, wurde zur Vereinfachung des Simulationsaufbaus gewählt. Diese Art von Speicher ist bei Anlagen im Feld eher unüblich. Durch Vergleichssimulationen mit der üblicheren Variante mit Wärmetauscherregister auf der Wärmepumpenseite wurde überprüft, dass die Resultate vergleichbar sind.

Tabelle 15: Dimensionen Warmwasserspeicher (z entspricht der relativen Höhe im Speicher).

Volumen Speicher in Basisvariante	400 l
Höhe Speicher	1 m
Anschluss Wärmepumpe	Vorlauf z=1, Rücklauf z=0
Anschluss Lastkreislauf	Vorlauf z=1, Rücklauf z=0
Temperatursensor Beladung EIN/AUS	z=0.65
Interne Leitfähigkeit Speicher in z-Richtung	$\lambda=0.6 \text{ W/K/m}$

4.2.2 Kombispeichersystem

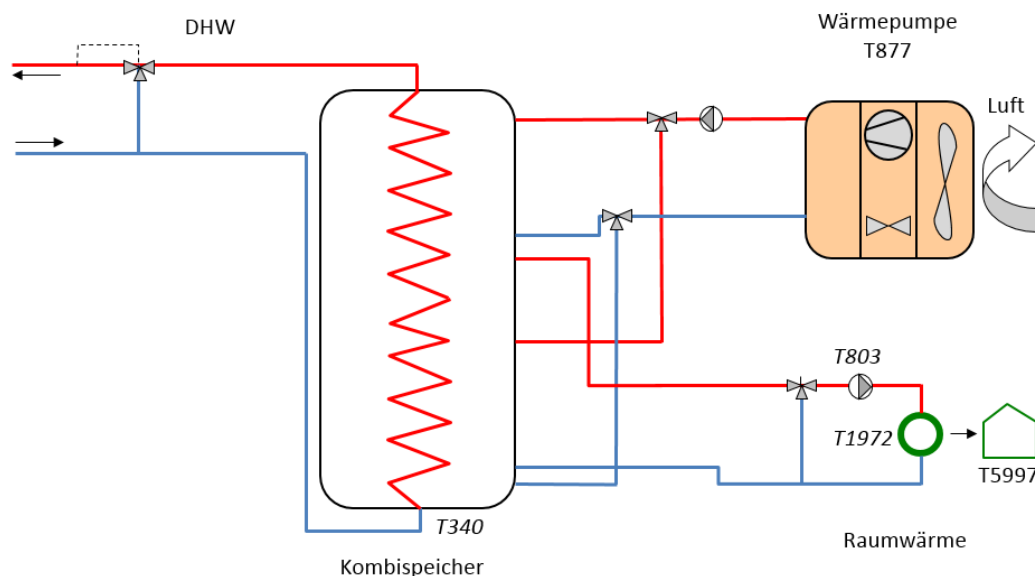


Abbildung 42: Hydraulik Kombispeichersystem.

Der verwendete "Kombispeicher" ist ein Pufferspeicher mit internem Wendelwärmetauscher, welcher das Warmwasser bereits im Raumheizungsteil⁷

⁷ Da kein Solarwärmesystem angebunden ist, gibt es hier auch kein Warmwasser-Vorwärmvolumen. Die Wärmepumpe bewirtschaftet den Speicher bis ganz unten.



vorerwärmt. Der Raumheizungsteil und der Warmwasserbereich können per Wärmepumpe getrennt beladen werden. Die verwendeten Masse des Kombispeichers sind in Tabelle 16 aufgeführt.

Tabelle 16: Dimensionen Kombispeicher.

Volumen Speicher in Basisvariante	800 l
Höhe Speicher	1.74 m
Warmwasseranschluss Wärmepumpe	Vorlauf z=1, Rücklauf z=0.49
Raumheizungsanschluss Wärmepumpe	Vorlauf z=0.49, Rücklauf z=0.1
Interner Wärmetauscher Warmwasser	Frischwasseranschluss z=0.03, Warmwasseraustritt z=0.95
Heizkreisanschluss	Vorlauf z=0.49, Rücklauf z=0.1
Temperatursensor Warmwasserbeladung EIN/AUS	z=0.65
Temperatursensor Heizung EIN/AUS	z=0.44
Interne Leitfähigkeit Speicher in z-Richtung	$\lambda=0.6 \text{ W/K/m}$

4.2.3 Zweispeichersystem

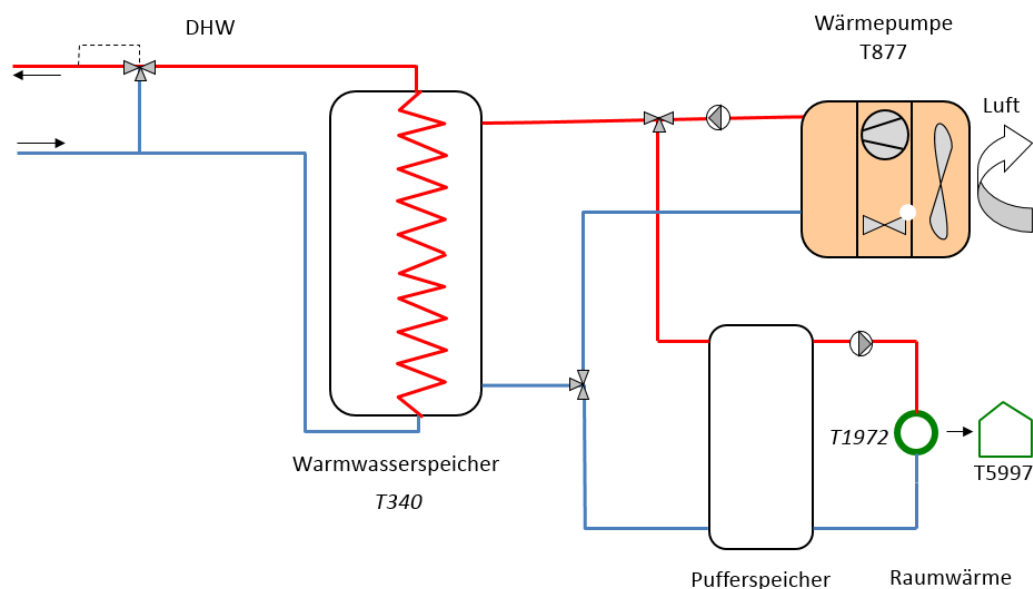


Abbildung 43: Hydraulik Zweispeichersystem.

Im Zweispeichersystem wird eine Konstellation mit separaten Warmwasser- und Heizungspufferspeicher abgebildet. Beide Speicher können von der Wärmepumpe



getrennt beladen werden. Die Dimensionen der Speicher im Zweispeichersystem sind in Tabelle 17 gegeben.

Tabelle 17: Dimensionen Zweispeichersystem (z entspricht der relativen Höhe im Speicher).

Volumen Speicher in Basisvariante	400 l Warmwasserspeicher, 200 l Heizungspufferspeicher
Höhe Speicher	1 m
Anschluss Wärmepumpe	Vorlauf z=1, Rücklauf z=0
Anschluss Lastkreislauf	Vorlauf z=1, Rücklauf z=0
Temperatursensor Warmwasserbeladung EIN/AUS	z=0.3
Temperatursensor Heizung EIN/AUS	z=0.66
Interne Leitfähigkeit Speicher in z-Richtung	$\lambda=0.6 \text{ W/K/m}$

4.2.4 Batterie

Für Vergleiche verschiedener Strategien zur Steigerung der Eigenverbrauchsquote und des Autarkiegrads wurden Batteriespeichersysteme in die Simulation integriert. Es wurde angenommen, dass es sich um ein AC-seitig gekoppeltes System handelt (Abbildung 44). Diese Schaltung ist derzeit die in Kombination mit PV-Anlagen am häufigsten realisierte, da sie eine maximale Flexibilität im Betrieb ermöglicht. Die Effizienz des Batteriewechselrichters sowie die Lade- und Entladeeffizienz der Batterie wurde vereinfacht als unabhängig von der Lade- und Entladeleistung angenommen.

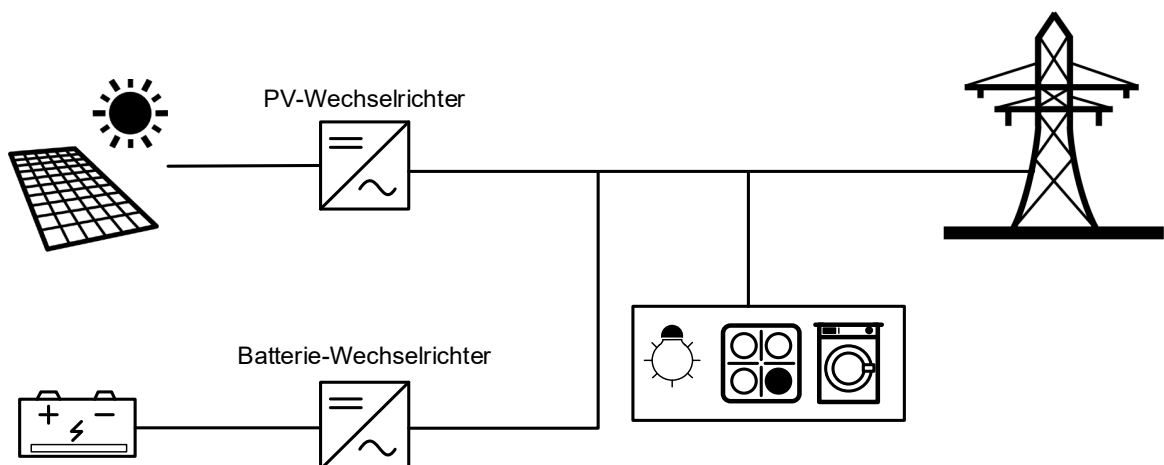


Abbildung 44: Darstellung der in den Simulationen verwendeten Batteriekonfiguration als AC-gekoppeltes System.

In einer Untersuchung verschiedener Batteriespeicher wurden unter idealisierten Laborbedingungen Round-Trip-Wirkungsgrade zwischen 82 % und 99 % gemessen [53]. In diesem Round-Trip-Wirkungsgrad sind jedoch nur die Lade-



und Entladeverluste der Batterie enthalten. Zusätzliche Verluste entstehen im Batteriewechselrichter, sowie durch den Eigenverbrauch der Regelung (Standby). Als Zykluseffizienz wird im Folgenden der totale Wirkungsgrad eines Batterielade- und Entladezyklus inklusive Wechselrichter und inklusive Standby-Verbrauch im dynamischen Betrieb bezeichnet. Um eine möglichst grosse Bandbreite an realen Systemen zu untersuchen, wurden ein relativ ineffizientes Batteriesystem mit 64 %, ein mittleres System mit 78 % und ein sehr effizientes Batteriesystem mit 92 % Zykluseffizienz simuliert. In für die Simulationen verwendeten einfachen Batteriemodell wurden sämtliche Verluste als Ladeverluste dargestellt und die Standby-Verluste nicht unabhängig davon ausgewiesen.

4.2.5 Wärmepumpe

Für die Steuerung der modulierenden Wärmepumpe wurde eine PID-Regelung implementiert, welche die Kompressorleistung so anpasst, dass jeweils die gewünschte Vorlauftemperatur erreicht wird. Für eine optimale Eigenverbrauchssteuerung ist eine modulierende Wärmepumpe geeignet, die den Strombezug auf die verfügbare PV-Leistung anpassen kann. Im in TRNSYS verwendeten physikalischen Wärmepumpenmodell wird die dadurch entstehende Veränderung des COPs aus gemessenen Kompressordaten berechnet. Reale modulierende Wärmepumpen können den Kompressor in der Regel auf bis zu 30-40 % der maximalen Leistung herunterregeln, ohne dass die Effizienz zu stark abnimmt. Allerdings fehlt bei momentan am Markt verfügbaren Produkten meist die Möglichkeit, von aussen eine konkrete Vorgabe für die elektrische oder thermische Leistung zu geben. In den Simulationen wurde davon ausgegangen, dass diese Steuerung in Zukunft möglich sein wird, oder dass die Wärmepumpe selber die Haushaltsstrombilanz regelt. Der überschüssige PV-Strom kann von der simulierten Wärmepumpe jeweils exakt bis zu einem Minimum von 30 % der Maximalleistung aufgenommen werden. Im Referenzsystem wurde eine Luft/Wasser Wärmepumpe simuliert.

Wird der thermische Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs bei Überschuss von PV-Strom durch die Wärmepumpe auf höhere Temperaturen geheizt, so steigt dabei die Kondensatortemperatur der Wärmepumpe. In den Simulationen wurden Überhöhungen der Speichertemperatur von bis zu 10 K angenommen. Bei einer Soll-Warmwassertemperatur von 50 °C impliziert dies, dass von der Wärmepumpe für den Speicher Temperaturen bis zu 60 °C bereitgestellt werden. Erfolgt die Wärmeabgabe an den Speicher über einen Wärmetauscher, so sind sogar noch höhere Temperaturen nötig. Nicht alle handelsüblichen Wärmepumpen können solch hohe Temperaturen liefern. Speziell bei kalten Quellentemperaturen kann die Ausschaltschranke schon deutlich vorher erreicht sein. Dies gilt es bei der Interpretation der Resultate, respektive bei der Auslegung von Wärmepumpen zur Eigenverbrauchsregelung, zu berücksichtigen.

4.2.6 Referenzregelung des Systems

Die Effekte verschiedener Regelstrategien wurden in Bezug auf eine Referenzregelung untersucht. Die Referenzregelung hält die Temperaturen der thermischen Speicher stets auf der Solltemperatur mit einer Ein-/Ausschalthysterese von 5 K.

Die Solltemperatur des Warmwassers wurde auf 50°C festgelegt. Entsprechend wird der Speicher beladen, wenn die Temperatur unter 45°C fällt. Der Ladezyklus wird beendet, sobald die Speichertemperatur über 50 °C steigt. Analog wird der Raumheizungsteil, beziehungsweise der Heizungspufferspeicher, beladen. Die Heizkurve zur Bestimmung der Sollvorlauftemperatur für die Heizung wurde gemäss der Formel aus [54] übernommen. Die Drehzahlregelung der Wärmepumpe wurde mit einer PID-Regelung abgebildet.

4.2.7 Regelung zur Steigerung des Eigenverbrauchs

Der maximale Eigenverbrauch, der mit einer bestimmten Speicherlösung und Speichergösse erreicht werden kann, wurde in einem ersten Arbeitsschritt mit einer rein auf Eigenverbrauch optimierten Regelung bestimmt: Übersteigt der von der PV-Anlage produzierte Strom den hausinternen Stromverbrauch, so wird der überschüssige Strom zur Beladung der lokalen Speicher verwendet. Diese Regelung garantiert, dass der Speicher immer maximal entsprechend dem vorhandenen Solarstrom beladen wird. In Abbildung 45 ist die Logik dieser Regelung grafisch dargestellt. Links wird der Fall gezeigt, bei welchem die Speicherung von Warmwasser und Raumwärme separat in zwei unterschiedlichen Speichern oder in den dafür vorgesehenen Bereichen des Kombispeichers erfolgt. In diesem Fall wird prioritär der Warmwasserspeicher beladen. Ist kein Heizungspufferspeicher im System vorhanden, entfällt dabei die letzte Stufe der Regelung. Rechts ist die analoge Regelung für Batteriespeicher dargestellt. In Abbildung 46 ist die verwendete Regelung mit einer kombinierten thermischen und elektrischen Speicherung dargestellt.

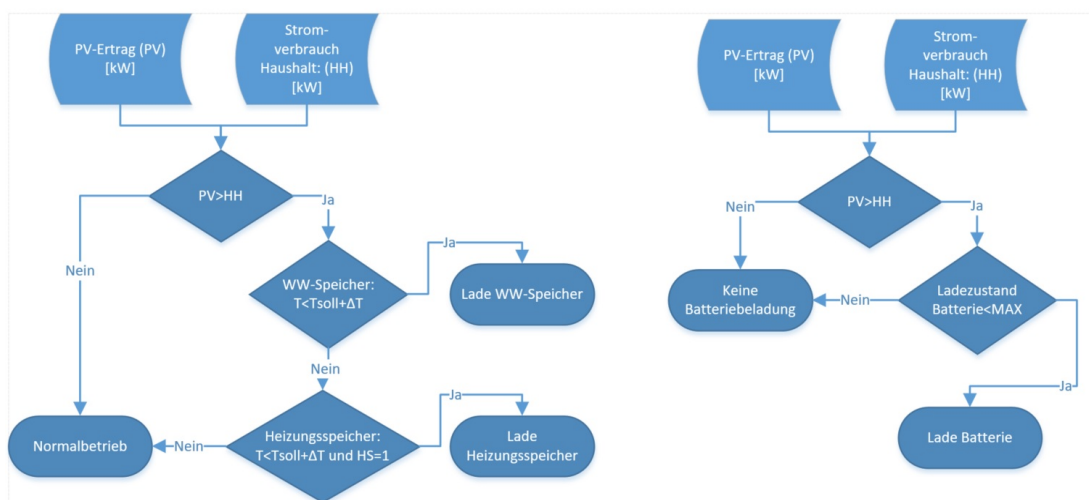


Abbildung 45: Darstellung der Regelstrategie zur Maximierung des Eigenverbrauchs mit thermischer Speicherung (links) und Batteriespeicher (rechts). HH: Haushaltsstrom, MAX: Maximale/r Speichertemperatur/Ladezustand, HS: Heizsaison.

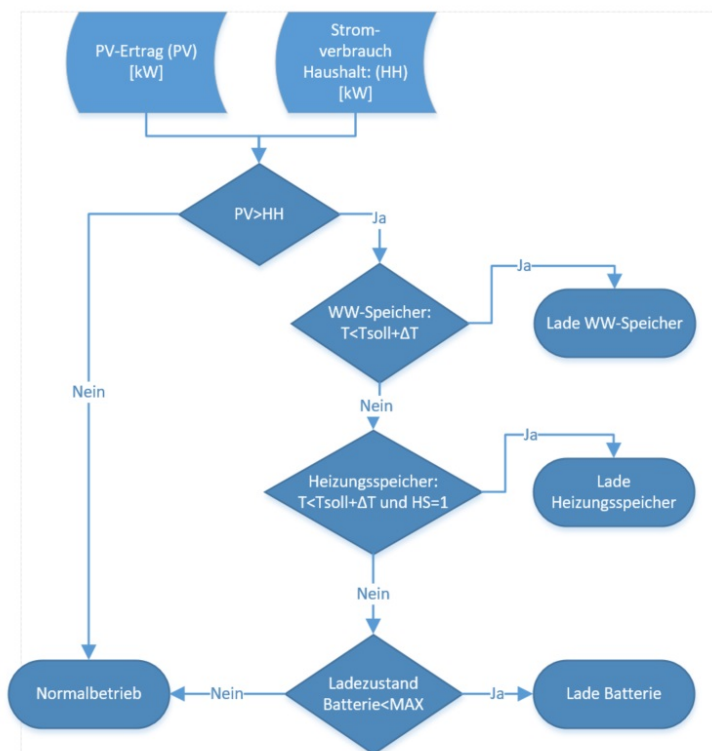


Abbildung 46: Darstellung der Regelstrategie zur Maximierung des Eigenverbrauchs mit kombinierter thermischer Speicherung und Batteriespeicher. HH: Haushaltsstrom, MAX: Maximale/r Speichertemperatur/Ladezustand, HS: Heizsaison.

Im Normalbetrieb wird durch die verwendete Ein-/Ausschalthysterese von 5 K bereits eine thermische Speicherkapazität im Speicher bewirtschaftet. Findet eine Speicherladung im Normalbetrieb am Morgen vor dem ersten Solarertrag statt, steht diese jedoch nur zu einem stark verminderten Ausmass als Speichermasse für die Eigenverbrauchssteuerung zur Verfügung. Aus diesem Grund wurde für die Berechnung des Stromspeicheräquivalents in den Simulationen zur Eigenverbrauchssteigerung nur die Temperaturdifferenz der über den Normalbetrieb hinausgehenden Speicherladung berücksichtigt. Die resultierende Aufteilung der verwendeten Speicherkapazität ist in Abbildung 47 dargestellt.

Zu beachten ist, dass ein maximaler Eigenverbrauch nicht gleichzusetzen ist mit der ökologisch oder ökonomisch vorteilhaftesten Variante.

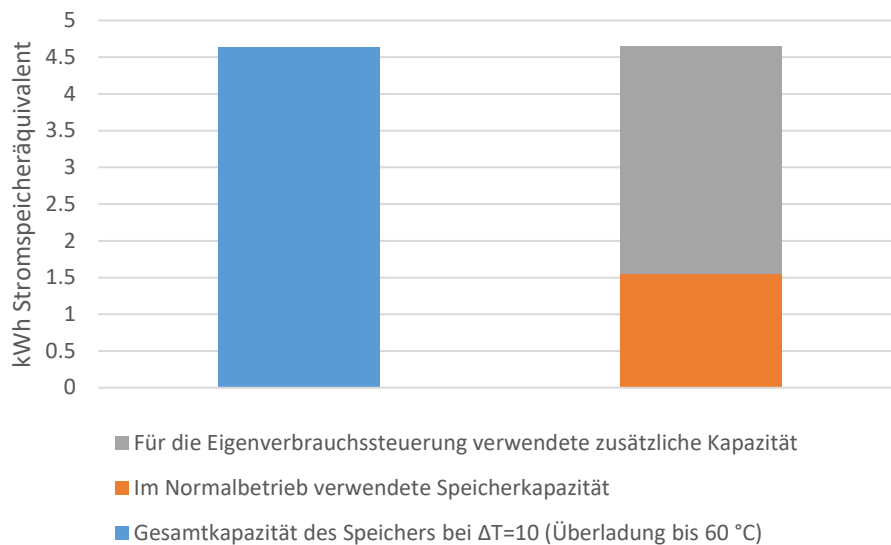


Abbildung 47: Zur Verfügung stehende Speicherkapazitäten am Beispiel des Kombispeichers (800 l).

4.3 Validierung der Simulationsergebnisse mit Vergleich zwischen TRNSYS und Polysun

Alle drei Systeme (Warmwasser, Kombispeicher und zwei Speicher) wurden sowohl in TRNSYS als auch in Polysun simuliert. Dies ermöglicht eine Verifikation der Simulationsmodelle durch direkten Vergleich der Resultate. Der Wärmeenergiebedarf des Gebäudemodells in Polysun wurde auf den erforderlichen Wert des EFH45 angepasst. Für die Abbildung aller anderen Systemkomponenten wurden in Polysun jeweils die Standardkomponenten des Templates 52c verwendet. Abbildung 48 zeigt den Vergleich von vier verschiedenen Kennwerten der Simulationsergebnisse. Diese wurden jeweils ohne spezielle Strategie zur Erhöhung des Eigenverbrauchs erzielt. Der Vergleich zeigt, dass die beiden Simulationsumgebungen gut übereinstimmende Resultate liefern. Die maximale Abweichung eines einzelnen Werts liegt bei 4 % (Elektrizitätsbedarf Zweispeichersystem). Im Bericht werden in der Folge nur noch die Resultate der Simulationen mit TRNSYS gezeigt. TRNSYS wurde gewählt, da die detaillierteren Gebäude- und Fussbodenmodelle eine genauere Untersuchung des Potentials und der Auswirkung der thermischen Aktivierung der Gebäudemasse zur Eigenverbrauchssteigerung erlauben.

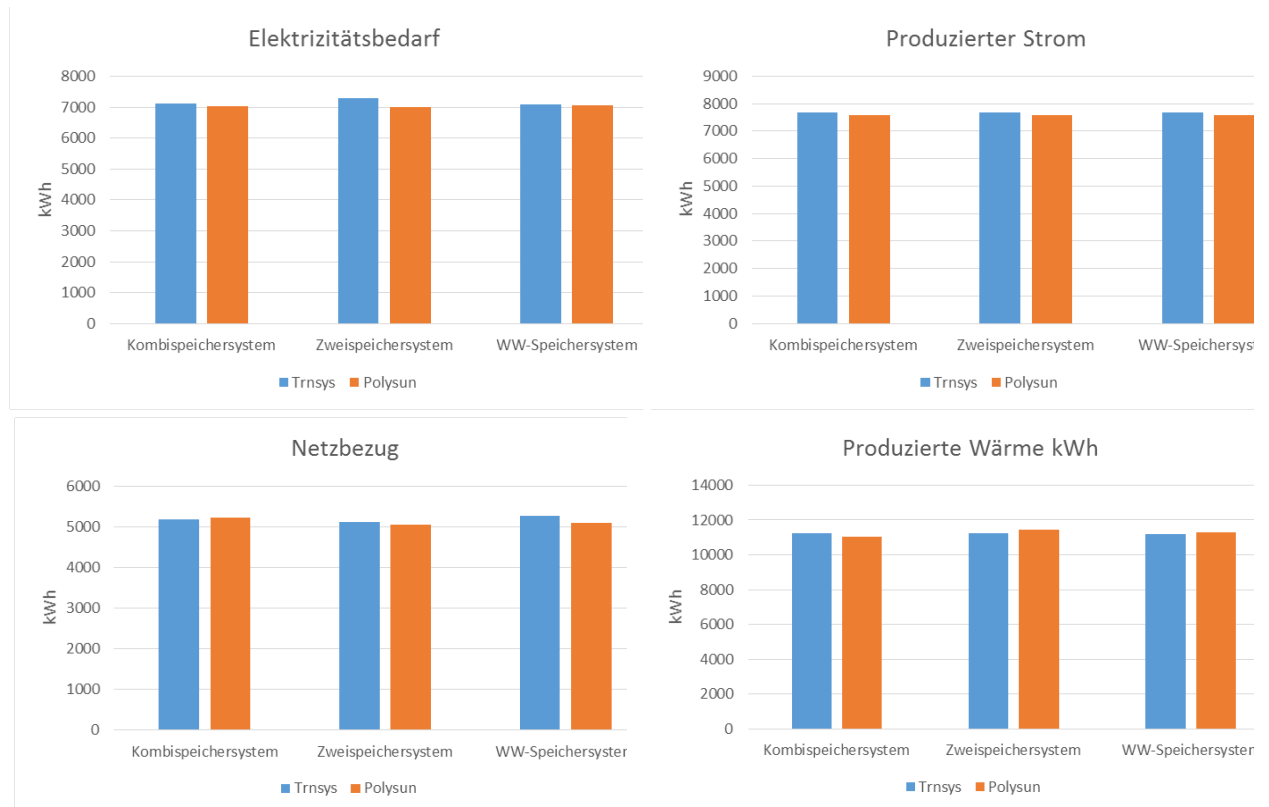


Abbildung 48: Vergleich der Resultate aus Simulationen mit TRNSYS und Polysun.

4.4 Kennwerte des simulierten Systems

Die Bedarfsprofile entsprechen den Profilen, die in den Jahressimulationen zur Validierung des 6-Tages-Testzyklus für den Labortest verwendet wurden. Die Simulationen mit den Wetterdaten Zürichs entsprechen darum den in der Validierung verwendeten Randbedingungen. Die jährlichen Summen, die sich mit der Simulation des Kombispeichersystems ergeben, sind in Tabelle 18 aufgeführt. Die Haushaltsgeräte sind für 45 % und das Heizungs- und Warmwassersystem für 55 % des elektrischen Gesamtenergieverbrauchs verantwortlich.

Der produzierte PV-Jahresertrag ist unter diesen Bedingungen leicht höher als der elektrische Gesamtenergieverbrauch des Systems. Entspricht der Gesamtverbrauch an elektrischer Energie exakt dem jährlichen PV-Ertrag, so spricht man von einem Netto-Nullenergie Gebäude. Dies bedeute nicht, dass das Gebäude sich autark mit Energie versorgt, sondern, dass der jährliche Netzbezug gleich der jährlichen Netzeinspeisung ist. Somit liegt das Verhältnis zwischen produziertem und verbrauchtem Strom im Referenzgebäude mit 108 % leicht über der Netto-Null-Bedingung.



Tabelle 18: Jährliche Summen der Simulation mit Wetterdaten Zürichs und dem Kombispeichersystem.

PV-Ertrag (7 kWp)	W_{PV}	7'745 kWh
Warmwasserbedarf	Q_{WWref}	2'925 kWh
Raumheizungsbedarf	Q_{RHref}	8'083 kWh
Elektrischer Energieverbrauch Heizsystem	W_{Hsys}	3'843 kWh
Haushaltsstromverbrauch	W_{HH}	3'312 kWh
Elektrischer Gesamtenergieverbrauch	W_{ges}	7'155 kWh

4.5 Vergleichsgrösse für elektrochemische und thermische Speicher

Um thermische und elektrochemische Energiespeicher miteinander vergleichen zu können, wurde das Stromspeicheräquivalent als Mass für die Speichergrösse definiert. Für Batteriespeicher entspricht das Stromspeicheräquivalent der nutzbaren Speicherkapazität des Akkus. Für thermische Speicher drückt das Stromspeicheräquivalent aus, wie viel elektrischer Energie die durch die Überladung entstehende zusätzliche thermische Speichermasse in Kombination mit einer Wärmepumpe entspricht (vgl. Formel 4).

Es wurden folgende drei Speicherlösungen geprüft:

1. **Batteriespeicher:** AC-gekoppelter Batteriespeicher mit Zykluseffizienz zwischen 64 % und 92 %.
2. **Thermischer Speicher:** Laden des vorhandenen thermischen Speichers mit PV-Strom. Die elektrische Energie, die durch die Wärmepumpe in thermische Energie umgewandelt und gespeichert werden kann, wird begrenzt durch die maximal zulässige Temperatur im Speicher, beziehungsweise durch die maximale Kondensatortemperatur der Wärmepumpe. Im Projekt wurden verschiedene maximale Temperaturdifferenzen für die Überhöhung der Vorlauftemperatur analysiert.
3. **Aktivierung der thermischen Masse des Gebäudes:** Durch Erhöhung der Heizkreisvorlauftemperatur kann eine kurzfristige Zwischenspeicherung von Wärme in der thermischen Gebäudemasse erreicht werden. Speziell eignet sich diese Methode für Fussbodenheizungssysteme mit hoher thermischer Masse, welche nicht mit Thermostatventilen ausgestattet sind. Das Stromspeicheräquivalent wurde für diesen Fall analog zum thermischen Speicher berechnet, wobei als Temperaturdifferenz vereinfacht die maximale Erhöhung der Rücklauftemperatur des Heizkreislaufs bei Überheizung der thermischen Masse des Fussbodens verwendet wurde. Die thermische Masse wurde aus den Mengen und Kennwerten der Materialien des Fussbodens berechnet.



Tabelle 19: Verschiedene in der Simulationsstudie verwendete Systemvarianten (fett: verwendete Variante sofern nicht anders deklariert).

Systemvariante	Kombispeicher (Referenzsystem)	Warmwasserspeicher	Zweispeicher	Batterie	EFH100	Mehrfamilienhaus
PV	7 kWp, 45° Süd	7 kWp, 45° Süd	7 kWp, 45° Süd	7 kWp, 45° Süd	7 kWp, 45° Süd	4.8 – 16.8 kWp, 45° Süd
Gebäude / Heizsystem	EFH45 / Fussbodenheizung	EFH45 / Fussbodenheizung	EFH45 / Fussbodenheizung	EFH45 / Fussbodenheizung	EFH100 / Radiatoren	SPF MFH / Fussbodenheizung
Wärmepumpe (Abschnitt 4.2.5)	A2W35: 9.3 kW, COP 3.5	A2W35: 9.3 kW, COP 3.5	A2W35: 9.3 kW, COP 3.5	A2W35: 9.3 kW, COP 3.5	A2W35: 15.9 kW, COP 3.5	A2W35: 44.5 kW, COP 3.5
Thermisches Speichersystem (Abschnitte 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3)	Kombispeicher (800 l / 1'200 l)	Warmwasserspeicher (400 l / 600 l)	Warmwasserspeicher (400 l) und Raum- heizungsspeicher (200 l)	Kombispeicher (800 l)	Kombispeicher (800 l)	Kombispeicher (4'800 l)
Vorlauf-/Rücklauf- temperatur Heizung	35/30 °C	35/30 °C	35/30 °C	35/30 °C	55/45 °C	35/30 °C
Eigenverbrauchs- regelung (Abschnitte 4.2.6 und 4.2.7)	Thermische Speicherung	Thermische Speicherung	Thermische Speicherung	Batteriespeicher / kombiniert thermisch und Batterie	Thermische Speicherung	Thermische Speicherung / Batteriespeicher / kombiniert thermisch und Batterie
Haushaltstromprofil (Abschnitte 4.1.2, 4.6.11)	4 Personen (3'312 kWh)	4 Personen (3'312 kWh) / 2 Personen (2692 kWh)	4 Personen (3'312 kWh)	4 Personen (3'312 kWh)	4 Personen (3'312 kWh)	20 Personen (20'040 kWh)
El. Gesamtenergie- verbrauch W_{ges} ohne Eigenverbrauchs- regelung	7'155 kWh	7'292 kWh	7'291 kWh	7'155 kWh	12'318 kWh	37'334 kWh

4.6 Resultate zur Steigerung des Eigenverbrauchs

4.6.1 Charakteristik von Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote

Zur Beurteilung von Systemen mit eigener Solaranlage werden oft Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote als Kennwerte angegeben. Diese beiden Werte sind stark vom Verhältnis der Grösse der PV-Anlage zum elektrischen Gesamtenergieverbrauch des Systems W_{ges} abhängig. Ist der PV-Ertrag W_{PV} im Verhältnis zum elektrischen Gesamtenergieverbrauch klein, so überschreitet die Produktion von PV-Strom selten die Grundlast des Strombedarfs des Gebäudes. In der Folge ist die Eigenverbrauchsquote gross, der Autarkiegrad jedoch klein, da der produzierte Strom nicht ausreicht, um den Energiebedarf zu decken. Ist die PV-Anlage jedoch gross dimensioniert, so kann die PV-Leistung oftmals nicht vor Ort verbraucht werden und muss ins Netz eingespeist werden. In der Folge sinkt die Eigenverbrauchsquote. Eine grosse PV-Anlage ermöglicht es jedoch, einen höheren Autarkiegrad zu erreichen.

In Abbildung 49 sind die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad für das definierte Standardsystem mit Kombispeicher für unterschiedlich grosse PV-Anlagen dargestellt. Die beschriebene Charakteristik wird von den Simulationen gut wiedergegeben. Aus der Definition der beiden Grössen folgt, dass sich die beiden Kurven bei einer Netto-Null PV-Anlage schneiden. Bei dieser PV-Anlagengrösse deckt der jährliche PV-Ertrag gerade den jährlichen elektrischen Gesamtenergieverbrauch.

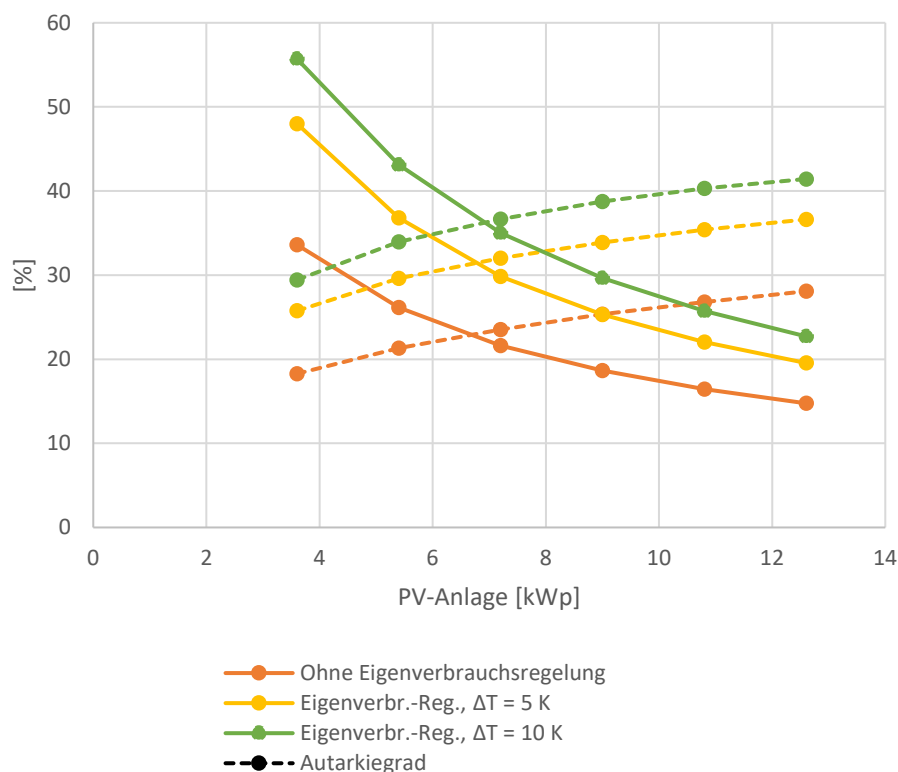


Abbildung 49: Eigenverbrauchsquote (durchgezogene Linie) sowie Autarkiegrad (gestrichelte Linie) ohne Eigenverbrauchsregelung (orange) und für eine Überladung des Kombispeichers bei verfügbarem PV-Strom um 5 K (gelb), respektive 10 K (grün), abhängig von der PV-Anlagengrösse.



Der Effekt einer eigenverbrauchsorientierten Wärmepumpensteuerung ist für das Aufheizen des Raumwärme- und Warmwasserbereichs auf bis zu 10 K über die jeweilige Solltemperatur bei verfügbarem PV-Strom dargestellt. Die eigenverbrauchssteigernde Steuerung führt zu einem Anstieg der Eigenverbrauchsquote und des Autarkiegrads. Der Schnittpunkt der beiden Kurven und somit der Netto-Null-Punkt des Gebäudesystems verschiebt sich mit Erhöhung des Eigenverbrauchs durch Zwischenspeicherung von Energie nach rechts. Der Grund dafür sind steigende Wärmeverluste bei wärmeren Speichern einerseits, und andererseits sinkende Arbeitszahlen der Wärmepumpe bei steigenden Kondensatortemperaturen, die eine Folge der Speicherbeladung sind. Diese beiden Effekte führen dazu, dass **eine Netto-Null PV-Anlage für ein System mit Eigenverbrauchsregelung etwas grösser ausgelegt werden muss als für ein System ohne Eigenverbrauchsregelung.**

4.6.2 Vergleich unterschiedlicher Speicherlösungen

Der Vergleich der drei unterschiedlichen Speicheroptionen ist in Abbildung 51 dargestellt. Der Netzbezug zur Deckung des elektrischen Gesamtenergieverbrauchs beträgt mit der Referenzregelung im Kombispeichersystem 5305 kWh was einer Netzaufwandszahl von 37.0 % entspricht (siehe Abbildung 51). Die einzelnen Punkte einer Datenserie der thermischen Speicher stellen dabei die Resultate von Simulationen mit unterschiedlichen maximalen Speichertemperaturen (bei gleicher Speichergrösse) und in der Folge unterschiedlichem Stromspeicheräquivalent dar.

Die Ausgangswerte ohne Eigenverbrauchsregelung bei einem Stromspeicheräquivalent von 0 kWh unterscheiden sich in Abhängigkeit der Speichervariante auf Grund des nicht identischen elektrischen Energieverbrauchs des Heizsystems W_{Hsys} . Abweichungen entstehen insbesondere durch Energie- und Exergieverluste in den unterschiedlichen Speichervarianten. Es zeigt sich, dass die Verwendung eines thermischen Kombispeichers mit 800 l Volumen eine Reduktion des Netzbezugs um 619 kWh zur Folge hat, wenn der Speicher um 10 K überheizt werden kann, und somit ein Stromspeicheräquivalent von 3.1 kWh zusätzlich zum Normalbetrieb mit PV-Strom bewirtschaftet werden kann. Diese Reduktion entspricht 8.7 % des elektrischen Gesamtenergieverbrauchs des Systems und führt zu einer Netzaufwandszahl von 32.7 %. Ein Batteriespeicher mit einem vergleichbaren Speichervolumen von 4 kWh erreicht eine Reduktion des Netzbezugs um 1'250 kWh.

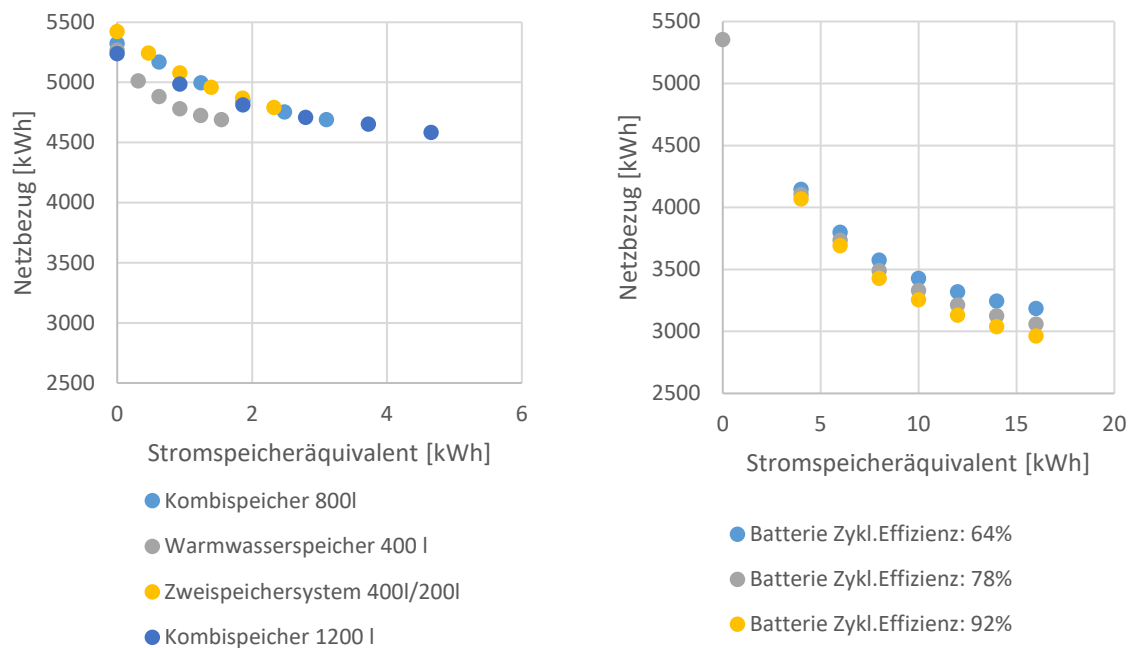


Abbildung 50: Links: Netzbezug der unterschiedlichen Systemvarianten des Warmwasser- und Heizungssystems mit ausschliesslich thermischer Speicherung (maximale Überlade-temperatur $\Delta T = 0,2 - 10 \text{ K}$). Rechts: Vergleich der Simulationsergebnisse für unterschiedliche Zykluseffizienzen in der Systemvariante Batterie.

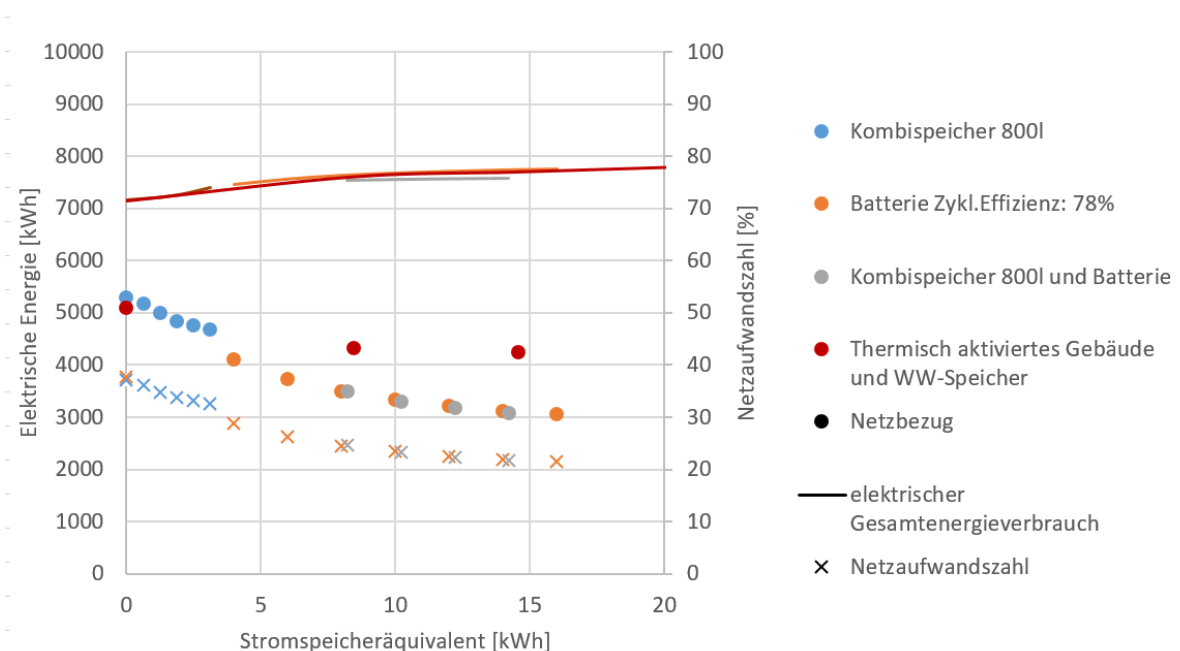


Abbildung 51: Auswirkung verschiedener Speicherkombinationen auf den elektrischen Gesamtenergieverbrauch, den Netzbezug und auf die Netzaufwandszahl.

Mit Verwendung eines grossen Batteriespeichers mit einer nutzbaren Kapazität von 16 kWh ist eine Reduktion um 2'294 kWh (32 % des Gesamtenergieverbrauchs) möglich. Die Netzaufwandszahl beträgt in diesem Fall 21.4 %. **Batteriespeicher haben grundsätzlich das Potential für grössere Einsparungen beim Netzbezug, da sie im Gegensatz zu thermischen Speichern auch**



Elektrizität für den Haushaltsstrombedarf zwischenspeichern können.

Wird in einem System mit einem Warmwasserspeicher von 600 l (abweichende Speichergrösse im Vergleich zu den Simulationen zum Warmwasserspeicher ohne thermische Aktivierung) zusätzlich die thermische Masse des Gebäudes zur Eigenverbrauchssteigerung miteinbezogen, so ergibt sich ein totales Reduktionspotential des Netzbezuges von 852 kWh (11.7 % des elektrischen Gesamtenergieverbrauchs). Der Effekt dieser Speicheroption auf die Raumtemperatur ist in Abbildung 52 dargestellt.

Wird ergänzend zu einer thermischen Zwischenspeicherung mit einem 800 l Kombispeicher eine Batterie installiert, so können mit kleineren Batteriegrössen vergleichbare Netzbezugswerte erreicht werden wie mit einer grossen Batterie ohne thermische Speicherung. Bei den Datenpunkten der entsprechenden Serie wurden die Stromspeicheräquivalente des elektrochemischen und des thermischen Speichers addiert. Der thermische Speicher wurde um maximal 10 K überheizt, und die Batteriegrössen entsprechen 4, 6, 8 sowie 10 kWh nutzbarer Kapazität.

Ein Vergleich der unterschiedlichen Systemvarianten des Warmwasser- und Heizungssystems ist in Abbildung 50 links abgebildet. Aus den Resultaten ist ersichtlich, dass das Potential für eine Reduktion des Netzbezugs mit einem Warmwasserspeichersystem (400 l) am kleinsten ist (-579 kWh). Dies widerspiegelt die Tatsache, dass in diesem System ohne Heizungsspeicher und ohne Aktivierung der Gebäudemasse keine Möglichkeit zur Zwischenspeicherung der zur Raumheizung benötigten Energie besteht. Ein zusätzlicher thermischer Speicher für das Heizsystem in Form eines Heizungspufferspeichers oder eines Kombispeichers kann dazu verwendet werden, auch den Heizungsanteil des Stromverbrauchs der Wärmepumpe auf Zeiten mit genügend Solarertrag zu verschieben. Jedoch zeigt sich, dass pro zur Verfügung gestelltem Stromspeicheräquivalent beim Raumheizungsanteil nur eine kleine Reduktion möglich ist. Der Grund hierfür liegt in der schlechteren Auslastung der für die Raumheizung zuständigen Speichermasse durch die zeitliche Konzentration des Verbrauchs auf die Wintermonate.

Den Effekt verschiedener Zykluseffizienzen des Batteriesystems zeigt Abbildung 45 rechts. Die Punkte der einzelnen Datenreihen entsprechen hier wiederum Batterien mit unterschiedlicher nutzbarer Kapazität. Es zeigt sich, dass mit einer Batterie mit 6 kWh nutzbarer Kapazität und einer Zykluseffizienz von 92 % eine Reduktion des Netzbezugs um 1'663 kWh möglich ist. Eine Batterie mit identischer Kapazität und einer Zykluseffizienz von 64 % führt hingegen aufgrund der höheren Energieverluste bei sonst identischen Randbedingungen zu einer leicht tieferen Reduktion um 1'554 kWh (21 % des elektrischen Gesamtenergieverbrauchs).

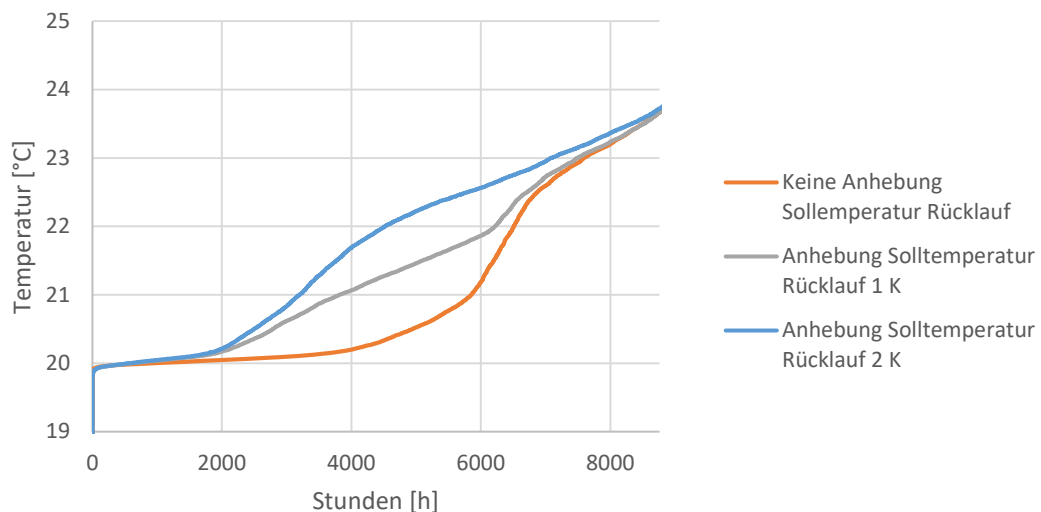


Abbildung 52: Jährliche kumulierte Summenverteilung der Raumtemperatur bei Aktivierung der thermischen Masse des Gebäudes per Erhöhung der Sollrücklauftemperatur des Heizkreislaufs.

4.6.3 Einfluss der Lastprofile

Auf die Ergebnisse für Eigenverbrauch und Eigenverbrauchsoptimierung hat die zeitliche Verteilung der Warmwasser- und Elektrizitätslastprofile einen signifikanten Einfluss. Im definierten Basisfall wurden Lastprofile einer 4-köpfigen Familie verwendet, bei welchen auch zu den Mittagsstunden Warmwasser und Haushaltsstrom verbraucht wird. Um den Einfluss des Nutzerverhaltens auf die Resultate aufzuzeigen, wurde zusätzlich ein Lastprofil eines 2-Personen-Haushalts mit zwei berufstätigen Bewohnern definiert. Dieses Lastprofil unterscheidet sich von dem im Basisfall verwendeten Profil dadurch, dass in der Regel während den Wochentagen tagsüber kaum Energie verbraucht wird. Der Vergleich dieser unterschiedlichen Randbedingungen ist in Abbildung 53 dargestellt.

Um den direkten Einfluss der zeitlichen Verteilung aufzuzeigen, wurde das 2-Personen-Haushaltsprofil ohne Mittagsspitzen auf den Gesamtverbrauch des 4-Personen-Haushalts mit Mittagsspitzen skaliert. Die Resultate mit dem Warmwasserspeichersystem zeigen, dass der reduzierte Verbrauch zu Zeiten mit viel Solarertrag und der in der Folge erhöhte Verbrauch in den Abendstunden wie erwartet zu einem erhöhten Netzbezug führt, wenn keine Speicherstrategie verwendet wird. Wird der Warmwasserspeicher in den Mittagszeiten mit Solarstrom beladen, verkleinert sich die Differenz zwischen den beiden Fällen. Dieses Resultat verdeutlicht, dass **insbesondere für Fälle, bei welchen die Lasten hauptsächlich zu Zeiten mit wenig Solarertrag anfallen, intelligente Speicherstrategien zu einer wesentlichen Reduktion des Netzbezugs führen können**. Ergänzend sind in Abbildung 53 Resultate für einen durchschnittlichen Warmwasser- und Strombezug eines 2-Personen Haushalts dargestellt. Auf Grund des geringeren Strombezugs fällt hier auch der Netzbezug deutlich geringer aus.

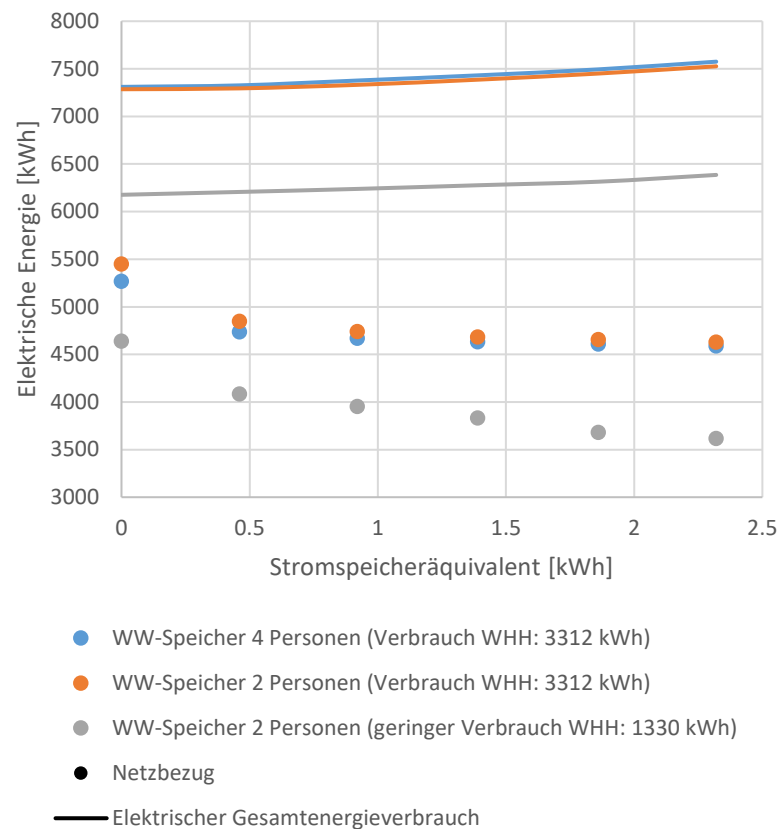


Abbildung 53: Vergleich zwischen 2-Personen-Haushalt ohne Mittagsspitzen und 4-Personen-Haushalt mit Mittagsspitzen mit Warmwassersystem (600 l). Die Datenpunkte einer Serie entsprechen unterschiedlichen maximalen Temperaturdifferenzen ΔT bei der Speicherüberladung. Die Punkte bei Stromspeicheräquivalent=0 entsprechen der nicht eigenverbrauchssteigernden Regelung.

4.6.4 Einfluss der Klimadaten

Das Potential der lokalen Energiespeicherung in Bezug auf Autarkiesteigerung wird insbesondere durch die fehlende Langzeitspeichermöglichkeit eingeschränkt. Während die Speicherung von Solarenergie im täglichen Rhythmus sowohl in thermischer als auch in elektrischer Form ohne Probleme möglich ist, können längere Perioden mit schwachem Solarertrag nur schwer überbrückt werden. So ist ein Ausgleich der Diskrepanz zwischen maximalem Solarertrag im Sommer und dem grössten Energiebedarf im Winter mit den im Projekt CombiVolt betrachteten lokalen Speichertechnologien nicht möglich. Diese saisonalen Unterschiede sind jedoch nicht in allen Klimazonen gleich ausgeprägt. Aus diesem Grund wurden drei charakteristische Klimazonen der Schweiz verwendet und die Resultate ausgewertet.

- Zürich: Basisfall, mittlerer Heizwärmebedarf, kleiner Solarertrag im Winter
- Davos: Grosser Heizwärmebedarf, hoher Solarertrag im Winter
- Locarno: Kleiner Heizwärmebedarf, mittlerer Solarertrag im Winter.

Für den Vergleich der drei verschiedenen Klimazonen wurde jeweils die Grösse der PV-Anlage angepasst, so dass für alle Standorte das gleiche Netto-Null-Verhältnis des Referenzfalls von 1.16 (ohne Eigenverbrauchsregelung) gilt. Die Resultate in

Abbildung 54 zeigen auf, dass auf Grund der kleineren Solarerträge im Winter die Raumwärme nur in einem geringen Ausmass über solaren Wärmepumpenbetrieb gedeckt werden könnte. Entsprechend ist der Netzbezug bei einem Netto-Null-Gebäude von den betrachteten Fällen in Locarno am niedrigsten und in Davos am höchsten.

Bei der Interpretation der Netzbezugsresultate ist zu beachten, dass der Gesamtenergieverbrauch auf Grund der unterschiedlichen Heizlasten bei den drei Systemen unterschiedlich ausfällt. Der Basisfall ohne Eigenverbrauchsregelung weist in Zürich einen jährlichen elektrischen Gesamtenergieverbrauch von 7'106 kWh auf. In Locarno vermindert sich diese Energiemenge aufgrund der geringeren Heizlast auf 5'566 kWh. In Davos führen kühlere Temperaturen dazu, dass der Gesamtverbrauch an elektrischer Energie 8'269 kWh beträgt. Der zusätzlich angegebene Autarkiegrad zeigt den prozentualen Anteil des eingesparten Netzbezugs und ist aus diesem Grund zum direkten Vergleich des Potenzials der Speicherung unter unterschiedlichen klimatischen Bedingungen besser geeignet. Der Autarkiegrad ist in Locarno aus den oben aufgeführten Gründen sowohl mit als auch ohne Speicherstrategie am höchsten. Ohne Speicher liegt er in Davos am niedrigsten, allerdings ist das Steigerungspotential mit dem hier betrachteten System und Bewirtschaftung des Kombispeichers in Davos höher als in Zürich. Dies bestätigt, dass die erhöhten Solarerträge während des Winters in Davos eine kurzfristige lokale Zwischenspeicherung attraktiver machen.

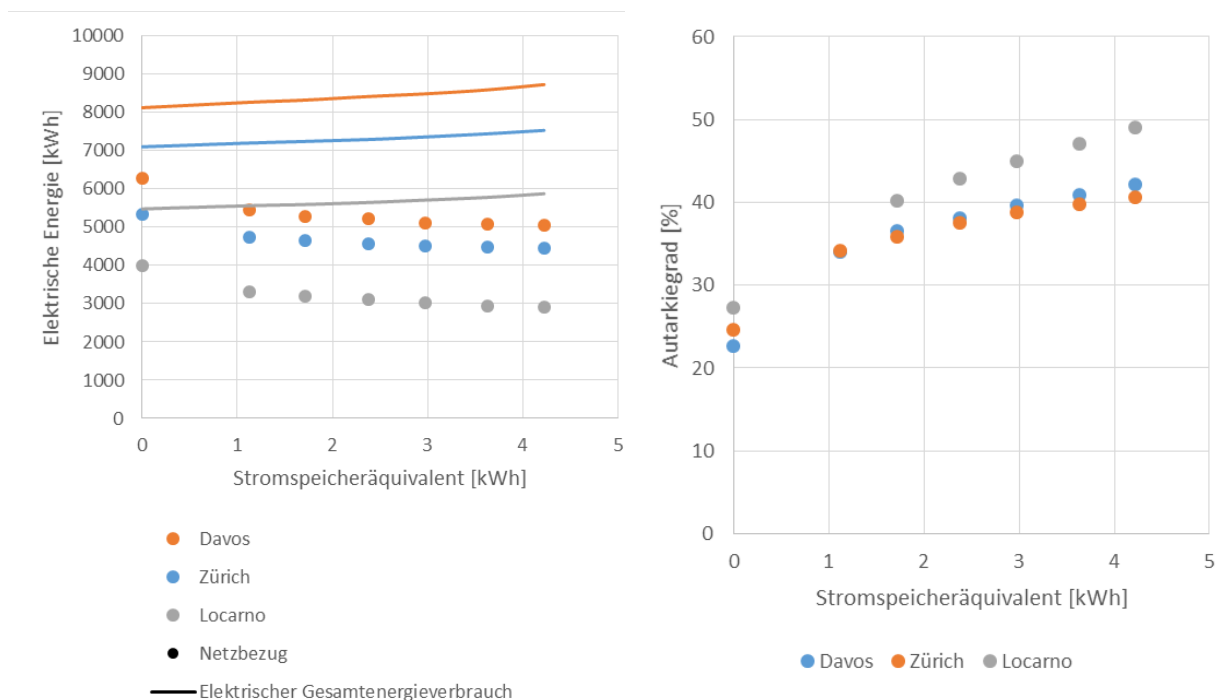


Abbildung 54: Vergleich des Netzbezugs und des Autarkiegrads des Kombispeichersystems in drei verschiedenen Klimazonen (maximale Überladetemperatur $\Delta T = 0,2 - 10 \text{ K}$).

4.6.5 Einfluss der technischen Eigenschaften der Wärmepumpe

In den Simulationen wurde jeweils angenommen, dass die Kompressorleistung der Wärmepumpe entsprechend dem überschüssigen Solarertrag angepasst werden kann. Dies ist jedoch nicht unbedingt mit jeder Wärmepumpe möglich. Einerseits bieten die meisten heute verbauten Sole-Wasser Wärmepumpen und viele der bereits verbauten Luft-Wasser Wärmepumpen nicht die Möglichkeit, die Kompressorleistung zu modulieren, andererseits kann auch bei einer modulierenden Wärmepumpe nicht unbedingt ohne weiteres die Modulation passend auf den verfügbaren PV-Strom geregelt werden. Modulierende Wärmepumpen regeln üblicherweise die Kompressorleistung auf eine vorgegebene Vorlauftemperatur. In einem System, welches keine direkte Möglichkeit zur Steuerung der Kompressorleistung von aussen bietet, muss ein externer Regler den Stromverbrauch in der Regel durch Veränderung des Vorlauftemperatur-Sollwertes oder die Regelung des Wasserdurchsatzes anpassen.

Um den Effekt einer genauen Anpassung des Stromverbrauchs der Wärmepumpe auf den Eigenverbrauch zu überprüfen, wurden Simulationen mit einer reinen On/Off-Steuerung durchgeführt. Dazu wurde eine Wärmepumpensteuerung verwendet, die die Wärmepumpe immer dann laufen lässt, wenn der verfügbare PV-Strom einen bestimmten Grenzwert überschreitet. Die Resultate in Abbildung 55 zeigen wie erwartet, dass mit einer On/Off-Steuerung der Eigenverbrauch weniger gut gesteigert werden kann als mit einer Drehzahlregelung. In der Folge weisen die Simulationen mit On/Off-Steuerung einen höheren Netzbezug auf. Es zeigt sich, dass es sich lohnt, den Grenzwert für die Einschaltung relativ hoch anzusetzen, um zu verhindern, dass die elektrische Bezugsleistung der Wärmepumpe höher ist als der verfügbare PV-Strom und deshalb teilweise Netzstrom für den Betrieb verwendet wird. Die Simulationen zeigen, dass ein Grenzwert von ca. 65 % der elektrischen Wärmepumpen-Nennleistung von 9.3 kW bei A2/W35 sehr gute Resultate liefert.

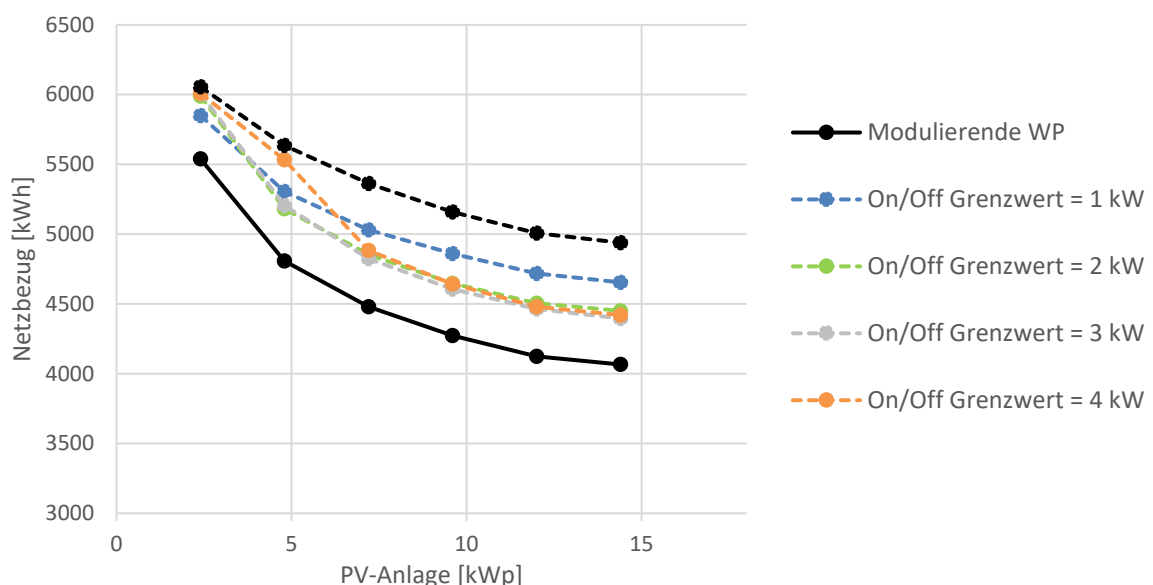


Abbildung 55: Einfluss der Modulationsfähigkeit des Kompressors und der Einschaltgrenze auf den resultierenden Netzbezug.

4.6.6 Einfluss des Gebäudetyps

Die mit einer bestimmten Speicherstrategie erreichbare Eigenverbrauchsquote ist insbesondere abhängig davon, ob die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch überbrückt werden kann. Mit auf kurzfristige Speicherung ausgelegten Speicherarten wie Batterien und sensiblen Wärmespeichern kann lediglich im Zeitraum von wenigen Tagen eine effiziente Zwischenspeicherung von Energie erreicht werden. Die Abweichung von erhöhtem Solarertrag im Sommer zu erhöhtem Wärmebedarf durch Raumwärme im Winter kann mit diesen nicht ausgeglichen werden. Aus diesem Grund sinkt der erreichbare Eigenverbrauch für höhere Anteile an Raumwärme an der gesamten Nutzenergie des Gebäudes. Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad für unterschiedlich dimensionierte PV-Anlagen auf einem EFH100 mit Kombispeicher sind in Abbildung 56 dargestellt.

Die Veränderung des Wärmedämmstandards des Gebäudes führt mit dem verwendeten Klimadatensatz zu einer Erhöhung des Raumwärmebedarfs auf 18'270 kWh, was zu einem neuen elektrischen Gesamtenergiebedarf von 12'318 kWh führt. Die Differenz zum Gesamtenergiebedarf des EFH45 setzt sich aus dem erhöhten Raumwärmebedarf und dem schlechteren durchschnittlichen COP der Wärmepumpe auf Grund der höheren Vorlauftemperatur zusammen. Die Resultate zeigen, dass ohne Eigenverbrauchsregelung die Eigenverbrauchsquote mit Netto-Null-PV-Anlage bei 16.0 % liegt. Mit einer thermischen Zwischenspeicherung ist eine Steigerung auf 24.8 % möglich. Die Resultate bestätigen, dass mit einem erhöhten Anteil der Raumwärme am gesamten Energiebedarf des Gebäudes ohne saisonale Speicherung weniger Autarkie erreicht werden kann.

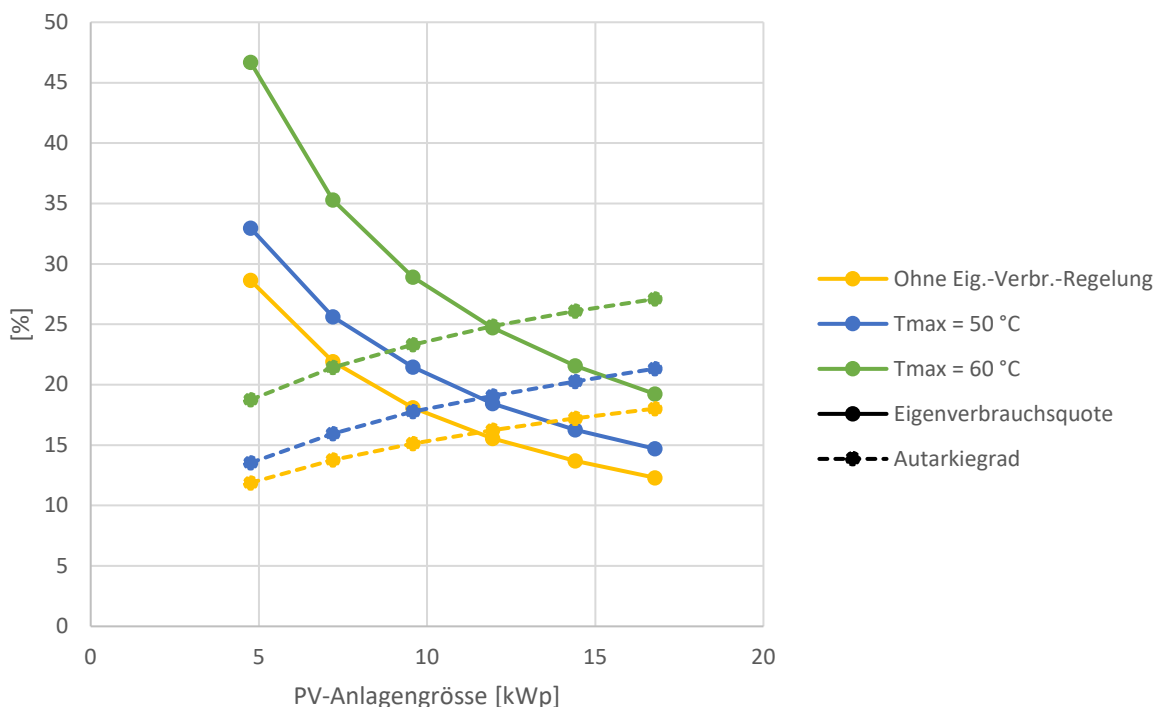


Abbildung 56: Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad im EFH100 in Abhängigkeit der PV-Anlagengrösse.

4.6.7 Berücksichtigung des Haushaltsstroms bei der Regelung

Zur Überwachung und Regelung einer PV-Anlage mit Wärmepumpe sind verschiedene Strommessungen notwendig. Eine Möglichkeit um Kosten einzusparen kann sein, bei der Regelung der Wärmepumpe an Stelle der Leistungsbilanz zwischen Haus und Netz nur den PV-Ertrag zu berücksichtigen. Dies hat zur Folge, dass der Haushaltsstromverbrauch bei der Regelung der Wärmepumpe nicht berücksichtigt wird, und die Wärmepumpe unter Umständen eingeschaltet wird, wenn ein grosser Teil der PV-Leistung bereits durch andere Geräte im Haushalt verbraucht wird. Der Effekt einer Steuerung, welche den Haushaltsstromverbrauch bei der Beladung des Speichers durch die Wärmepumpe nicht berücksichtigt, ist in Abbildung 57 dargestellt. Die Resultate zeigen einerseits, dass insbesondere bei einer Aufheizung des Speichers auf 55 °C die Berücksichtigung des Haushaltsstroms zu einem leicht tieferen Netzbezug führt. Es ist jedoch auch ersichtlich, dass bei der simulierten elektrischen WP-Nennleistung von 2.7 kW_{el} (9.7 kW_{th}, A2W35) für die betrachteten Grössen der PV-Anlage die Berücksichtigung des Haushaltsstroms bei der Regelung keine sehr grosse Auswirkung auf den Netzbezug hat.

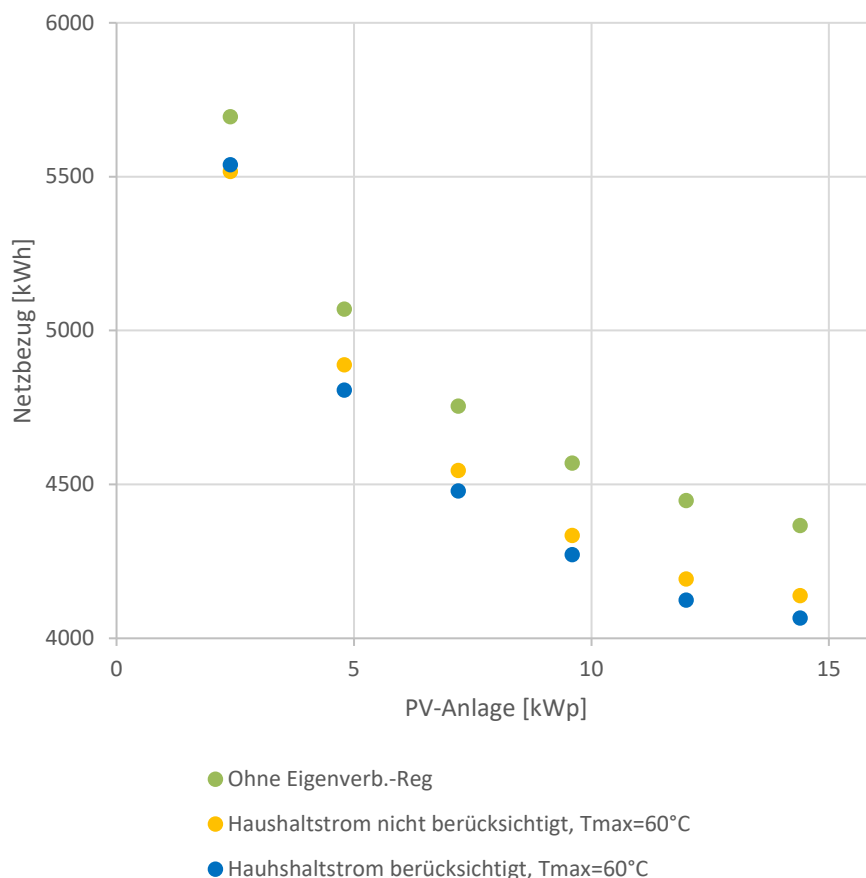


Abbildung 57: Vergleich zwischen einer Eigenverbrauchsregelung mit und ohne Berücksichtigung des Haushaltsstroms.



4.6.8 Legionellenschaltung und Eigenverbrauch

Temperaturen von 25 – 45 °C bieten die Möglichkeit zur Vermehrung von Legionellen, die insbesondere bei Einatmung ein Gesundheitsrisiko für den Menschen darstellen können. Ab einer Temperatur von 45 °C findet kaum noch Wachstum von Legionellen statt, ab 50 °C werden Legionellen innert Stunden, ab 60 °C innert Minuten deaktiviert. Sie sterben dabei jedoch nicht unbedingt, sondern können auch in ein Dauerstadium wechseln, in welchem sie mit gängigen Nachweismethoden der Kultivierung auf Nährmedium nicht mehr detektiert werden können. Nach heutiger Erkenntnis sind Legionellen im Dauerstadium nicht direkt infektiös. Sie können jedoch durch Amöben aufgenommen und wieder reaktiviert werden. Ein sicheres Abtöten der Legionellen, inklusive deren Dauerstadien, wurde bei 70 °C nachgewiesen.

In Anlagen welche besondere hygienische Anforderungen zu erfüllen haben muss die gesamte Warmwasseraufbereitung dauerhaft auf 60 °C gehalten werden. Für weniger kritische Anwendungen wird manchmal eine wöchentliche Legionellenschaltung empfohlen [55], obwohl deren Wirksamkeit in Feldmessungen bisher nicht eindeutig belegt werden konnte.

Soll die Wärmeproduktion auf PV-Eigenverbrauch optimiert werden, so muss auch eine allfällige Legionellenschaltung möglichst optimal in die Regelung integriert werden. In Abbildung 58 wird der Einfluss verschiedener Varianten einer Legionellenschaltung auf den resultierenden Netzbezug aufgezeigt. Die tägliche Legionellenschaltung wird hier immer nachts zwischen 2 und 4 Uhr durchgeführt. Diese Regelung führt jedoch dazu, dass die thermische Masse des Speichers nur noch sehr eingeschränkt zur Zwischenspeicherung von PV-Strom genutzt werden kann. In den häufigsten Fällen ist mit einem einmaligen Aufwärmen des Speichers auf 60 °C der Warmwasserbedarf des Tages bereits abgedeckt, weshalb der Speicher in den Mittagsstunden noch hohe Temperaturen aufweist. Eine wöchentliche, nächtliche thermische Desinfektion mit 60 °C hingegen hat nur noch einen geringen Einfluss auf den resultierenden Netzbezug.

Noch besser kann die Legionellenschaltung mit einer eigenverbrauchsorientierten Regelung immer dann mit PV-Energie durchgeführt werden, wenn diese verfügbar ist. Die hier definierte, eigenverbrauchsorientierte Strategie (EVR Leg. täglich) loggt den Zeitpunkt, an welchem zuletzt im normalen Betrieb die notwendige Temperatur von 60 °C im Speicher erreicht wurde. Liegt dieser Zeitpunkt mehr als 6 Tage zurück, so wird am nächsten Tag in den Mittagsstunden eine Desinfektion durchgeführt. Mit diesem Ansatz kann der Einfluss der Legionellenschaltung auf die Eigenverbrauchswerte des Systems auf ein Minimum reduziert werden.

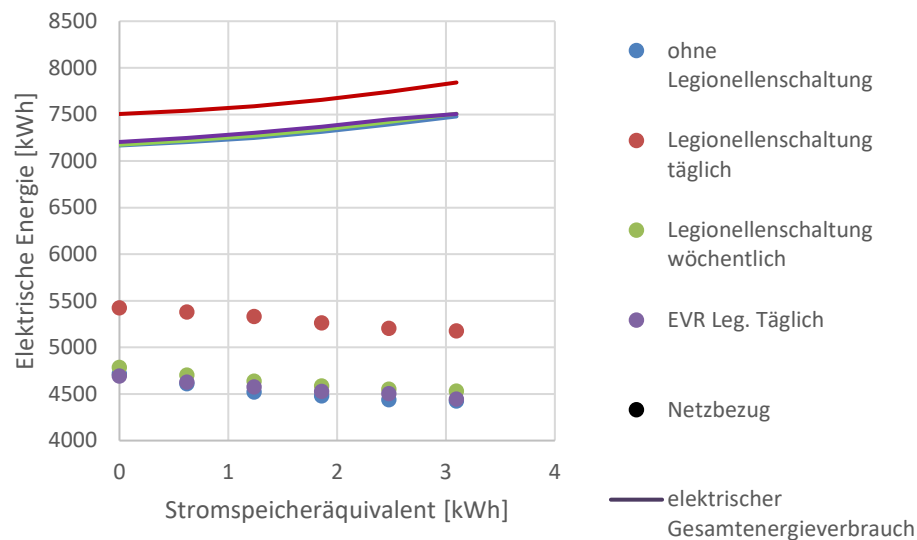


Abbildung 58: Effekt verschiedener Legionellenschaltungsvarianten auf den Netzbezug im Kombispeichersystem (maximale Überladetemperatur $\Delta T = 0,2 - 10 \text{ K}$).

4.6.9 Eigenverbrauch reduziert nicht die Einspeise- und Bezugsspitzen

Um die untersuchten Speicherlösungen auf Netzdienlichkeit zu überprüfen, wurden die Jahresdauerlinien der Netzeinspeisung sowie des Netzbezugs des simulierten Systems ausgewertet. Die Resultate hierzu finden sich in Abbildung 59 und Abbildung 60. Es zeigt sich, dass sowohl die thermische Speicherung als auch die thermische Speicherung in Kombination mit einer Batterie mit den untersuchten Regelstrategien, die auf Eigenverbrauch abzielen, die Einspeisespitzen und die Bezugsspitzen nicht reduzieren. Bezugsspitzen finden beispielsweise im Winter bei wenig Solarertrag und hohem Raumwärmebedarf statt. Einspeisespitzen treten bei maximaler PV-Leistung und geringem Verbrauch auch bei Verwendung von Speichern auf, wenn diese bereits vor den Mittagsstunden komplett geladen sind (siehe auch 4.8.2).

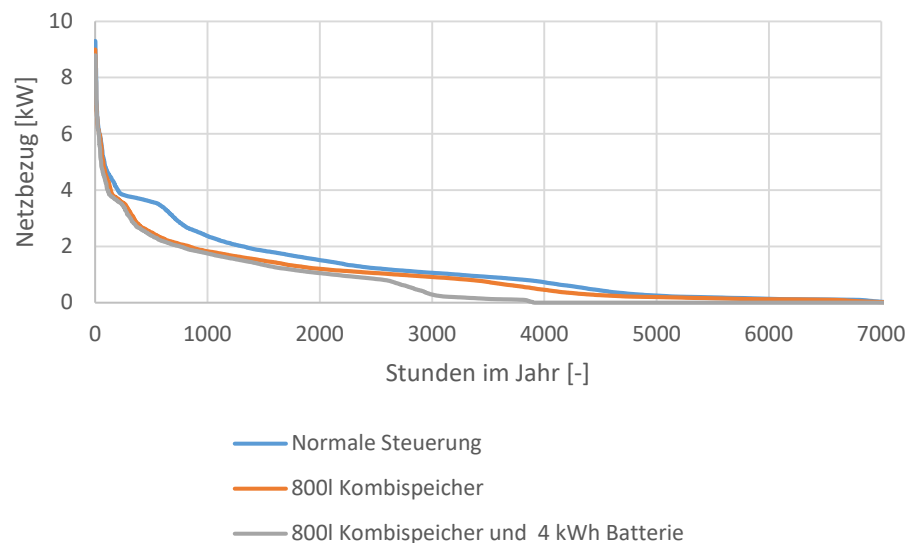


Abbildung 59: Effekt der Speichervarianten auf den Netzbezug.

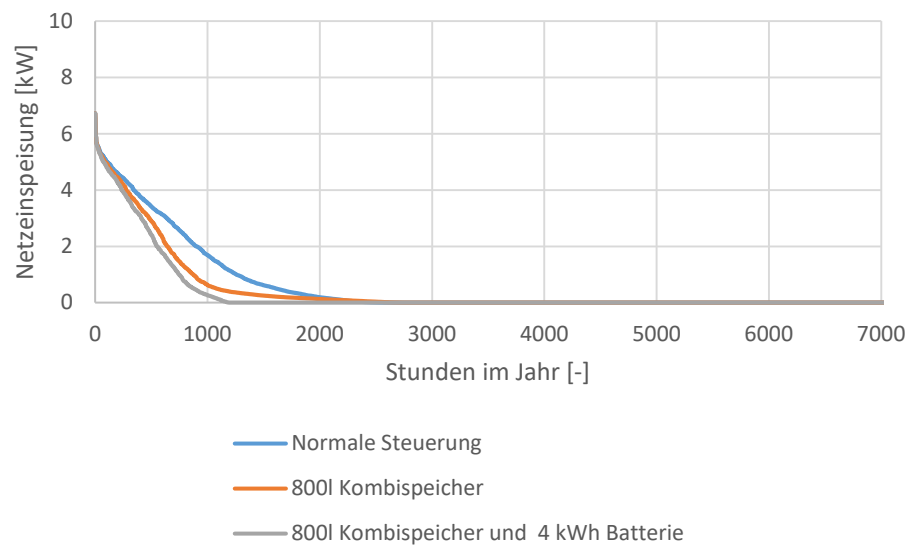


Abbildung 60: Effekt der Speichervarianten auf die Netzeinspeisung.

4.6.10 Effekt des Batteriemodells

Beim Batteriemodell wurde in den Simulationen vereinfacht lediglich eine Roundtrip-Effizienz berücksichtigt. Der daraus resultierende Verlust wurde jeweils bei Batteriebeladung abgezogen. Bei realen Batteriesystemen teilt sich der Verlust auf in Umwandlungsverluste des Batteriewechselrichters beim Laden und Entladen, Lade-/Entladeverluste der Batterie, Standby-Verbrauch (Regelung, Batteriemanagementsystem (BMS), Wechselrichter) sowie Verluste durch Selbstentladung. Um den Effekt des vereinfachten Modells auf die Netzbezugsresultate zu prüfen, wurde im Projektverlauf ein erweitertes Batteriemodell implementiert. Dieses trennt Verluste die nur in Zusammenhang mit Beladung oder Entladung auftreten vom kontinuierlichen Verbrauch des Reglers. Ebenfalls separat wurde die Selbstentladung der Batterie behandelt. Auch im erweiterten Modell werden etliche Einflussfaktoren weiterhin nicht berücksichtigt, wie etwa die Abhängigkeit der Umwandlungsverluste von der jeweiligen Lade- und Entladeleistung oder die Begrenzung der Ladeleistung während der Ladeschlussphase.

In Abbildung 61 sind die Verluste einer Simulation mit identischen Bedingungen und unterschiedlichen Modellierungen der Batterie gezeigt. Im vereinfachten Modell fallen die gesamten Verluste bei der Beladung an. Im erweiterten Modell werden 63 % der Verluste durch die Umwandlungsverluste verursacht. Der Energieverbrauch des Batteriereglers entspricht 36 % der gesamten Batterieverluste. Der Vergleich des Netzbezugs der beiden Simulationen zeigt, dass bei sonst identischen Bedingungen des Referenzsystems und einer Batteriekapazität von 12 kWh mit Zykluseffizienz von 70 % das vereinfachte Modell zu einem Netzbezug von 3'282 kWh im Jahr führt. Im erweiterten Modell beträgt der Netzbezug 3'414 kWh, was einer Abweichung von 4.0 % entspricht. Daraus lässt sich folgern, dass durch die Verwendung des vereinfachten Batteriemodells der Nutzen einer Batterie bezüglich Netzbezugsreduktion tendenziell überschätzt wird.

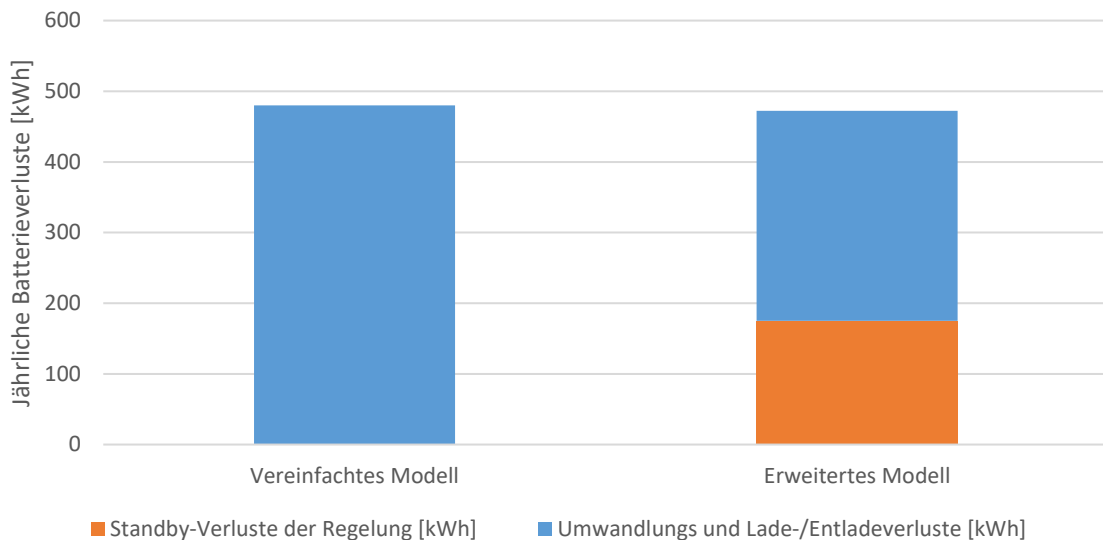


Abbildung 61: Aufteilung der Batterieverluste im erweiterten Modell.

4.6.11 Mehrfamilienhaus

Mehrfamilienhäuser unterscheiden sich sowohl im Verhältnis von Verbrauch zu verfügbarer Dachfläche als auch der Charakteristik der Verbrauchsprofile von Einfamilienhäusern. Aus diesem Grund wurde das Potential von lokalen Speicherlösungen ebenfalls für ein im BFE-Projekt ImmoGap definiertes Referenzmehrfamilienhaus (MFH) untersucht [51]. Das Referenzgebäude besitzt eine Energiebezugsfläche (EBF) von 1'205 m², welche sich auf Verkehrsflächen und drei Wohngeschosse mit insgesamt sechs Wohnungen aufteilt. Weitere Kennzahlen des Referenzgebäudes sind die Gebäudehüllzahl A_{th}/A_E von 1.3 und der Fensteranteil bezogen auf EBF von 25.1 %. Die Zonen und internen Lasten entsprechen den Vorgaben des Merkblattes SIA 2024 [56]. Das Gebäude wurde als Massivbau modelliert und die Gebäudehülle so konzipiert, dass der Heizwärmebedarf dem Minergie-Standard genügt. Das Modell wurde im ISO-Modell-Type von TRNSYS implementiert (Type 5998 [43]).

Die Stromprofile und die Warmwasserzapfprofile für die 6 Haushalte wurden aus dem LoadProfileGenerator generiert. Die dabei verwendeten vordefinierten Haushaltstypen sind in Tabelle 20 aufgeführt. Die mittleren Lasten liegen dabei in der gleichen Größenordnung wie beim Profil des Einfamilienhauses. Die über das Jahr gemittelten Tagesverläufe des Haushaltsstromprofils an Wochentagen sowie an Samstagen und Sonntagen sind in Abbildung 62 dargestellt. Ein Vergleich der Verläufe mit den in Abschnitt 4.1 definierten Profilen für das Einfamilienhaus zeigt, dass ähnlich dem 2-Personenprofil unter der Woche klar definierte Morgen- und Abendspitzen vorliegen. Am Wochenende ist eine klare Mittagsspitze erkennbar, die bei den im Einfamilienhaus verwendeten Profilen nicht vorhanden ist. Der Vergleich der Jahresdauerlinien mit 15 Minuten Mittelwerten zwischen dem verwendeten Einfamilienhausprofil und dem Mehrfamilienhausprofil in Abbildung 63 zeigt auf, dass im Mehrfamilienhaus auf Grund der erhöhten Anzahl Verbraucher bereits ein zeitlicher Ausgleich der Lasten stattfindet. In der Folge ist



die maximale Leistung im Mehrfamilienhaus lediglich circa dreimal höher als im Einfamilienhaus obwohl die Anzahl Personen fünfmal und die Anzahl Haushalte sechsmal höher ist.

Tabelle 20: Haushalte mit Lasten des Mehrfamilienhauses welche mit dem LoadProfileGenerator [49] erstellt wurden; LPG code = Identifikationsnummer des Lastprofils im LoadProfileGenerator.

LPG code	Name	Energieverbrauch Haushaltsstrom [kWh]	Durchschnittliche täglicher Warmwasser- verbrauch [l]	Energiebedarf Warmwasser [kWh] (Kaltwasser 10 °C – Warmwasser 45 °C)
CHR01	Kinderloses Paar, beide berufstätig	3'108	113	2'395
CHR03	Familie mit 1 Kind, beide Eltern berufstätig	3'406	122	2'586
CHR05	Familie mit 3 Kinder, beide Eltern berufstätig	3'907	178	3'773
CHR27	Familie mit 2 Kindern, beide Eltern berufstätig	3'377	150	3'179
CHR54	Rentnerpaar	2'586	84	1'780
CHS01	Familie mit 2 Kindern, ein Elternteil berufstätig	3'657	229	4'854
Mittel	-	3'340	146	3'094
Gesamt	-	20'040	876	18'567

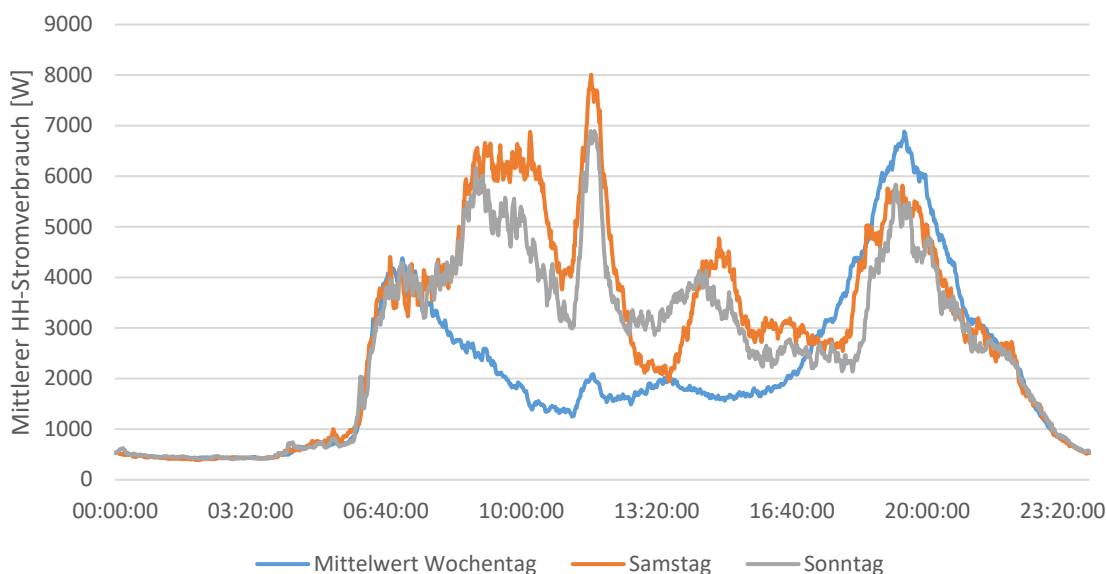


Abbildung 62: Mittlere Tagesverläufe des gesamten Stromverbrauchsprofils im Mehrfamilienhaus.

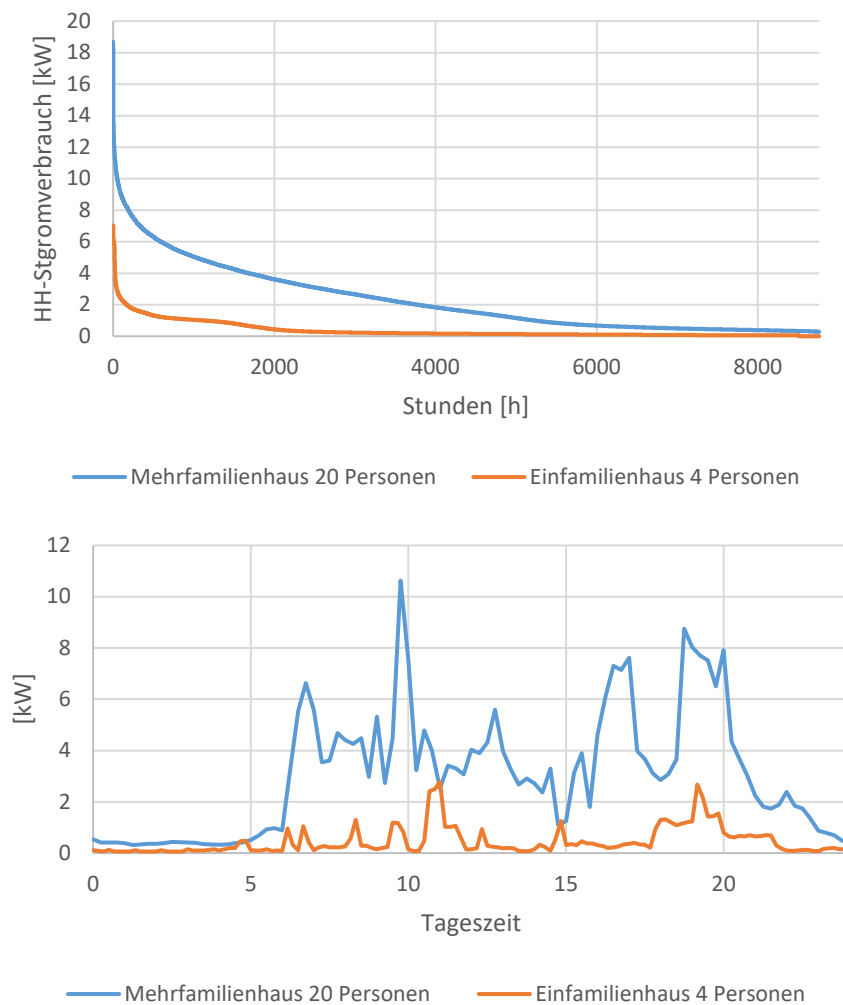


Abbildung 63: Jahresdauerlinien und Beispieltag des Haushaltsstromverbrauchs des Einfamilienhausprofils und des Mehrfamilienhausprofils auf der Basis von 15 Minuten Mittelwerten.

Als Basisfall wurde ein System mit einem Kombispeicher mit 4'800 l Volumen betrachtet. Die Grösse des Speichers wurde so gewählt, dass das Verhältnis von Warmwasserverbrauch zu Speichervolumen sowohl im Einfamilienhaus als auch im Mehrfamilienhaus vergleichbar ist, damit eine Vergleichbarkeit der Resultate in Bezug auf die Zwischenspeicherung von Warmwasser gewährleistet ist. Die PV-Anlage wurde im Basisfall wiederum so gewählt, dass die jährliche Produktion dem gleichen PV-Ertragsverhältnis wie beim Einfamilienhaus entspricht. Die Kennwerte des definierten Mehrfamilienhauses in Tabelle 21 zeigen, dass im Vergleich zu den in Abschnitt 4.4 aufgeführten Werten des EFH45 ein um den Faktor 5.3 grösserer elektrischer Gesamtenergieverbrauch vorliegt. Der Anteil des Haushaltsstroms ist dabei beim Mehrfamilienhaus mit 53 % leicht höher im Vergleich zum EFH45 (46 %). Signifikant höher ist der Anteil des Warmwasserbedarfs an dem gesamten Wärmebedarf des Gebäudes (39 % im Mehrfamilienhaus zu 29 % im SHF45). Der Grund dafür ist der leicht tiefere spezifische Wärmebedarf pro Fläche im Mehrfamilienhaus.



Tabelle 21: Jährliche Energiekennwerte der Simulation des Mehrfamilienhauses mit Wetterdaten Zürichs und dem Kombispeichersystem.

PV-Ertrag	W_{PV}	40'663 kWh
Wärmeverbrauch Warmwasser	Q_{WW}	20'319 kWh
Wärmeverbrauch Raumheizung	Q_{RH}	31'078 kWh
Elektrischer Energieverbrauch	W_{Hsys}	17'608 kWh
Wärmeversorgung		
Haushaltsstromverbrauch	W_{HH}	20'040 kWh
Elektrischer Gesamtenergieverbrauch	W_{ges}	37'648 kWh

Die in der Simulation mit verschiedenen Grössen der PV-Anlage erreichten Werte für Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad sind in Abbildung 64 abgebildet. Aus dem Schnittpunkt der Eigenverbrauchs- und der Autarkiekurve lassen sich wie in Abschnitt 4.6.1 beschrieben die beiden Werte für ein Netto-Null-Gebäude bestimmen. Ohne spezielle Eigenverbrauchsregelung liegen die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad mit Netto-Null-PV-Anlage demnach bei 23.8 %. Eine Überladung des thermischen Speichers um 5 K führt zu einer Steigerung der beiden Werte auf 32.8 %. Mit einer Überladung um maximal 10 K können beide Werte weiter auf 37.9 % gesteigert werden. Mit der Verwendung des thermischen Speichers zur Steigerung der Eigenverbrauchsquote kann somit im definierten Mehrfamilienhaus ein höherer Anteil des PV-Stroms für den lokalen Verbrauch verfügbar gemacht werden als beim Einfamilienhaus. Erklärt werden kann der Unterschied mit dem höheren Anteil an Warmwasserverbrauch an der Gesamtenergiemenge, welcher durch die kurzfristige thermische Zwischenspeicherung gut mit PV-Strom abgedeckt werden kann.

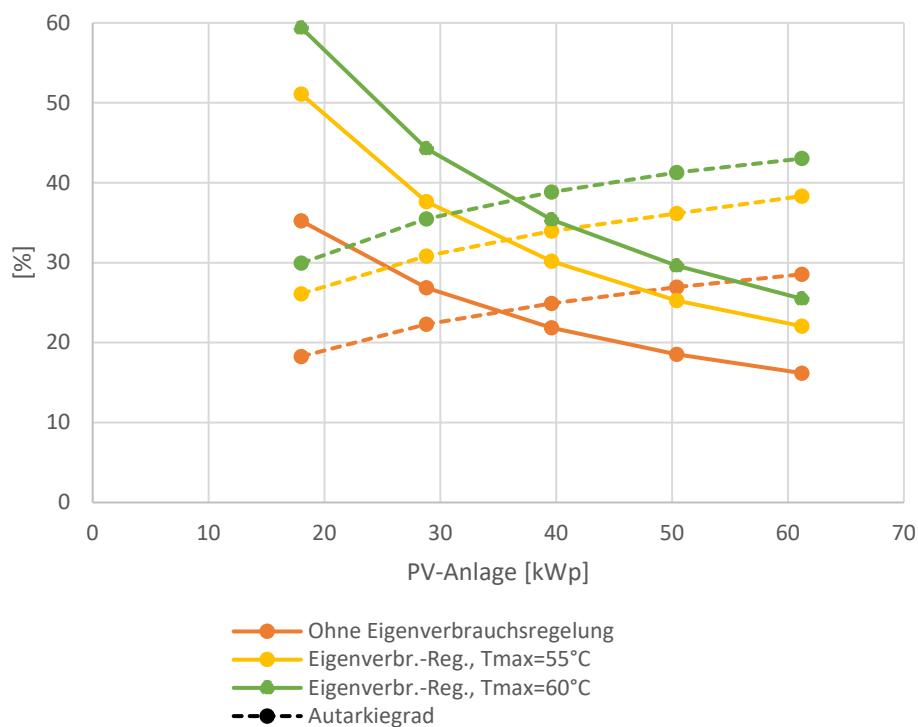


Abbildung 64: Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad im Mehrfamilienhaus für unterschiedlich grosse PV-Anlagen.



Der Vergleich der Netzbezugskenwerte zwischen thermischer und elektrochemischer Zwischenspeicherung in Abbildung 65 zeigt ein zu den Resultaten des Einfamilienhauses (EFH45, Abbildung 51) ähnliches Bild. Mit einer thermischen Zwischenspeicherung lässt sich die Netzaufwandszahl von 38.9 % auf 33.3 % reduzieren. Die elektrochemische Zwischenspeicherung hat pro Stromspeicher-äquivalent ein höheres Potential bezüglich Netzbezugsreduktion. Mit einer 50 kWh Batterie kann die Netzaufwandszahl auf 24.1 % reduziert werden. Auf Grund des höheren Anteils des Haushaltsstroms am elektrischen Gesamtenergieverbrauch kann im definierten Mehrfamilienhaus mit einer rein thermischen Zwischenlösung die Netzaufwandszahl auf ein im Vergleich zum EFH45 ähnlich tiefes Niveau gesenkt werden (33.3 % im MFH zu 32.7 % im EFH45).

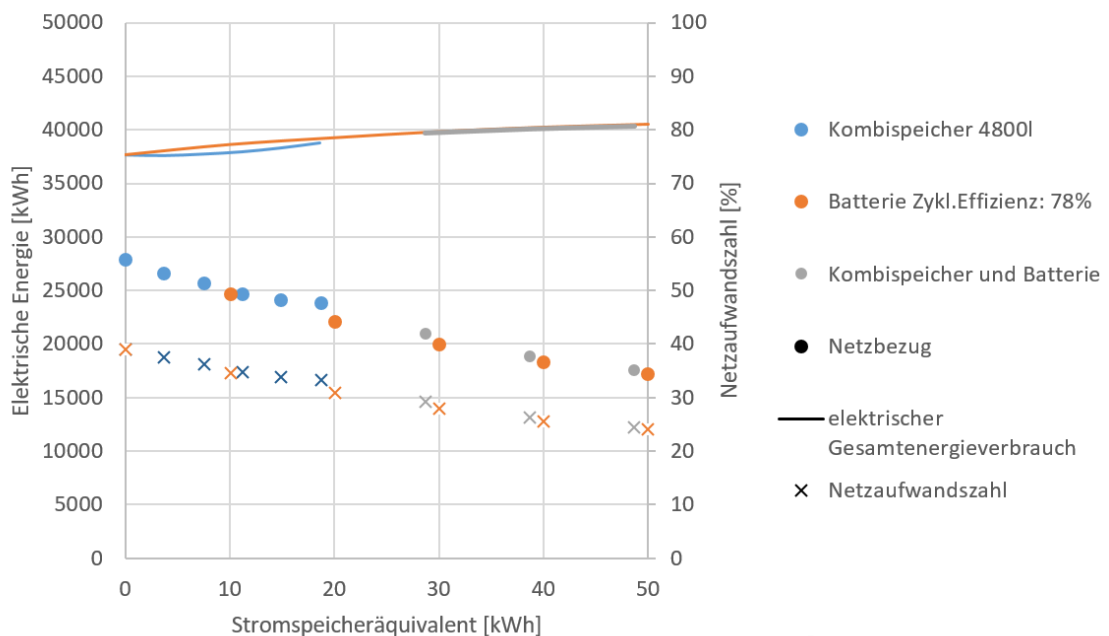


Abbildung 65: Netzbezug und Netzaufwandszahl im Mehrfamilienhaus in Abhängigkeit verschieden grosser thermischer und elektrischer Speicherkapazitäten.

Ein Vergleich der Netzaufwandszahl des Mehrfamilienhauses mit dem Kombispeichersystem an verschiedenen Standorten ist in Abbildung 66 gegeben. Es wurden dazu analog zum Einfamilienhaus die in Abschnitt 4.1.1 definierten Wetterdatensätze verwendet. Die PV-Anlagengrösse beträgt bei allen Standorten unverändert 37.8 kWp, was zu unterschiedlichen PV-Erträgen führt (Zürich 40'663 kWh, Davos 58'739 kWh, Locarno 53'485 kWh). Es zeigt sich, dass das System in Zürich auf Grund des kleinsten PV-Ertrags ebenfalls die höchste Netzaufwandszahl aufweist. Der erhöhte PV-Ertrag in Davos führt zu einem entsprechend kleineren Wert. Das Reduktionspotential durch die thermische Zwischenspeicherung ist in Locarno am höchsten. Dies kann durch den höheren Anteil des Wärmebedarfs für Warmwasser an der gesamten Wärmemenge des Systems erklärt werden. Dieser beträgt in Locarno 65 % im Vergleich zu 39 % in Zürich und 32 % in Davos.

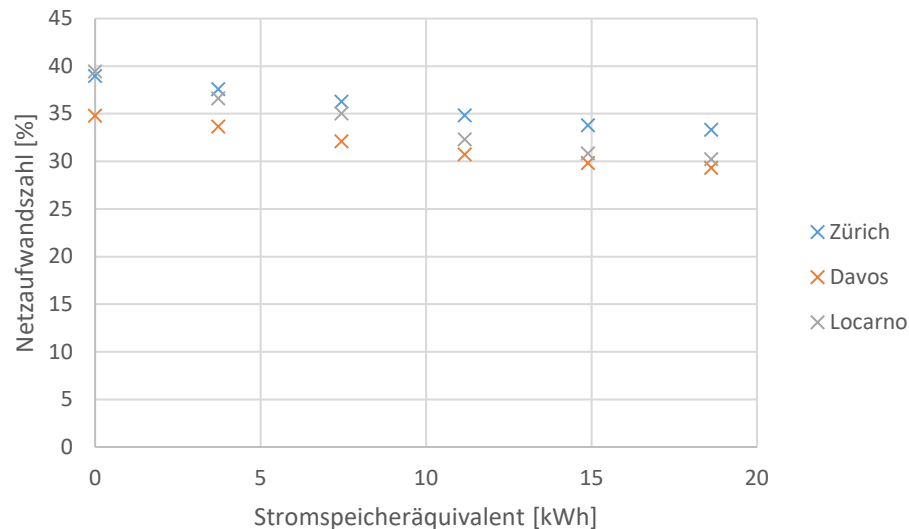


Abbildung 66: Vergleich der Netzaufwandszahl des Mehrfamilienhauses mit Kombispeichersystem unter Verwendung verschiedener Klimadaten (Maximale Überladedetemperatur $\Delta T = 0,2 - 10 \text{ K}$).

4.7 Extrapolation von Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad auf eine Netto-Null-Anlage

Reale Systeme weisen unterschiedliche Verhältnisse zwischen der PV-Stromproduktion und dem elektrischen Gesamtenergieverbrauch über das Jahr auf. Dieses Verhältnis hat jedoch einen sehr grossen Einfluss auf die erzielbaren Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade. Ein Vergleich dieser beiden Werte für Anlagen mit unterschiedlicher Dimensionierung der PV-Anlage im Verhältnis zum elektrischen Gesamtenergieverbrauch ist deshalb in der Regel nicht möglich, respektive nicht sinnvoll (vgl. Abbildung 49, Abschnitt 4.6).

Prinzipiell kann ein Vergleich nur unter Systemen mit identischer Dimensionierung der PV-Anlage im Verhältnis zum elektrischen Gesamtenergieverbrauch übers Jahr vorgenommen werden. Aus diesem Grund wurde mit Hilfe der präsentierten Simulationsergebnisse nach einer Faustformel gesucht, welche es ermöglicht, die Eigenverbrauchsquote bei einer Netto-Null PV-Anlage abhängig vom Autarkiegrad und der Eigenverbrauchsquote des betrachteten Systems mit grösserer oder kleinerer PV-Anlage abzuschätzen. Wir verwenden dafür sowohl die Eigenverbrauchsquote als auch den Autarkiegrad des realen, nicht Netto-Null dimensionierten Systems:

Formel 10: $R_{eig}^{Netto-Null} = R_{aut}^{Netto-Null} \approx R_{aut} * 0.7 + R_{eig} * 0.3$

Die Herleitung der Formel basiert auf den Resultaten der durchgeführten Simulationen. Abbildung 67 zeigt die simulierte sowie die mit der Faustformel aus Simulationen mit abweichenden Grössen der PV-Anlage berechnete Eigenverbrauchsquote bei Netto-Null für ein Kombispeichersystem, abhängig vom Netto-Null Verhältnis und verschiedenen Speicherstrategien.

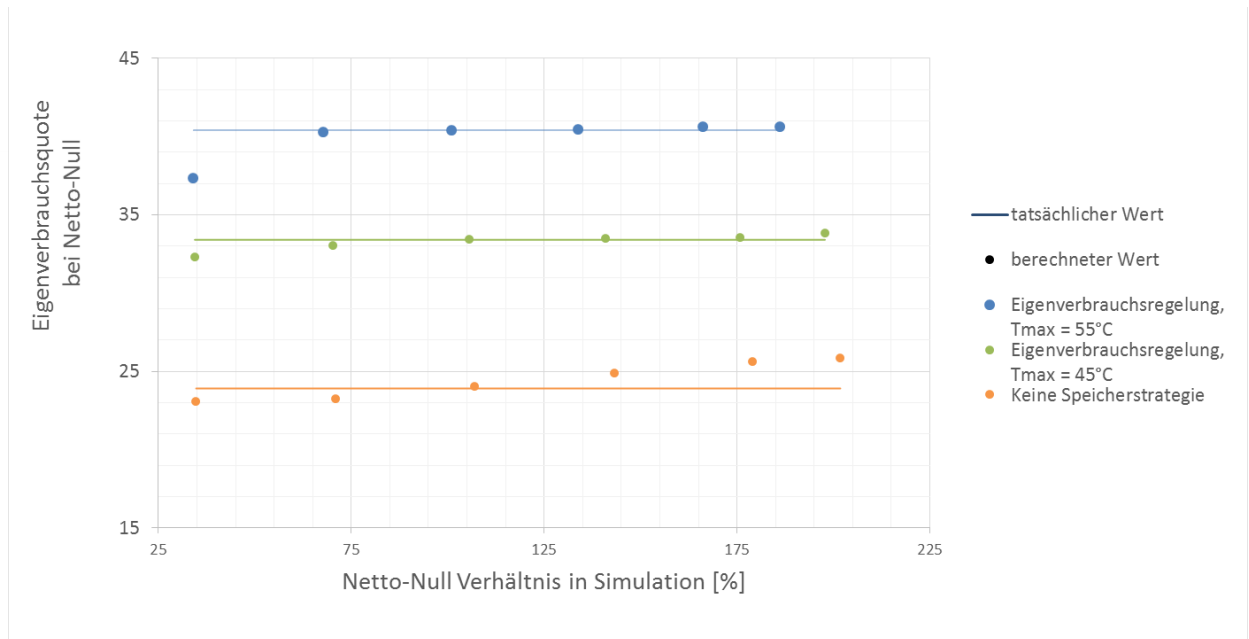


Abbildung 67: Simulierte, beziehungsweise mit der Faustformel berechnete Eigenverbrauchsquote bei Netto-Null für ein Kombispeichersystem, abhängig vom Netto-Null Verhältnis und verschiedenen Speicherstrategien.

Abbildung 68 zeigt die relativen Fehler der berechneten im Vergleich zu den tatsächlich simulierten Eigenverbrauchsquoten bei Netto-Null. Die verschiedenen eingefärbten Punkte entsprechen unterschiedlichen Simulationen. Dabei wurden alle in Kapitel 4.2 beschriebenen Systeme berücksichtigt. Zusätzlich wurden die Klimadaten, die Verbrauchsprofile, die Speicherüberladetemperaturen und die Batteriegrößen variiert. Die mit Linien verbundenen Punkte entsprechen dabei Simulationen ohne Eigenverbrauchsregelung. Die Faustformel, angewendet für Systeme mit einem Netto-Null Verhältnis von 75 bis 200 %, berechnet die Eigenverbrauchsquote bei Netto-Null mit einem relativen Fehler der immer deutlich unter ± 10 % und meist unter ± 5 % liegt.

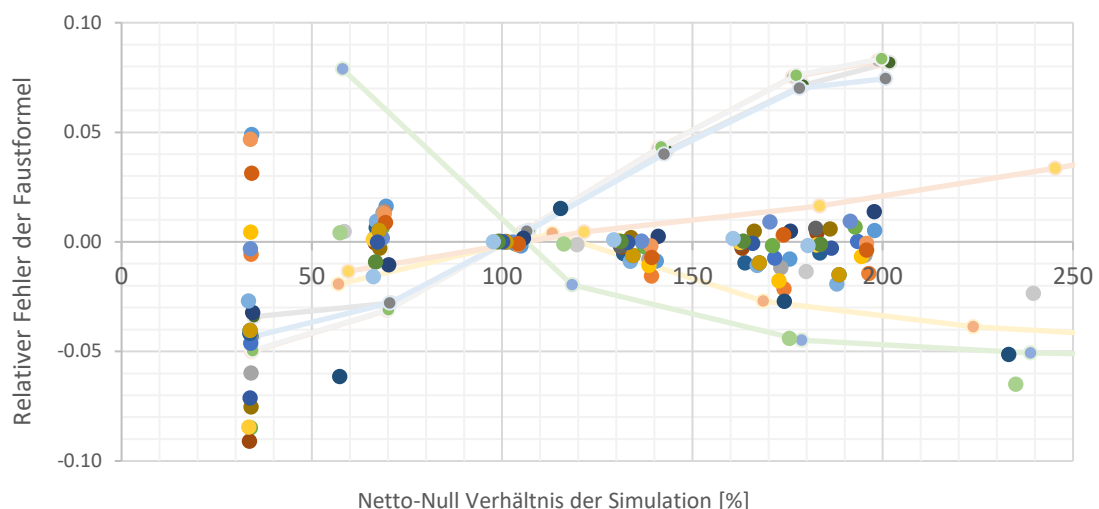


Abbildung 68: Abweichung der Faustformel für die Berechnung der Eigenverbrauchsquote bei Netto-Null in Abhängigkeit des Netto-Null Verhältnisses der Ursprungsdaten.

4.8 Optimierung der Regelung durch die Verwendung von Wetterdaten

4.8.1 Anpassung der Ladung des thermischen Speichers

Im Gegensatz zu Batterien hat die thermische Zwischenspeicherung des PV-Stroms über eine Wärmepumpe die Eigenschaft, dass die Effizienz der Speicherbeladung mit höherem Ladezustand abnimmt. Grund hierfür ist der sinkende Wirkungsgrad der Wärmepumpe für höhere Vorlauftemperaturen. Darum ist es insbesondere bei thermischen Speichern wichtig, dass die gespeicherte Energie vor einer neuen Beladung möglichst komplett genutzt wird. In Abhängigkeit des Verhältnisses zwischen Speichergrösse und Verbrauch, kann eine zu starke Überladung des thermischen Speichers dazu führen, dass der Speicher bis zur nächsten Überladung am folgenden Tag nicht in den Grundzustand zurückgeführt wird. In der Folge kann sich der Speicher über längere Zeit auf einem erhöhten Temperaturniveau befinden, mit entsprechender Abnahme der Gesamteffizienz, jedoch ohne zusätzlichen Nutzen aus dem Eigenverbrauch.

In Abbildung 69 sind für das verwendete Brauchwarmwasserprofil die täglichen Energieverbräuche dargestellt. Die dargestellten Energiewerte zeigen jene Wärmeenergie, welche benötigt wird, um die gezapfte Wassermenge von 10 °C auf 45 °C zu erwärmen. Es zeigt sich, dass sich die durchschnittliche Wärmemenge auf 7.5 kWh beläuft, wobei die Werte sich von 2.9 bis 13.0 kWh erstrecken. Auf der rechten Achse in Abbildung 69 ist die Speichergrösse dargestellt, die nötig ist, um die entsprechende Energie durch eine Temperaturdifferenz der Überladung von 15 K zu speichern. Es zeigt sich, dass beispielsweise der 400 l umfassende Warmwasserteil des untersuchten Kombispeichers bei 15 K Temperaturspreizung 7.0 kWh_{th} an thermischer Energie zwischenspeichern kann.

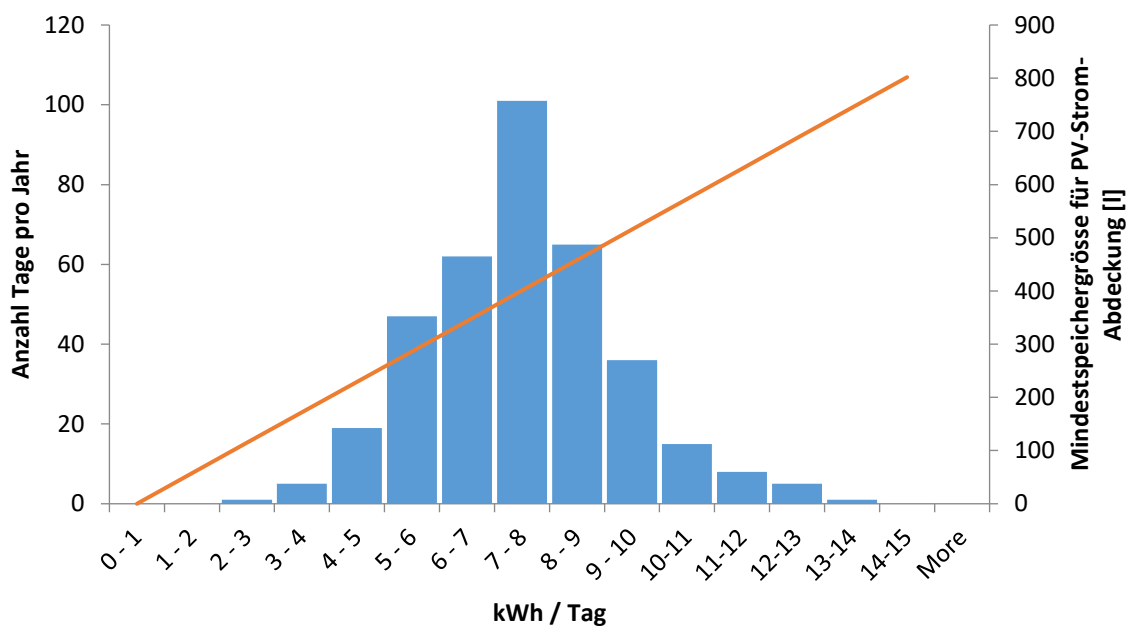


Abbildung 69: Häufigkeitsverteilung der täglichen Verbrauchswerte des verwendeten Warmwasserprofils (blau, linke Achse). Gegenüberstellung mit der für die komplette Zwischenspeicherung des jeweiligen Bedarfs benötigten Speichergrösse (orange, rechte Achse).



An total 134 Tagen des Jahres liegt der Verbrauch unter dieser maximalen Zwischenspeichermenge. Dies hat zur Folge, dass bei einem vorhergehenden sonnigen Tag mit genügend PV-Ertrag für eine komplette Beladung des Speichers bis zum nächsten Mittag keine komplette Entladung des Speichers mehr stattfinden kann, und somit mit dem bisher verwendeten, einfachen Regelkonzept Effizienzeinbußen verursacht werden. Diese Effizienzverluste können durch eine Anpassung der Speicherbeladung auf die zu erwartenden Verbräuche verhindert werden. Jedoch ist eine genaue Prognostizierung der Verbrauchswerte auf Grund der Abhängigkeit von Benutzerentscheiden, welche oftmals ein hohes Mass an Unregelmässigkeiten aufweisen, schwierig.

Genaue Wetterprognosen sind bei einem Anschluss ans Internet verfügbar. Aus diesen lassen sich die zu erwartenden PV-Erträge prognostizieren. Eine Strategie wäre, die jeweilige Speicherladung so zu limitieren, dass damit eine regelmässige komplette Entladung des Speichers bis zum nächsten Sonnentag gewährleistet ist. Wird beispielsweise im untersuchten Fall nur maximal 5 kWh thermische Energie für den Überladungsprozess verwendet, so reduzieren sich die Anzahl Tage, an welchen der Verbrauch geringer als die gespeicherte Energie ist, auf 25. Dies entspricht einer Häufigkeit von ca. 7 %.

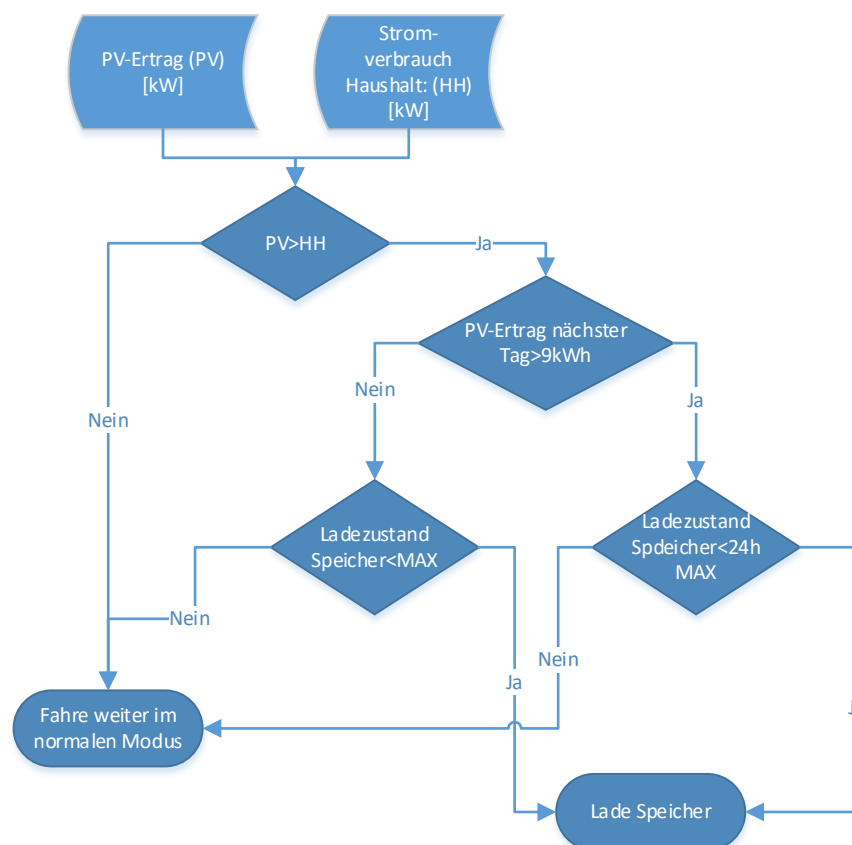


Abbildung 70: Steuerungslogik welche den Bedarf und den prognostizierten PV-Ertrag berücksichtigt.

Die beschriebene Reduktion der maximalen Überladung des Speichers bei aufeinanderfolgenden Tagen mit Solarüberschuss wurde in einer Steuerung für die Simulation umgesetzt. Die verwendete Steuerungslogik findet sich in Abbildung

70. Im Unterschied zur bisher verwendeten Steuerlogik wird in dieser Variante der Speicher nicht immer auf den maximal möglichen Ladezustand geladen. Bei vorhandenem PV-Überschuss wird erst überprüft, ob am nächsten Tag wiederum ein PV-Überschuss erwartet werden kann. Da davon ausgegangen wird, dass keine genaue Prognose zum Haushaltsstromverbrauch vorliegt, wird der durchschnittliche tägliche Verbrauch als Grenzwert verwendet. Im Basishauhaltstromprofil entspricht dies ca. 9 kWh. Übersteigt der PV-Ertrag des nächsten Tags diesen Grenzwert, so liegt wiederum ein PV-Überschuss für die Zwischenspeicherung im thermischen Speicher vor, und der Speicher wird nur bis zum vordefinierten 24-Stunden-Maximum überladen.

Die Resultate der Simulationen mit der beschriebenen Steuerung sind in Abbildung 71 dargestellt. Es wurde dabei das Verhältnis zwischen eingespartem Netzbezug und verhinderter Netzeinspeisung analysiert, wenn das 24-Stunden-Maximum schrittweise erhöht wird. Die Erhöhung wurde durch eine Anpassung der maximalen Überladetemperatur im Warmwasserteil erreicht. Das Verhältnis zwischen eingespartem Netzbezug und verhinderter Netzeinspeisung gibt Auskunft über die Energieeffizienzverluste, welche durch die Zwischenspeicherung entstehen. Die Resultate zeigen, dass bis zu einem 24-Stunden-Speichermaximum von 4.1 kWh_{th} die Zwischenspeicherung eine stabile konstante Effizienz von über 90 % aufweist. Die weiteren Erhöhungsschritte des 24-Stunden-Speichermaximums haben eine stark abfallende Effizienz auf bis unter 10 %. Die Resultate stehen in Übereinstimmung mit den täglichen Verbrauchswerten aus Abbildung 69. Nur 7 Tage weisen einen Verbrauch von unter 4.1 kWh_{th} auf, weshalb nach einer Überladung des Speichers mit 4.1 kWh_{th} üblicherweise eine komplette Entladung des Speichers innerhalb von 24 Stunden garantiert ist. Bei einer Überladung von 5 kWh_{th} liegt schon an 7 % der Tage und bei einer Überladung von 5.9 kWh bei 63 % der Tage keine komplette Entladung mehr vor, was entsprechende Effizienzeinbussen am nächsten Tag zur Folge haben kann.

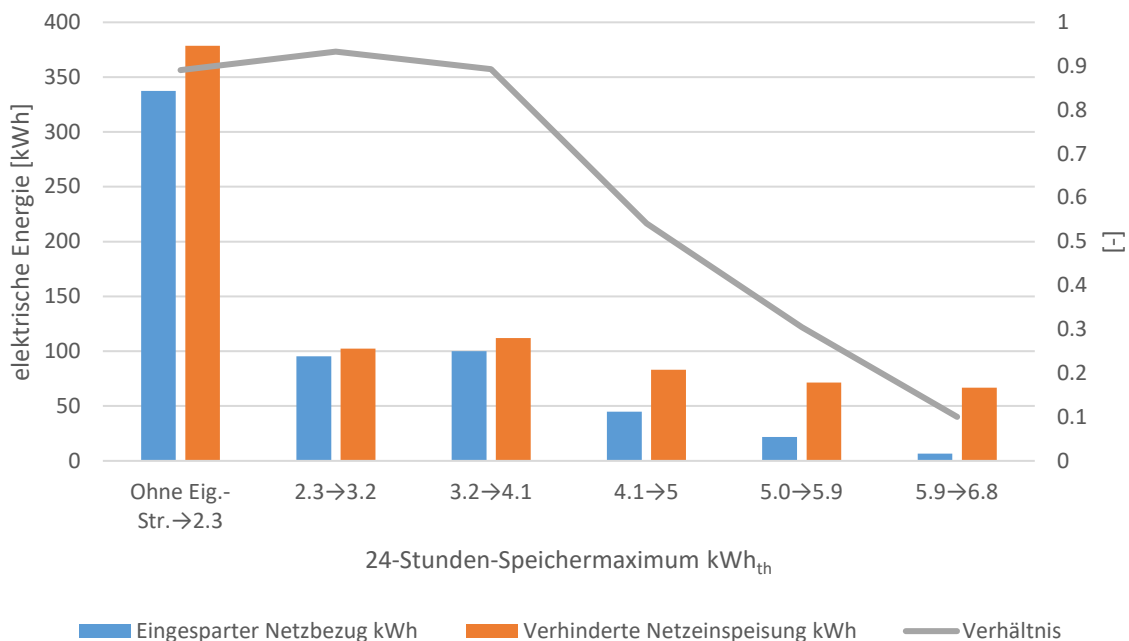


Abbildung 71: Eingesparte Netzbezugs- und Netzeinspeisungswerte für unterschiedliche 24-Stunden-Maxima.

4.8.2 Nutzung von Wetterdaten zur Reduktion von Netzeinspeisespitzen

Die untersuchte Basissteuerung maximiert Eigenverbrauch. Sie ist nicht darauf ausgelegt, die maximale Netzeinspeisung zu reduzieren. Dies ist beispielhaft in den Tagesverläufen in Abbildung 72 und Abbildung 73 dargestellt. Die verwendete Basisregelung mit maximaler Speicherbeladung führt dazu, dass bei Speicherkapazitäten, die signifikant kleiner sind als die PV-Erträge, an sonnigen Tagen der Speicher bereits vor der Mittagsspitze vollständig beladen ist. Dies hat zur Folge, dass die Netzeinspeisespitzen unter diesen Bedingungen nicht reduziert werden.

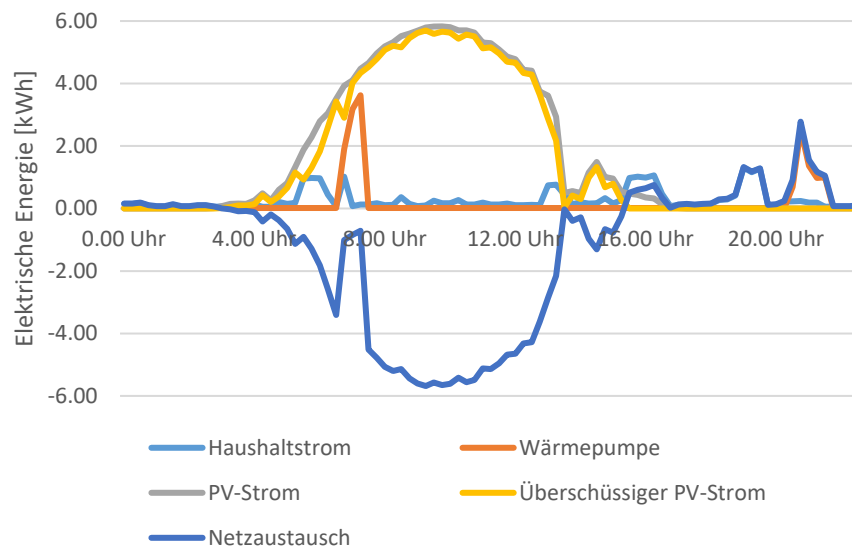


Abbildung 72: Stromproduktion, Stromverbrauch und Netzaustausch an einem sonnigen Beispieltag mit Basissteuerung und 800 l Kombispeicher.

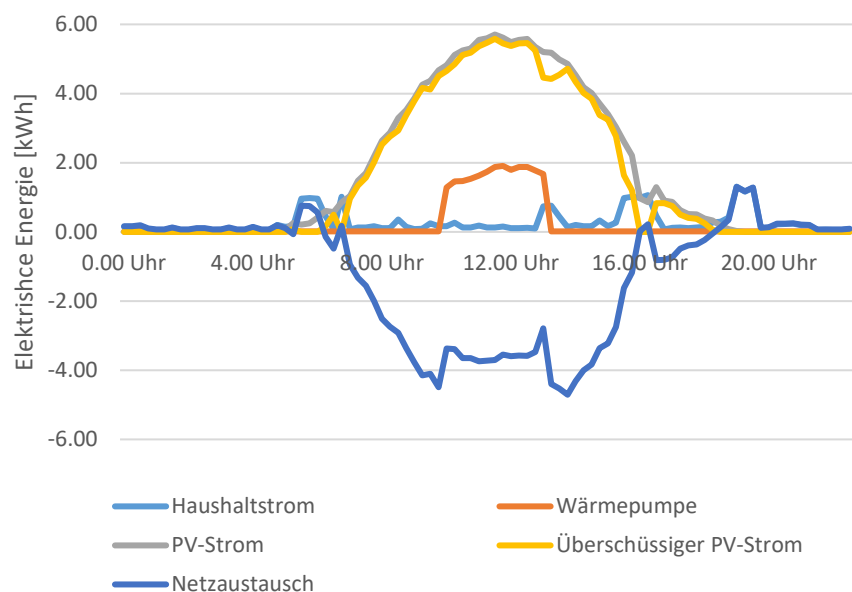


Abbildung 73: Stromproduktion, Stromverbrauch und Netzaustausch an einem sonnigen Beispieltag (nicht identisch zu Abbildung 72) bei Steuerung mit Cutoff-Leistung (50 %) und 800 l Kombispeicher.



Eine alternative Regelungsstrategie, welche die Verringerung der Mittagsspitzen zum Ziel hat, ist in Abbildung 74 dargestellt. Bei dieser Regelungsstrategie wird eine Cutoff-Einspeiseleistung definiert, welche möglichst nicht überschritten werden soll. Auf der Basis der Wetterprognose wird für jeden Tag bestimmt, ob die erwartete PV-Leistung die Cutoff-Leistung übersteigen wird. Ist dies der Fall, so wird mit der Beladung des Speichers gewartet bis die PV-Leistung über der Cutoff-Leistung liegt.

Die resultierende Netzeinspeisung ist in der Form von kumulierten 15-Minutenwerten in Abbildung 75 dargestellt. Das untersuchte System war hierbei wiederum das Kombispeichersystem mit 800 l Speicher. Die Resultate zeigen, dass mit der modifizierten Steuerung im Vergleich zur Basissteuerung die Einspeisespitzen signifikant reduziert werden können. Die absolute Einspeisespitze kann allerdings nur geringfügig reduziert werden, da es weiterhin Situationen gibt, in denen bei hoher Einstrahlung der Speicher bereits geladen ist. Eine Cutoff-Leistung von 30 % führt bei der gewählten Speichergrösse und der gewählten PV-Leistung dazu, dass immer noch viele Mittagsspitzen nicht abgedeckt werden können. Die besten Resultate wurden mit einer Cutoff-Leistung von 50 % der Maximalleistung erreicht. Die Einsparungen beim Netzbezug sind bei dieser Steuerung gegenüber der eigenverbrauchsorientierten Variante um 35 % reduziert.

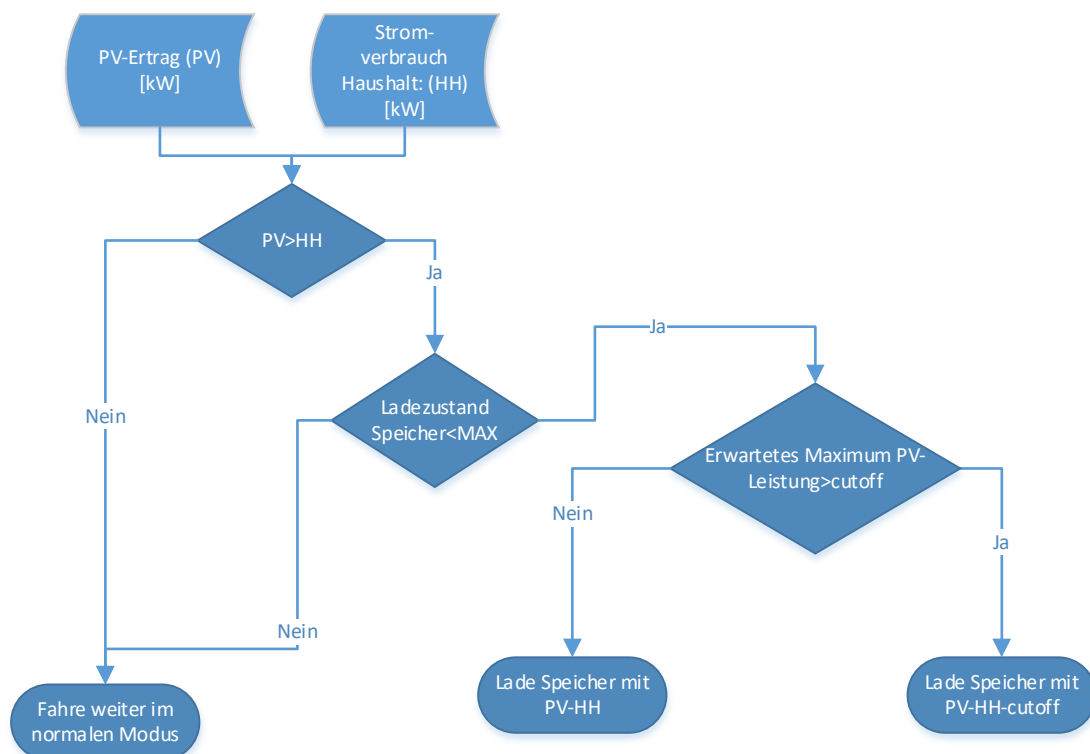


Abbildung 74: Steuerungslogik zur Reduktion der Einspeisespitzen.

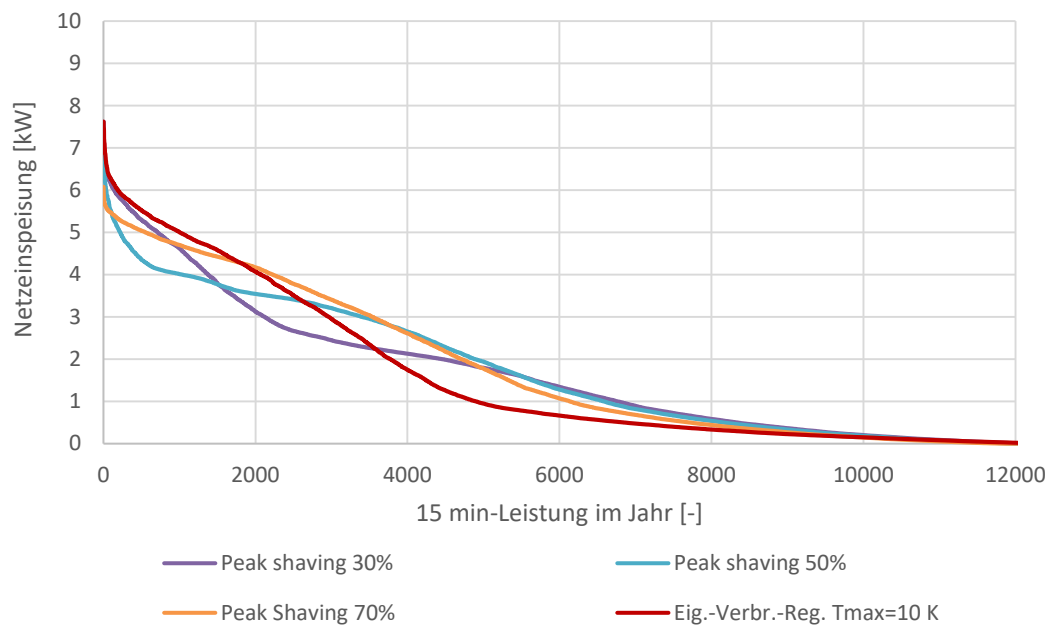


Abbildung 75: Jahresdauerlinie der Netzeinspeisung bei Steuerung mit Cutoff-Leistung (PV-Leistung im Vergleich zur maximalen Leistung (7.2 kWp) ab welcher die Wärmepumpe beginnt einzuspeichern) im Vergleich mit der Basissteuerung zur Steigerung des Eigenverbrauchs.

4.9 Diskussion der Simulationsergebnisse

Im untersuchten System mit Kombispeicher teilen sich die elektrischen Verbrauchswerte auf die unterschiedlichen Systemteile gemäss den Werten in Tabelle 22 auf.

Tabelle 22: Aufteilung der elektrischen Verbräuche auf die verschiedenen Bezugsarten.

Elektrischer Energieverbrauch Warmwasser	W_{WW}	1'124 kWh
Elektrischer Energieverbrauch Raumheizung	W_{RH}	2'579 kWh
Haushaltsstromverbrauch	W_{HH}	3'312 kWh
Restliche hydraulische Komponenten	W_{hyd}	140 kWh
Elektrischer Gesamtenergieverbrauch	W_{ges}	7'155 kWh

Die Auswertung der Simulationsergebnisse zeigt, dass vom Haushaltsstrom 1'394 kWh ohne Zwischenspeicherung direkt von der PV-Anlage gedeckt werden. Dies entspricht einem Anteil von 42 %. Aus diesen Zahlen lässt sich eine Bandbreite bestimmen, in welcher die Netzaufwandszahl in Abhängigkeit der Betriebszeiten der Wärmepumpe zu liegen kommt. Wird das thermische System gänzlich ohne PV-Strom betrieben, so liegt die Netzaufwandszahl bei:

$$R_{net} = \frac{W_{ges} - W_{eig,HH}}{E_{nutz}} = \frac{7155 [kWh] - 1394 [kWh]}{14320 [kWh]} = 40.2 [\%]$$

Kann durch thermische Zwischenspeicherung zusätzlich der gesamte Warmwasseranteil mit PV-Strom abgedeckt werden, so verringert sich der Netzbezug zusätzlich um 1'089 kWh.

$$R_{net} = \frac{W_{ges} - W_{eig,HH} - W_{WW}}{E_{nutz}} = \frac{7155 [kWh] - 1394 [kWh] - 1124 [kWh]}{14320 [kWh]} = 32.4 [\%]$$

Kann zusätzlich auch der Haushaltsstrom durch eine Zwischenspeicherung in einer Batterie komplett durch PV-Strom bewirtschaftet werden, so reduziert sich der Netzbezug um weitere 1'918 kWh.

$$R_{net} = \frac{W_{ges} - W_{WW} - W_{HH}}{E_{nutz}} = \frac{7155 [kWh] - 1124 [kWh] - 3312 [kWh]}{14320 [kWh]} = 19.0 [\%]$$

Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Nutzung von Eigenstrom durch verschiedene Eigenschaften des Systems eingeschränkt wird. Es gilt grundsätzlich, dass sowohl thermische als auch elektrochemische Speicher für Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser eine Energiemenge zwischenspeichern können, die in der Grössenordnung des täglichen Bedarfs liegt. Die täglichen, ohne Batteriespeicher, aus dem Netz bezogene Energiemengen für den Haushaltsstrom sind in Abbildung 76 dargestellt. Dabei ist der aus der PV-Anlage bezogene Anteil bereits abgezogen. Für das verwendete Standardprofil zeigt sich, dass eine komplett geladene Batterie mit 9 kWh Kapazität ausreicht um den restlichen Netzbezug an allen Tagen zu ersetzen. Mit einer grösseren Batterie können entsprechend vermehrt mehrere nacheinander folgende Tage mit geringer Solarstrahlung abgedeckt werden. Der Vergleich mit Abbildung 69 in Abschnitt 4.8.1 zeigt, dass bei einer Überladung des Warmwasserspeichers um 10 K ebenfalls realisierbare Speichergrössen bis zu 800 l ausreichen, um den gesamten Tagesbedarf zwischenzuspeichern.

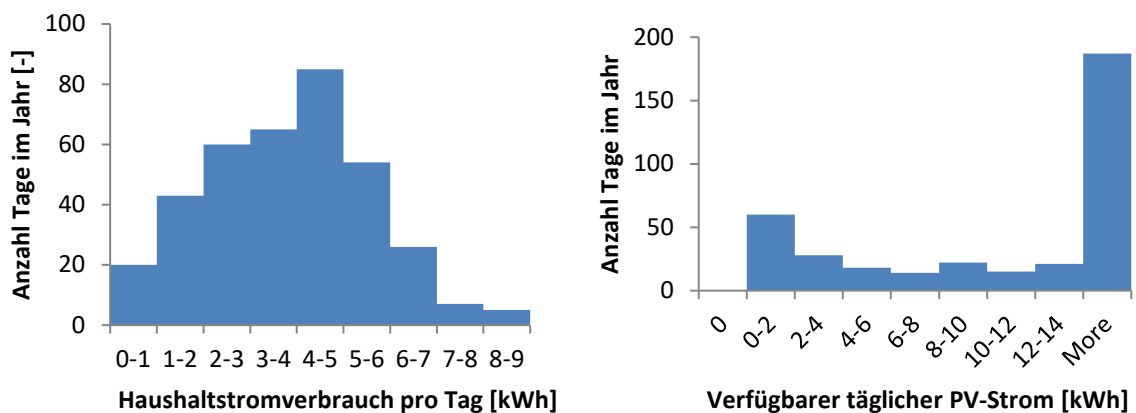


Abbildung 76: Links: Verteilung des täglichen Bezugs von Haushaltsstrom aus dem Netz. Rechts: Häufigkeitsverteilung des täglichen verfügbaren PV-Stroms.

Generell reicht eine tägliche Zwischenspeicherung jedoch nicht immer aus. Treten ein oder mehrere aufeinanderfolgende Tage mit sehr niedrigem Solarertrag auf, so wären für eine komplette Abdeckung des Energiebedarfs grössere Speicher nötig. Das rechte Histogramm in Abbildung 76 zeigt die entsprechende Verteilung des nach Abzug des direkten Haushaltsstromverbrauchs verfügbaren täglichen PV-Stroms über das Jahr auf. An 60 Tagen im Jahr beträgt dieser Wert 2 kWh und weniger, wodurch keine komplette Abdeckung des durchschnittlichen täglichen elektrischen Bedarfs für die Warmwasserproduktion von 3 kWh durch PV-Strom in Kombination mit einem Tagesspeicher mehr möglich ist.



Um das theoretische Potential eines Tagesspeichers zu bestimmen, kann für alle Tage im Jahr die maximal speicherbare Energiemenge bestimmt werden. Sie errechnet sich für einen Warmwasserspeicher aus den Tageswerten des verfügbaren PV-Stroms $W_{pv,verfügbar}$ und dem Tageswert der zur Bereitstellung von Warmwasser benötigten elektrischen Energie W_{WW} . Die berechneten Zahlen beziehen sich in der Folge jeweils auf den Standardfall mit EFH45 in Zürich und die Referenzverbrauchsprofile eines 4-Personen-Haushalts.

$$W_{potential,WW} = \sum_{Tage} \min(W_{pv,verfügbar}, W_{WW}) = 950 \text{ kWh}$$

Die so durch tägliche Speicherung für die Abdeckung durch PV-Strom verfügbargemachte Energiemenge entspricht bereits 85 % der gesamten für die Produktion von Warmwasser aufgewendeten elektrischen Energie. In der Folge kann ein Speicher, welcher mehr als den maximalen Tagesbedarf zur Verfügung stellen kann, lediglich noch eine zusätzliche Lastverschiebung von 174 kWh an thermischer Energie für Warmwasser erreichen. Dies entspricht einer Reduktion der Netzaufwandszahl um 1 %. Wird zusätzlich die Speichergrösse des Wärmespeichers oder des Batteriespeichers als Stromspeicheräquivalent berücksichtigt, so kann dies ebenfalls als zusätzliches Limit für den Tagesumschlag berücksichtigt werden. Ein Warmwasserspeicher mit 400 l kann bei einer bewirtschaftbaren Temperaturdifferenz von 15 K ein Stromspeicheräquivalent von 2.3 kWh zwischenspeichern. Für die Rechnung mit Tageswerten wird die normale Hysterese der Beladung des Warmwasserspeichers von 5 K und die Überladetemperaturdifferenz von 10 K zusammengefasst. Der Wert von $W_{potential,WW}$ beinhaltet somit die Reduktion von Netzbezug, wenn sowohl die normale Speicherbeladung und die Speicherüberladung prioritär bei Zeiten mit genügend Solarertrag geschehen. Zusätzliche Effizienzverluste durch schlechteren COP und höhere Wärmeverluste durch Überladung werden nicht berücksichtigt.

$$W_{potential,WW} = \sum_{Tage} \min(W_{pv,verfügbar}, W_{WW}, C_{el,WW}) = 722 \text{ kWh}$$

Analog kann die gleiche Rechnung für den Raumheizungsteil gemacht werden, wobei die für die Bereitstellung von Warmwasser verwendete Energie abgezogen werden kann.

$$W_{potential,HSys} = \sum_{Tage} \min(W_{pv,verfügbar} - W_{potential,WW}, W_{HSys}, C_{el,HSys}) = 318 \text{ kWh}$$

Diese Abschätzung ergibt für das untersuchte System für die thermische Zwischenspeicherung mit einem 800 l Kombispeicher eine mit Tagesspeicherung maximal erreichbare Reduktion der Netzaufwandszahl auf

$$\begin{aligned} R_{net,th} &= \frac{W_{ges} - W_{eig,HH} - W_{potential,WW} - W_{potential,HSys}}{E_{nutz}} \\ &= \frac{7155 \text{ [kWh]} - 1394 \text{ [kWh]} - 1040 \text{ [kWh]}}{14320 \text{ [kWh]}} = 33.0 \text{ [\%]} \end{aligned}$$

Auf die gleiche Weise kann zusätzlich das Potential einer Batterie mit 4 kWh Kapazität als Tagesspeicher abgeschätzt werden. Dies beinhaltet ebenfalls einige Vereinfachungen. Zum Beispiel, dass die Batterie auch für den Betrieb der Wärmepumpe eingesetzt werden kann, bei geringem Verbrauch die



Speicherkapazität für mehr als einen Tag ausreicht oder eine untertägige Be- und Entladung. Unter Vernachlässigung der Verluste errechnet sich das Potenzial aus

$$W_{potential,HH} = \sum_{Tage} \min(W_{pv,verfügbar} - W_{potential,WW} - W_{potential,Hsys}, W_{HH}, C_{el,HH})$$

$$= 904 \text{ kWh}$$

Dies resultiert in einer mit einer Kombination von thermischer Zwischenspeicherung über eine Luftwärmepumpe und elektrochemischer Zwischenspeicherung erreichbaren Netzaufwandszahl von

$$R_{net,th,el} = \frac{W_{ges} - W_{eig,HH} - W_{potential,Hsys} - W_{potential,HH}}{E_{nutz}}$$

$$= \frac{7155 \text{ [kWh]} - 1394 \text{ [kWh]} - 1040 \text{ [kWh]} - 904 \text{ [kWh]}}{14320 \text{ [kWh]}} = 26.7 \text{ [%]}$$

Die Reduktion des Netzbezugs um 904 kWh unter Verwendung einer Batterie mit 4 kWh Kapazität entspricht zusammen mit den 1'394 kWh direkt verbrauchtem PV-Strom 2'298 kWh oder 69.4 % des totalen Haushaltsstromverbrauchs. Mit der Installation eines 8 kWh Batteriespeichers, kann der Netzbezug gemäss der Tageswertabschätzung um zusätzlich 215 kWh reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion der Netzaufwandszahl um 1.5 %.

Ein Vergleich dieser Rechnungen mit Tageswerten mit den Resultaten der detaillierten Simulationen ist in Tabelle 23 gegeben. Die Unterschiede zwischen den Netzaufwandszahlwerten der beiden Methoden bestätigen, dass insbesondere für thermische Speicherkapazitäten die Abschätzung anhand der Tageswerte um maximal 1.3 % abweichen. Ein 800 l Kombispeicher mit 10 K Überladetemperatur stellt nahezu den durchschnittlichen täglichen Verbrauch an Warmwasser zur Verfügung. Deshalb tritt in der detaillierten Simulation nur an wenigen Tagen eine Zwischenspeicherung über mehr als 24 Stunden auf, die von der Abschätzung nach Tageswerten nicht erfasst werden kann.

Wird zusätzliche eine Batterie mit 4 kWh Kapazität verwendet erhöht sich die Abweichung auf 2.1 %. Mit einer 8 kWh Batterie erhöht sich die Abweichung auf 2.9 %. Bereits bei einer 4 kWh Batterie, insbesondere aber bei 8 kWh, übertrifft das bereitgestellte Speichervolumen den durchschnittlichen Tagesbedarf an nicht direkt von der PV-Anlage gelieferttem Haushaltsstrom von 3.8 kWh. Die Simulationen zeigen, dass durch die regelmässige Speichermöglichkeit über die 24 h Grenze hinaus im Vergleich zur Abschätzung mit der Tageswertmethode tiefere Werte bei der Netzaufwandszahl erreicht werden können.

Eine Vergrösserung des Kombispeichers auf 1'200 l führt in der Tageswertmethode zu einer thermisch speicherbaren elektrischen Energiemenge von 1'320 kWh. Ein Vergleich mit den Resultaten der Simulationen zeigt jedoch, dass von den 263 kWh zusätzlichem Eigenverbrauch 104 kWh durch Effizienzverluste verloren gehen (siehe auch Abschnitt 4.8.1). Diese werden von der vereinfachten Betrachtung nicht berücksichtigt, wodurch das Potential der Erhöhung des Speichervolumens überschätzt wird. Der Vergleich der entsprechenden Resultate in Tabelle 23 bestätigt diesen Sachverhalt.



Tabelle 23: Vergleich der Netzaufwandszahlen der Simulationen und der Abschätzung durch die Tageswerte.

Systemvariante	Netzaufwandszahl Simulation [%]	Netzaufwandszahl abge- schätzt aus Tageswerten [%]
Kombisp. 800 l mit $\Delta T=10$ K	32.7	33.0
Kombisp. 800 l/ $\Delta T=10$ K und Batterie 4 kWh	24.6	26.7
Kombisp. 800 l/ $\Delta T=10$ K und Batterie 8 kWh	22.3	25.2
Kombisp. 1'200 l mit $\Delta T=10$ K	32.0	31.0
Warmwasserspeicher 600 l/ $\Delta T=10$ K und Gebäudemasse	29.7	28.4
EFH100, Kombisp. 800 l/ $\Delta T=10$ K	39.1	40.2

Die gute Übereinstimmung der Simulationsergebnisse mit den aus den Tageswerten errechneten Abschätzungen zeigt, dass die erreichbare Netzaufwandszahl insbesondere von der Anzahl Tage, an welchen die PV-Produktion nicht ausreicht, um den Bedarf für die Produktion von Warmwasser und den Haushaltsstromverbrauch zu decken, abhängig ist. Der Anteil der Tage mit einer PV-Produktion grösser als der durchschnittliche Bedarf für Warmwasser und Haushaltsstrom ist 70.4 % (vgl. Tabelle 24). Der Anteil mit einem Tagesspeicher (2.3 kWh_{el}) erreichbarem Eigenstromanteil bei der WW-Produktion liegt bei 64.2 %. Ein als Tagesspeicher dimensionierter elektrochemischer Speicher von 4 kWh führt zu einem Eigenstromanteil beim Haushaltsstrom von 69.4 %. An Tagen mit zu wenig PV-Ertrag muss die fehlende Energie vom Netz bezogen werden. Der Netzbezug für die WW-Produktion und den Haushaltsstrom an diesen Tagen trägt 2.8 % beziehungsweise 7.1 % zur Netzaufwandszahl bei. Zusätzlich limitiert wird die Reduktion der Netzaufwandszahl durch den Anteil der für Raumwärme benötigten Energie am Gesamtverbrauch. Dieser Anteil kann durch die starke Konzentration auf Tage im Winter mit tiefem Solarertrag nur zu einem kleinen Teil von 12.3 % durch Eigenstrom gedeckt werden. Die für Raumwärme vom Netz bezogene Energie trägt 15.8 % zur Netzaufwandszahl bei. Mit Hilfe der Anzahl Sonnentage im Jahr und des Anteils der Raumwärme am Gesamtverbrauch lässt sich so eine erste Abschätzung der mit Tagesspeicher erreichbaren Netzaufwandszahl durchführen. Eine weitere Validierung dieses Ansatzes könnte in einer weiterführenden Arbeit erfolgen.

Tabelle 24: Limitierungen zur Reduktion der Netzaufwandszahl auf Grund von Randbedingungen des Systems.

	Beitrag des übrig bleibenden Netzbezugs zur Netzaufwandszahl [%]
Anteil Tage mit PV-Produktion grösser als durchschnittlicher elektrischer Verbrauch WW und HH	70.4
Anteil mit Tagesspeicher (2.3 kWh _{el}) erreichbarem Eigenstromanteil WW	64.2
Anteil mit Tagesspeicher (4 kWh) erreichbarem Eigenstromanteil HH	69.4
Anteil mit Speicher (2.3 kWh _{el}) erreichbarem Eigenstromanteil für Raumwärme	12.3

4.10 Vergleich mit anderen Studien

Aus den in Abschnitt 1.2 vorgestellten Arbeiten aus der Literatur lassen sich ebenfalls Werte zum simulierten Eigenverbrauch entnehmen. Die Bestimmung des in diesem Projekt bevorzugten Kennwerts der Netzaufwandszahl aus den Arbeiten war auf Grund fehlender Informationen in den Arbeiten nicht möglich. Die Resultate zum Eigenverbrauch sind in Abbildung 77 in Abhängigkeit vom jährlichen PV-Ertragsverhältnis dargestellt. Die Übersicht zeigt die in Abschnitt 4.6.1 beschriebene Charakteristik der Eigenverbrauchsquote. Ein tieferes PV-Ertragsverhältnis begünstigt demnach eine hohe Eigenverbrauchsquote, weshalb ein Vergleich nur für Systeme mit einem diesbezüglich ähnlichen Wert sinnvoll ist. Sämtliche Resultate aus der Literatur wurden mit alleiniger thermischer Zwischenspeicherung generiert. Der Vergleich zeigt, dass für ein PV-Ertragsverhältnis von ca. 100 % Eigenverbrauchsquoten im Bereich von 30-40 % erreichbar sind. Für höhere Werte sind in der Regel Batteriespeicher notwendig. Die im Projekt CombiVolt erarbeiteten Werte sind somit in Übereinstimmung mit den bisherigen Arbeiten zum Thema.

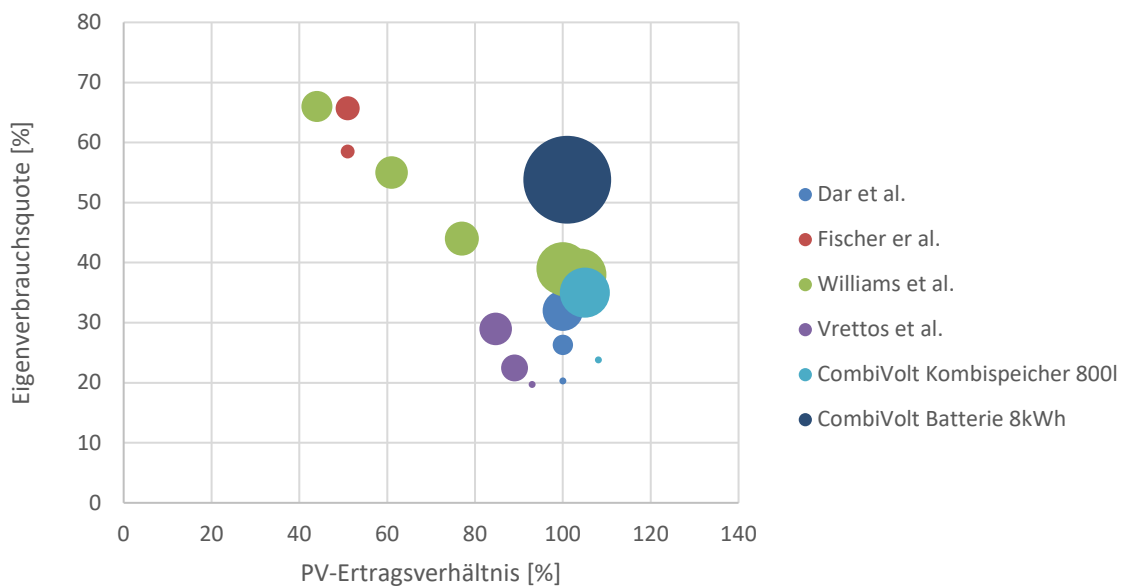


Abbildung 77: Vergleich der Simulationsresultate mit Werten aus der Literaturstudie. Die Grösse der Punkte steht für das jeweilig nutzbare Speichervolumen.

4.11 Ergänzende Simulationen zum Teststand

Auf dem Teststand wurden vier Systeme geprüft, die sich sowohl im hydraulischen Aufbau, den verwendeten Speichern, der Wärmequelle der Wärmepumpe als auch in der gewählten Regelstrategie unterscheiden. Auf Grund der grossen Anzahl unterschiedlicher Systemkomponenten ist es nicht ohne weiteres möglich, auf der Basis der Systemtestresultate die Gründe für die unterschiedliche Performance der Systeme genau einzugrenzen. Aus diesem Grund wurden ergänzende Simulationen durchgeführt, die sich jeweils lediglich um einen entscheidenden Parameter unterscheiden.



Auf diese Weise wurde sowohl der Einfluss der Zykluseffizienz des Batteriesystems als auch der Quelle der Wärmepumpe auf die im Systemtest ausgewiesenen Kennzahlen untersucht. Dazu wurden Simulationen über die 6-Tage der im Systemtest verwendeten Klima- und Verbrauchsprofile durchgeführt. Als hydraulische Variante wurde ein Kombispeicher mit einem Volumen von 900 l verwendet. Die relativen Höhen der Anschlüsse entsprachen dabei dem in Abschnitt 4.2.2 beschriebenen System. Als Eigenverbrauchssteuerung wurde ebenfalls die in Abschnitt 4.2.7 beschriebene Eigenverbrauchssteuerung mit einer maximalen Speichertemperatur von 58 °C im Warmwasserteil und 48 °C im Raumheizungsteil verwendet. Es wurden mit 64 % und 74 % zwei unterschiedliche im Teststand beobachtete Zykluseffizienzen des Batteriesystems untersucht. In Anlehnung an die gemessenen Werte wurde der Unterschied in der Zykluseffizienz mit einer Anpassung der Standby-Verluste von 10 W auf 30 W erreicht. Letzteres entspricht dem Standbyverbrauch, der für die Batterie mit Zykluseffizienz 64 % gemessen wurde.

Die Resultate der Simulationen sind in Abbildung 78 dargestellt. In der Simulation zeigt die Basisregelung eine Netzaufwandszahl von 40.6 % beim System mit Luftwärmepumpe und 31.8 % beim System mit Solewärmepumpe. Durch die Überheizung des Kombispeichers mit einer Temperaturdifferenz von 10 K kann die Netzaufwandszahl im Luftwärmepumpensystem um 6.6 Prozentpunkte auf 34.0 % gesenkt werden. Bei dem System mit Solewärmepumpe beträgt diese Reduktion 4.4 Prozentpunkte und resultiert in einer Netzaufwandszahl von 27.4 %. Ein Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Kennzahlen aus dem Teststand zeigt, dass sämtliche simulierten Varianten eine tiefere Netzaufwandszahl aufweisen, als die getesteten Varianten mit ähnlichen Komponenten (Abbildung 79).

Die Werte des Kombispeichersystems mit Batterieeffizienz 65 % und Sole-WP liegen dabei mit 19.9 % im gemessenen und 19.5 % im simulierten Fall sehr nahe beieinander. Ebenfalls vergleichbare Resultate zeigt die Variante Kombispeicher mit Luftwärmepumpe und ohne Batterie. Für das gemessene System wurde eine Netzaufwandszahl von 34.7 % ausgewiesen, die Simulation zeigte eine Netzaufwandszahl von 34.0 %. Das Kombispeichersystem mit Batterieeffizienz 74 % und einer Luftwärmepumpe zeigte im Test eine Netzaufwandszahl von 37.3 %. In der Simulation konnte mit einem vergleichbaren System jedoch ein Wert von 25.4 % erreicht werden. Allerdings wurde in diesem System im Prüfstand der thermische Speicher nicht zur Eigenverbrauchssteigerung verwendet. Die Resultate einer Simulation eines solchen Systems ohne Erhöhung des Eigenverbrauchs durch thermische Zwischenspeicherung durch Temperaturüberhöhung sind in Abbildung 80 gegeben. Aus der Simulation resultiert eine Netzaufwandszahl von 28.3 %. Somit können lediglich 2.9 Prozentpunkte der Differenz zum gemessenen System mit der fehlenden Nutzung des thermischen Speichers erklärt werden. Für die restliche Differenz können hydraulische Unterschiede oder mangelhafte Schichtung im Speicher verantwortlich gemacht werden.

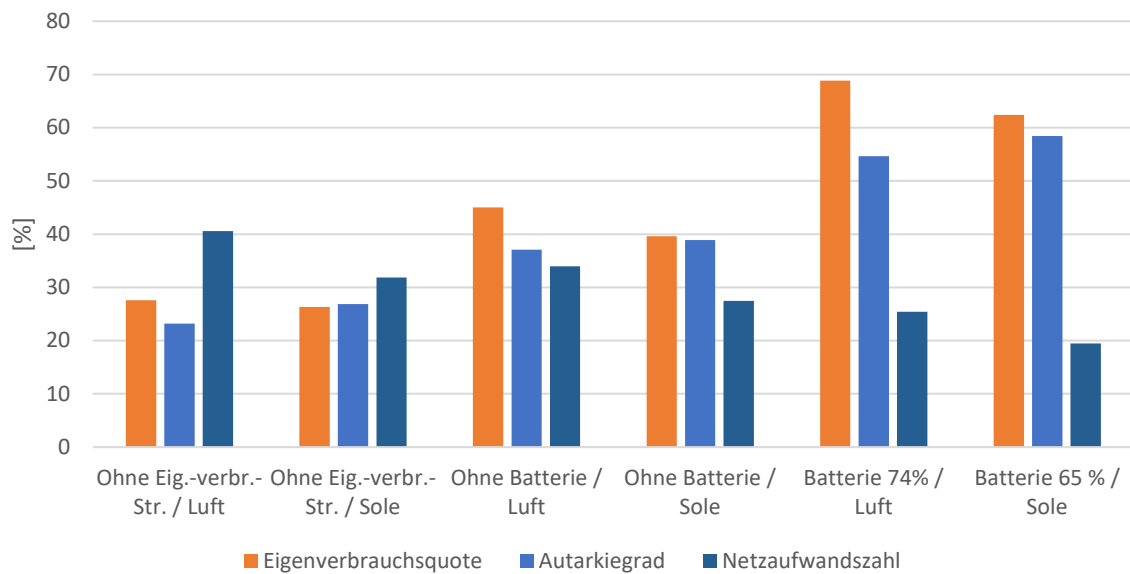


Abbildung 78: Mit den Profilen des Teststands simulierte Systemvarianten. Vergleich der im Teststand geprüften Systemvarianten.

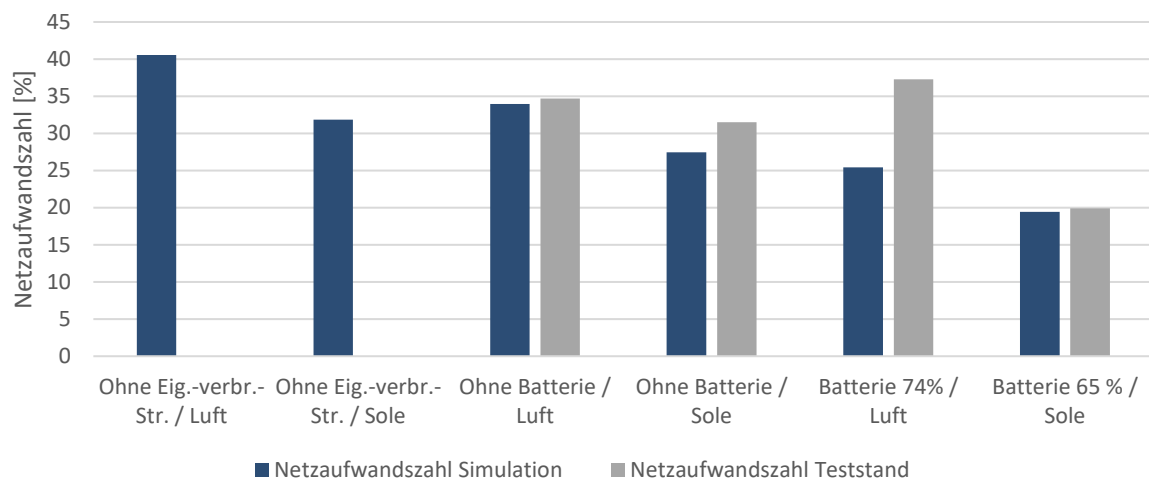


Abbildung 79: Mit den Profilen des Teststands simulierte Systemvarianten. Vergleich der Simulationsresultate mit den im Teststand gemessenen Netzaufwandszahlen.

Ein Vergleich der Simulationsresultate der Systeme mit unterschiedlicher Zykluseffizienz des Batteriesystems zeigt, dass sich die Netzaufwandszahl der beiden simulierten Fälle mit Sole-WP um 0.9 Prozentpunkte und diejenige mit Luft-WP um 1.0 Prozentpunkte unterscheiden, wobei eine bessere Effizienz wie erwartet eine tiefere Netzaufwandszahl ermöglicht. Wird die Luft-WP mit einer Sole-WP ersetzt, so verringert sich im System ohne Batterie die Netzaufwandszahl von 34.0 % auf 27.4 %. Die Resultate der Simulationen mit Batterie liefern vergleichbare Unterschiede. Aus diesen Resultaten kann geschlossen werden, dass ca. 1 Prozentpunkt der Differenz in der Netzaufwandszahl im Systemtest auf die unterschiedliche Batterieeffizienz und ca. 5-7 Prozentpunkte auf die Wärmequelle zurückgeführt werden kann. Für die restlichen Differenzen können Unterschiede in den hydraulischen Varianten und der Regelung verantwortlich gemacht werden.

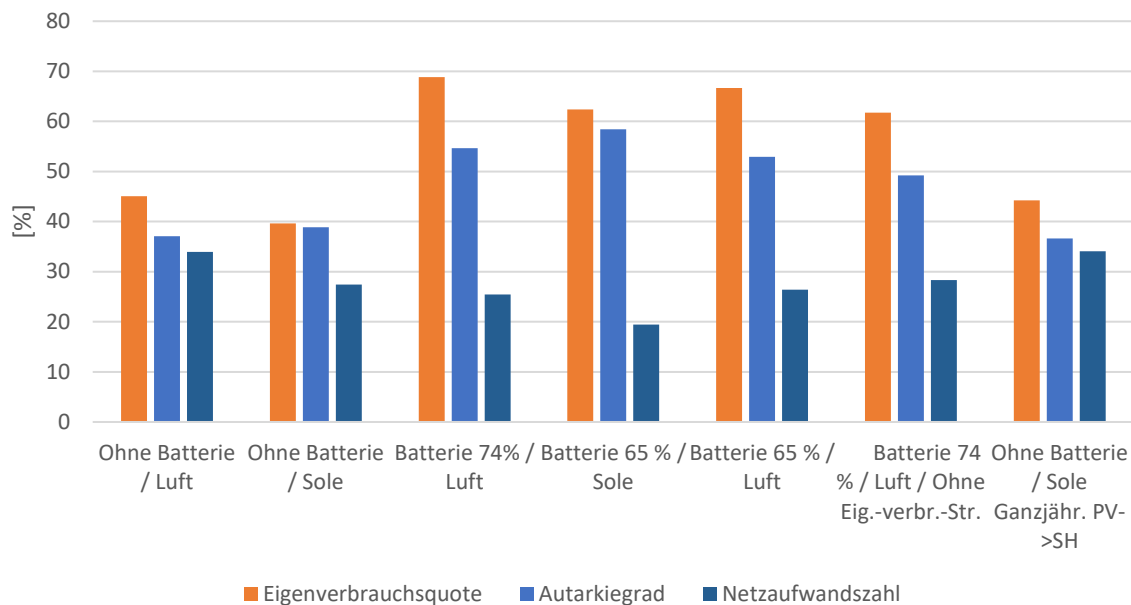


Abbildung 80: Mit den Profilen des Teststands simulierte Systemvarianten. Vergleich des Effekts der Eigenschaften einzelner Systemkomponenten.

Zwei der vier vermessenen Systeme (KombiBatSole und KombiLuft) schöpfen das mit der jeweiligen Systemvariante mögliche Potential, welches durch die Simulationen ermittelt wurde, bereits nahezu aus, bei den anderen beiden Systemen zeigen sich deutliche Verbesserungsmöglichkeiten.

4.12 Ökonomische Auswertung

Die Zwischenspeicherung von Strom mittels Batteriespeicher oder Überladung des thermischen Speichers führt immer zu einem durch Speicherverluste verursachten erhöhten Energieverbrauch des Systems. Bei einer Batterie sind diese Verluste bei kurzfristiger Speicherung durch die Ladezyklen-Effizienz bestimmt. Im Falle einer thermischen Speicherung wird der zusätzliche Energieverbrauch sowohl durch erhöhte thermische Verluste im Speicher als auch durch tiefere COP der Wärmepumpe bei höheren Kondensatortemperaturen verursacht. Aus diesem Grund ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs nicht immer ökonomisch vorteilhaft für den Besitzer der PV-Anlage. Die Wirtschaftlichkeit einer Speichervariante ist dabei stark abhängig von den ökonomischen Rahmenbedingungen, welche durch die Stromtarife gegeben werden.

4.12.1 Grundsätzliche Betrachtungen bei bereits installierten Speichern

Der erhöhte Energieverbrauch eines Systems mit Eigenverbrauchssteigerung führt dazu, dass der zusätzlich direktverbrauchte Strom und die damit einhergehende reduzierte Netzeinspeisung (ΔW_{NE}) nicht eins zu eins in verminderten Netzbezug (ΔW_{NB}) umgerechnet werden kann. Die Verluste haben zur Folge, dass grundsätzlich $\Delta W_{NB} < \Delta W_{NE}$ gilt. Sind ein fixer Einspeisetarif k_{NE} und ein fixer Bezugstarif k_{NB} gegeben, so ist der Eigenverbrauch des Systems genau dann

ökonomisch interessant, wenn die gesparten Bezugskosten die verlorene Einspeisevergütung überschreiten. Es muss darum gelten:

Formel 11: $k_{NE} \cdot \Delta W_{NE} < k_{NB} \cdot \Delta W_{NB}$

Formel 12: $\frac{k_{NE}}{k_{NB}} < \frac{\Delta W_{NB}}{\Delta W_{NE}}$

Aus ökonomischer Sicht ist die Steigerung des Eigenverbrauchs aus diesem Grund nur interessant, wenn das Verhältnis zwischen reduziertem Netzbezug und reduzierter Netzeinspeisung grösser ist als die Relation zwischen Einspeisetarif und Bezugstarif. Diese Überlegungen können auf die Eigenverbrauchssteigerung durch kurzzeitige Überhöhung der Speichertemperatur mittels Wärmepumpe angewendet werden. Die durch die schrittweise Erhöhung der Speichertemperatur erreichten Einspeisungs- beziehungsweise Bezugsdifferenzen sind in Abbildung 81 dargestellt. Dabei sind für jede Temperatur jeweils die zusätzlichen Verschiebungen (Grenzkosten) im Vergleich zur letzten Regelungstemperatur aufgeführt. Aus der Grafik kann herausgelesen werden, dass beispielsweise bei einem Einspeise-Bezugstarifverhältnis von 0.6 aus ökonomischer Perspektive mit dem Referenzsystem eine Beladung des Speichers zu Eigenverbrauchs Zwecken über 6 K unrentabel wird.

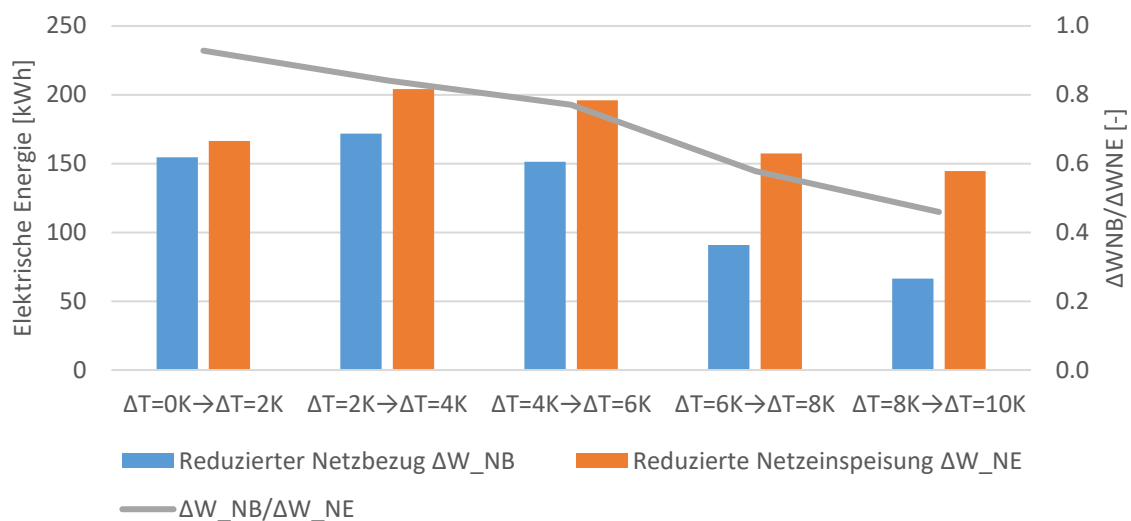


Abbildung 81: Verhältnis von eingespartem Netzbezug zu reduzierter Netzeinspeisung durch thermische Zwischenspeicherung mit 800 l Kombispeicher.

4.12.2 Tarifsimulationen

Auf Grundlage der in Abschnitt 3.4 ausgearbeiteten Tarifmodelle wird der wirtschaftliche Effekt verschiedener Steuerungsvarianten für die Zwischenspeicherung von Energie in thermischen Speichern und in Batterien analysiert. Die Zeiten für den Wechsel zwischen Hochtarif und Niedertarif werden wie in Kapitel 3.4 beschrieben verwendet und sind in Tabelle 25 aufgeführt.



Tabelle 25: In der Arbeit verwendete Tarifzeiten.

	Hochtarif	Niedertarif
Montag - Freitag	07.00-20.00	Übrige Zeiten
Samstag	07.00-13.00	Übrige Zeiten
Sonntag, allgemeine Feiertage	-	ganztags

Tabelle 26: Abweichung in PV-Ertrag, Heizlast und elektrischer Gesamtenergieverbrauch für das Kombispeichersystem unter den Standardwetterdaten und den für die Tarifmodell-simulationen verwendeten Wetterdaten des Jahres 2017.

Grösse	Abkürzung	Standard Wetterdaten	Wetterdaten Tarifsimulationen
PV-Ertrag	W_{PV}	7'689 kWh	8'881 kWh
Raumheizungsbedarf	Q_{RHref}	7'987 kWh	7'552 kWh
Elektrischer Gesamtenergieverbrauch	W_{ges}	7'212 kWh	7'009 kWh

Die Grundlage für die Simulationen bildete das System mit einem Kombispeicher mit 800 l Volumen. Die Wetterdaten unterscheiden sich dabei von den restlichen Simulationen. Die Preise für das Real-Time-Pricing wurden für das Jahr 2017 berechnet. Um die Zusammenhänge zwischen Strommarktpreisen und dem lokalen Wetter korrekt abzubilden, wurden die Messdaten der Messstation Zürich Fluntern des Jahres 2017 verwendet. Dies führte zu abweichenden Werten im PV-Ertrag und bei der Heizlast im Vergleich zu den in anderen Kapiteln präsentierten Resultaten. Die resultierenden Werte in Tabelle 26 zeigen, dass im Messjahr 2017 der PV-Ertrag über dem Wert der Standarddaten liegt, welche ein statistisches Mittel mehrerer Messjahre darstellen. Der Wärmebedarf für die Raumheizung liegt leicht unter demjenigen der Standarddaten. In der Folge hat das System ein PV-Ertragsverhältnis von 127 %, was über demjenigen des Standardfalls liegt.

Die verbrauchs- und leistungsabhängigen Anteile der resultierenden Stromrechnungen ohne Grundpreis für die unterschiedlichen Tarife ohne Eigenverbrauchsregelung sind in Abbildung 82 aufgeführt. In der ausgewerteten jährlichen Nettorechnung sind die Vergütungen durch die Einspeisung und die Kosten des Bezugs miteinander verrechnet. Ohne Berücksichtigung des Grundpreises ist von den definierten Tarifen die Variante NGP ohne verbrauchs- oder leistungsabhängigen Netznpreis für das System am vorteilhaftesten, mit Grundpreis dagegen am teuersten. Das Limit von 17 kW Bezugsleistung bezogen auf 1-Minuten Mittelwerte kann ohne Anpassungen der Steuerung eingehalten werden. Die höchste verbrauchs- und leistungsabhängige Stromrechnung wird durch die Variante NB verursacht.

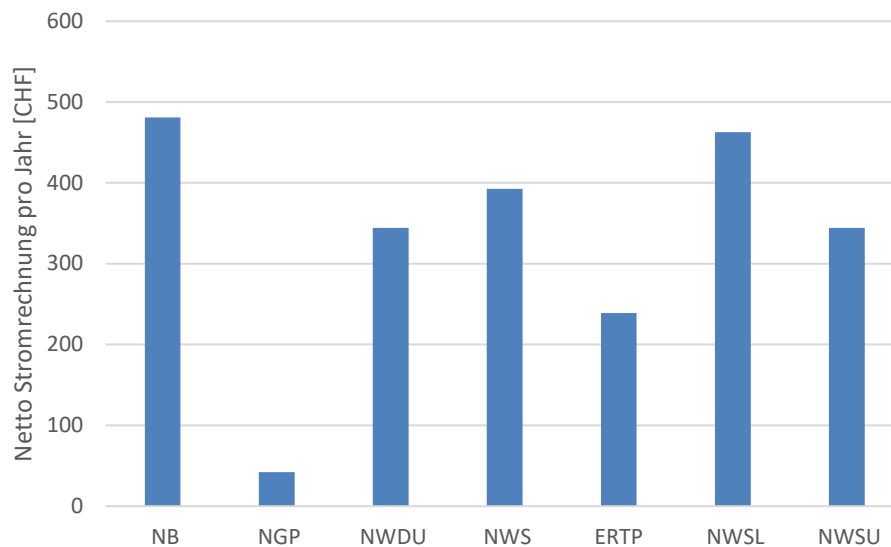


Abbildung 82: Jährliche Netto-Stromrechnung ohne Grundpreis des untersuchten Systems mit Basissteuerung ohne Eigenverbrauchssteigerung unter der Betrachtung der unterschiedlichen Tarifvarianten. NB: Netzbasisstarif, NGP: Netz Grundpreis, mit Leistungsbegrenzung, NWDU: Netz Wahltarif, dynamisch, unterbrechbar, EWS: Netz Wahltarif, statisch, ERT: Energie, Real-Time-Pricing, NWSL: Netz Wahltarif, statisch, mit Leistungspreis, NWSU: Netz Wahltarif, statisch, unterbrechbar, vgl. Kapitel 3.4.

4.12.2.1 Effekt der Eigenverbrauchssteuerung auf die jährliche Netto-Stromrechnung

Die prozentualen Einsparungen bei der jährlichen Nettostromrechnung durch die in Abschnitt 4.2.7 definierte Regelung zur Steigerung des Eigenverbrauchs mit sowohl thermischer als auch elektrochemischer Zwischenspeicherung sind in Abbildung 85 dargestellt. Die Tarifvarianten NB, NWS und NWSU zeigen eine sehr ähnliche prozentuale Steigerung, was auf ein ähnliches Verhältnis zwischen dem durchschnittlichen Preis für Netzbezug sowie der durchschnittlichen Vergütung für die Netzeinspeisung zurückzuführen ist. Mit der thermischen Zwischenspeicherung von PV-Strom wird für diese Tarifvarianten eine Einsparung bei der Stromrechnung von ca. 10 % erreicht. Durch die Verwendung einer Batterie ohne thermische Zwischenspeicherung kann eine Einsparung von ca. 40-50 % erreicht werden. Der Bezugspreis der Variante NGP ist auf Grund des fehlenden variablen Netzanteils bedeutend tiefer. Weil ein tieferer Ausgangswert vorliegt, kann in dieser Tarifvariante eine prozentual höhere Einsparung erreicht werden (18 % mit thermischer Zwischenspeicherung, 81 % mit Batteriespeicher). Auf Grund des tieferen Preisunterschieds zwischen Bezug und Einspeisung wird dabei der thermische Speicher für höhere Überladungstemperaturen schnell unrentabel. Lediglich eine Überladung von 4 K (2.3 kWh Stromspeicheräquivalent) ist unter diesen Annahmen noch ökonomisch.

Eine Einsparung von 17 % mit thermischer Speicherung ist unter der Tarifvariante NWDU möglich. Eine Verwendung eines Batteriespeichers führt bei der gleichen Tarifvariante zu einer Einsparung von bis zu 84 %. Ein Beispieltag mit und ohne thermischer Eigenverbrauchssteuerung ist in Abbildung 83 und Abbildung 84 dargestellt. Für das Real-Time-Pricing sowie die bezugsleistungsorientierte Tarifvariante NWSL ist die Eigenverbrauchssteuerung nicht optimiert, weshalb für



diese Varianten nur reduzierte Einsparungen möglich sind oder die Stromrechnung sogar steigen kann. So zeigt sich beim Beispieltag, dass zu Zeiten mit Solarertrag die Wärmepumpe verstärkt verwendet wird. Ein reduzierter Betrieb bei hohem Haushaltsstromverbrauch ist bei dieser Steuerungsvariante jedoch nicht vorgesehen, weshalb Netzbezugsspitzen nicht oder nur geringfügig reduziert werden.

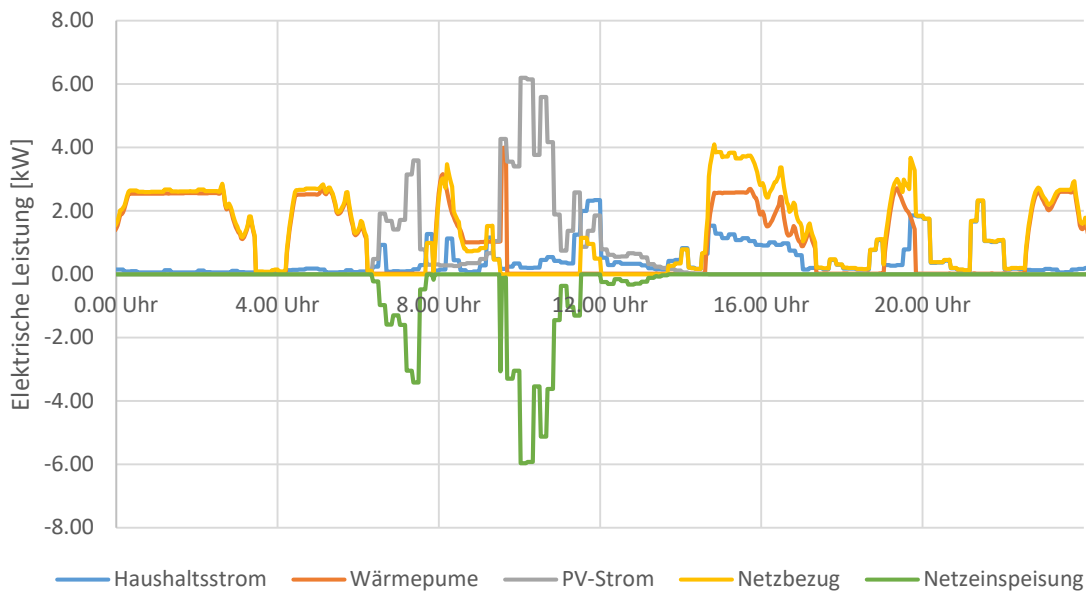


Abbildung 83: Beispieltag ohne Eigenverbrauchssteuerung.

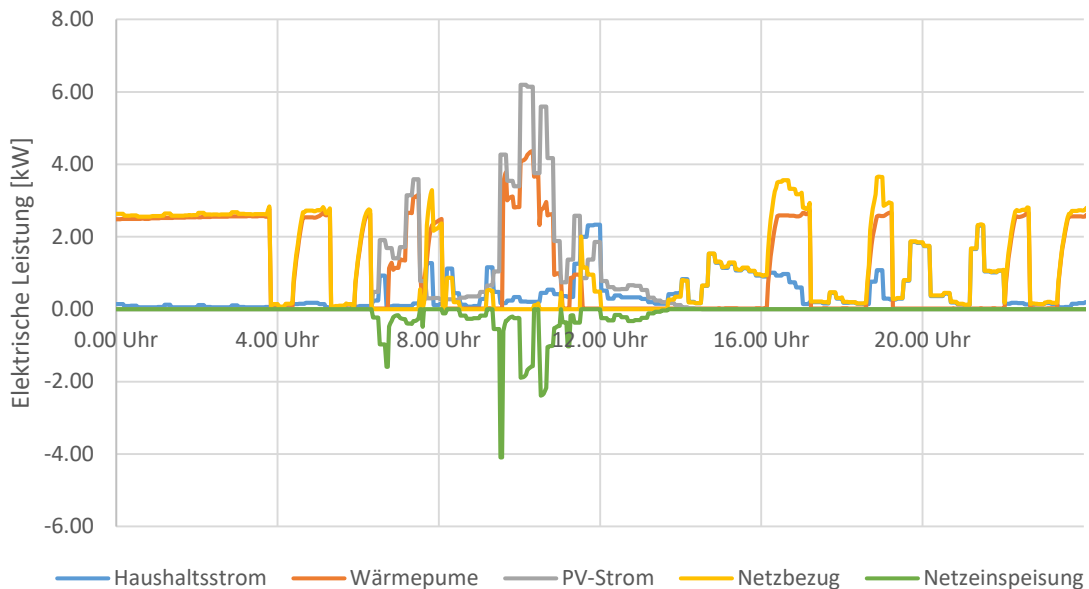


Abbildung 84: Beispieltag mit thermischer Eigenverbrauchssteuerung (maximale Überladetemperatur 10 K).

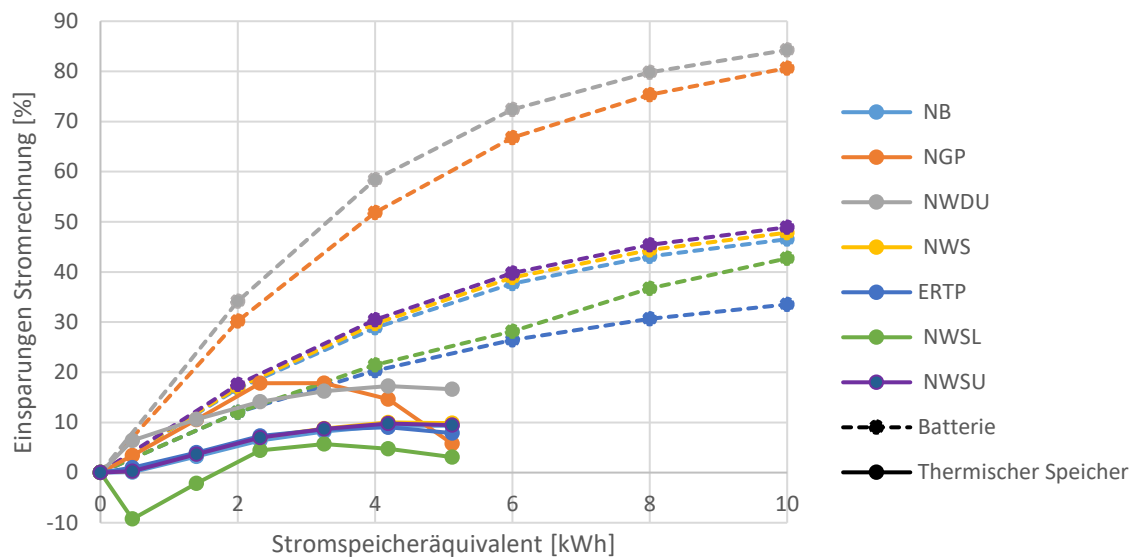


Abbildung 85: Prozentuale Einsparungen des verbrauchs- und leistungsabhängigen Anteils der jährlichen Netto-Stromrechnung für die Eigenverbrauchsregelung.

Da sämtliche Tarifvarianten zwischen Hochtarif und Niedertarif unterscheiden, kann nicht nur eine Lastverschiebung hin zu Zeiten mit verfügbarem PV-Ertrag, sondern auch eine Lastverschiebung hin zu den Niedertarifzeiten zu Einsparungen bei der Stromrechnung führen. Um den Effekt von Ladefenstern für die Beladung des Warmwasserteils des Kombispeichers zu Niedertarifzeiten bei gleichzeitiger Verwendung des überschüssigen PV-Stroms zu testen, wurde die Eigenverbrauchssteuerung gemäss der Logik in Abbildung 86 erweitert. In der so entstehenden Steuerung wird bei Niedertarif in der Nacht der Speicher auf 54 °C beladen, sofern am nächsten Tag kein PV-Überschuss erwartet wird.

Der Vergleich einer Steuerung mit Warmwasserladung im Niedertarif mit der bisher verwendeten Eigenverbrauchssteuerung in Abbildung 87 zeigt auf, dass eine Warmwasserladung in der Nacht auch dann ökonomisch vorteilhaft sein kann, wenn die Möglichkeit besteht, tagsüber mit dem thermischen Speicher PV-Eigenstrom zu verbrauchen. Dies ist jedoch nur der Fall, wenn die preislichen Unterschiede zwischen Hochtarif und Niedertarif genügend gross sind. So kann mit dem Tarifmodell NB keine zusätzliche Einsparung erreicht werden. Mit dem Tarifmodell NWS liegen die maximal erreichbaren zusätzlichen Einsparungen bei 0.5 %. Die notwendige Voraussetzung für eine solche Reduktion der Stromrechnung ist jedoch die Einbindung einer Wetterprognose in der Steuerung.

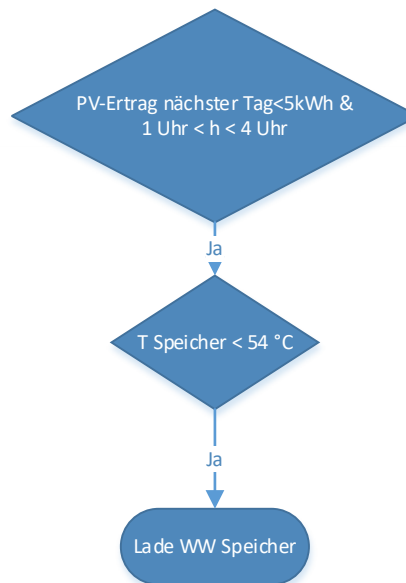


Abbildung 86: Logik zur Beladung des Warmwasserteils in der Niedertarifzeit.

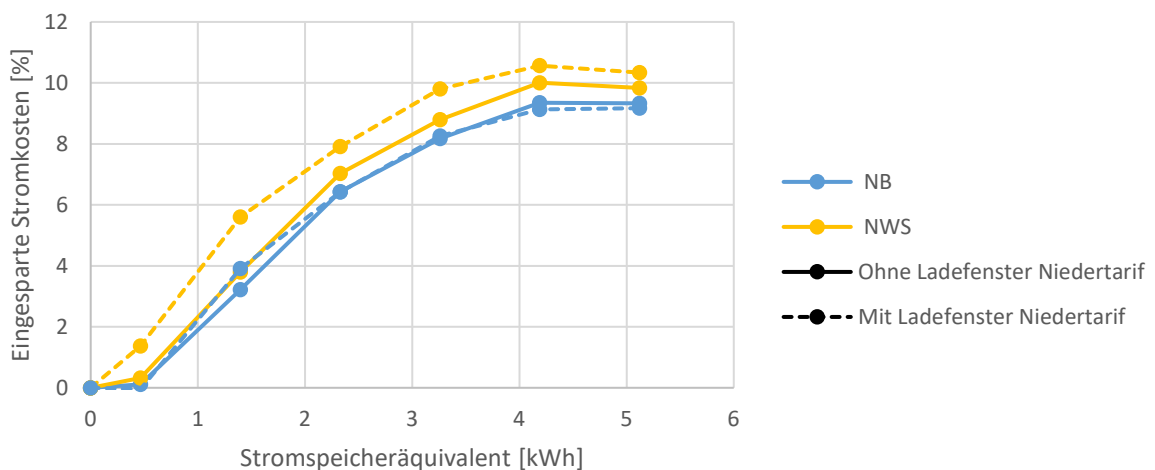


Abbildung 87: Vergleich zwischen den Steuerungen mit und ohne Niedertarifladefenster.

In dem Tarifmodell NWSU liegt eine Sperrzeit für die Wärmepumpe zwischen 12 und 14 Uhr vor. Diese wurde in den Simulationen entsprechend berücksichtigt. Aus den Resultaten wurde analysiert, ob die Sperrzeiten dazu führen, dass die Komfortbedingungen von 45 °C Warmwasser und 19.5 °C Raumtemperatur nicht mehr eingehalten werden können. Dazu wurde die fehlende Energiemenge ausgewertet. Die Resultate in Abbildung 88 für die Regelungsvariante Eigenverbrauch mit Niedertarifladefenster belegen, dass die Komfortbedingungen für Raumwärme komplett eingehalten werden. Auf Grund der kurzen Sperrzeit und der grossen Trägheit der Gebäudemasse findet keine Abkühlung der Raumtemperatur statt. Die Komfortbedingungen beim Warmwasser werden nicht immer eingehalten, allerdings ist die maximale fehlende Energiemenge mit 0.2 % des gesamten Energiebedarfs für Warmwasser klein. Mit höheren Überladetemperaturen sinkt sie zudem auf unter 0.1 %. Aus diesen Resultaten kann geschlossen werden, dass die gewählte Regelungsvariante ausreichend ist,

um die Komfortbedingungen einzuhalten. Auf ein spezielles Ladefenster vor den Sperrzeiten kann verzichtet werden.

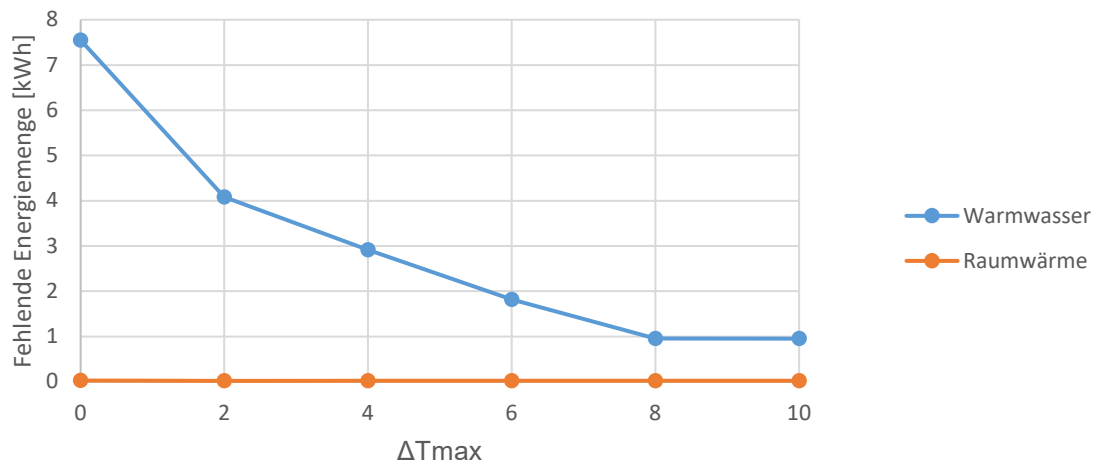


Abbildung 88: Zur Einhaltung der Komfortbedingungen fehlende Energiemengen.

4.12.2.2 Reduktion der maximalen Bezugsleistung

Mit der Eigenverbrauchssteuerung wird die maximale Bezugsleistung in der Regel nicht reduziert. Der thermische Speicher bietet in Kombination mit der thermischen Masse des Gebäudes jedoch die Möglichkeit, die Wärmepumpensteuerung auf den Haushaltsstrom so abzugleichen, dass die Wärmepumpe abgeschaltet wird, sofern der Haushaltsstrom ein Limit übersteigt. In einer Simulation wurde geprüft, inwiefern eine Steuerung, die einen möglichst asynchronen Bezug von Wärmepumpe und Haushaltsstrom zum Ziel hat, eine Reduktion der Stromkosten im Falle des Tarifmodells NWSL mit Leistungspreis zur Folge hat. Die Resultate in Abbildung 91 zeigen, dass in Ergänzung zur normalen Eigenverbrauchssteuerung die Stromkosten mit der angepassten Regelung der Wärmepumpe um bis zu 8.9 % reduziert werden können.

Für den Vergleich wurde für den Batteriespeicher ebenfalls eine Steuerung implementiert, welche die Reduktion der Bezugsleistung zum Ziel hat. Hierzu wurden zu erreichende Bezugslimits von 2 kW, 3 kW und 4 kW geprüft. In der Steuerung wird die Batterie jeweils in der Nacht unter Berücksichtigung des Bezugslimits beladen wobei eine Kapazität gleich dem aus der Wetterprognose bekannten PV-Ertrag des nächsten Tages freigehalten wird. Um auch Bezüge am Morgen decken zu können beträgt die Mindestbeladung zudem 30 %. Tagsüber wird jeder Netzbezug über dem definierten Limit von der Batterie übernommen. Die Resultate zeigen, dass bei einem Bezugslimit von 2 kW für Batterien mit einer Kapazität über 6 kWh und einer maximalen Lade- und Entladeleistung von 6 kW die Einsparungen dieser Leistungsreduktionssteuerung im Vergleich zur normalen Eigenverbrauchssteuerung nur geringfügig höher sind. Da der Tarif sowohl verbrauchs- als auch leistungsabhängige Tarifkomponenten enthält und der verbrauchsabhängige Bezugstarif höher ist als der Einspeisetarif, können mit beiden Steuerungsvarianten ähnliche Einsparungen erzielt werden. Die Jahresdauerlinie in Abbildung 90 zeigt hingegen, dass die gewählte Steuerung



wirkungsvoll die Bezugsspitzen senkt. Der daraus folgende Dienst am Netz wird durch das Tarifmodell NWS jedoch für den Prosumenten nicht ideal vergütet.

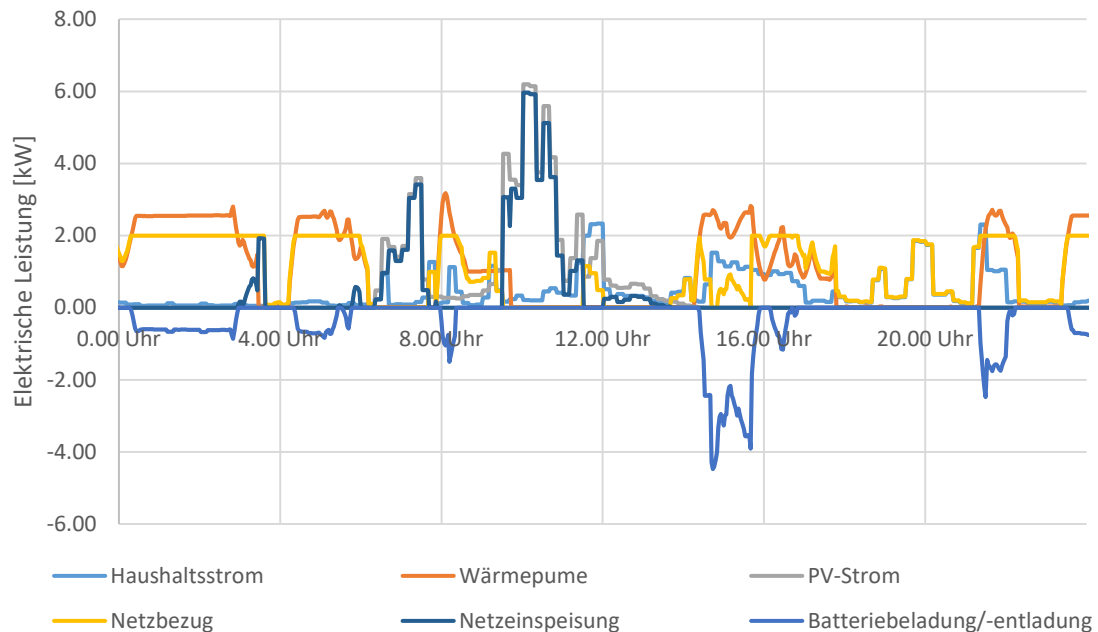


Abbildung 89: Beispieltag für Leistungsreduktionssteuerung mit einer Batterie und einem Bezugslimit von 2 kW.

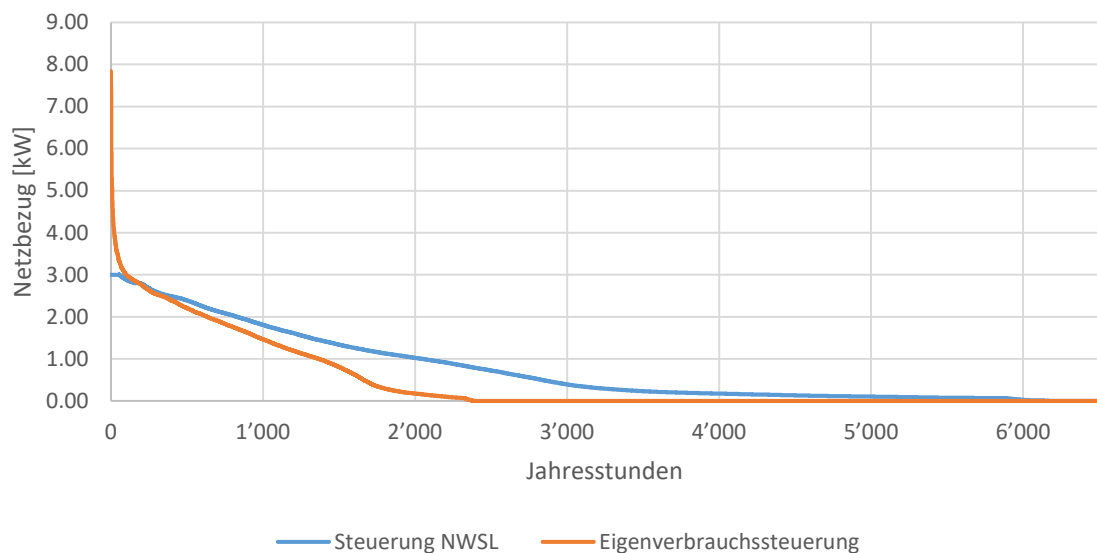


Abbildung 90: Jahresdauerlinien der 15-Minuten Bezugsleistung der Eigenverbrauchssteuerung und der für den NWSL-Tarif erstellten, leistungsorientierten Steuerung mit Batterie (6 kWh nutzbare Kapazität, 6 kW Be- und Entladeleistung).

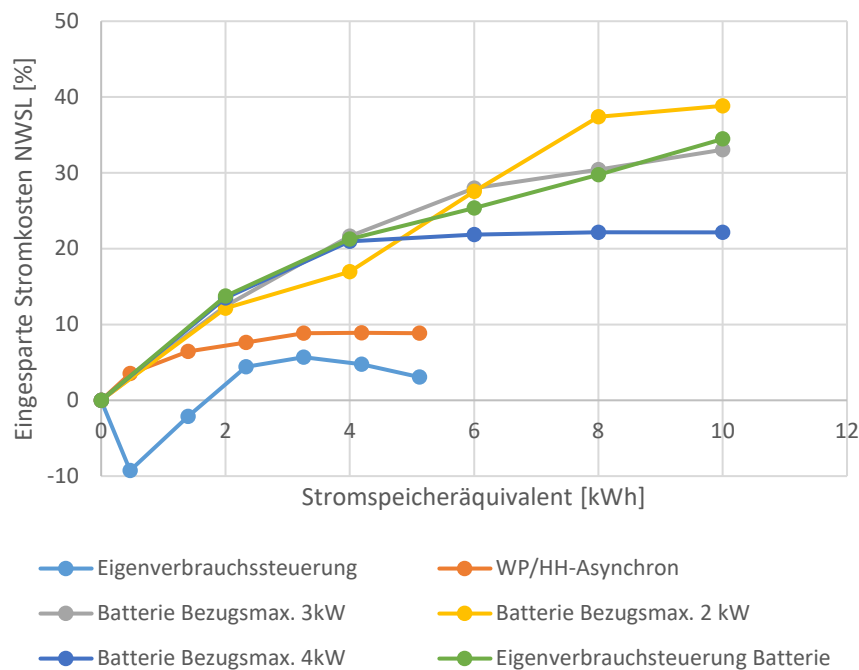


Abbildung 91: Steuerungsvarianten zur Reduktion der Stromkosten unter dem Tarifmodell NWSL.

4.12.2.3 Steuerung für Real-Time-Pricing

Bei der Tarifvariante Real-Time-Pricing liegen stark schwankende Arbeitspreise für den Netzbezug vor. Mit Simulationen wurde geprüft, wie weit durch eine vorhandene Preisprognose von 24 Stunden mit einem thermischen Speicher die Preisschwankungen zur Reduktion der Stromrechnung ausgenutzt werden können. Dazu wurde eine Steuerung implementiert, in welcher der gemittelte Bezugspreis der nächsten 24 Stunden mit dem aktuellen Preis verglichen wird. Wird kein überschüssiger PV-Ertrag erwartet und liegt der aktuelle Preis unter dem erwarteten Mittelwert, so wird der thermische Speicher beladen. Zeigt die Wetterprognose genügend PV-Ertrag in den nächsten 24 Stunden so wird der Speicher nur überladen, falls der aktuelle Preis unter der Einspeisevergütung liegt. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn negative Arbeitspreise vorliegen. Die entsprechende Logik ist in Abbildung 92 dargestellt. Ein Beispieltag der Steuerung ist in Abbildung 94 dargestellt.

Die Resultate in Abbildung 93 zeigen, dass mit dem gewählten Steuerungsansatz die jährlichen Stromkosten im Vergleich zur Eigenverbrauchssteuerung nicht signifikant reduziert werden können. Der Grund hierfür liegt in der starken preislichen Diskrepanz zwischen Bezugstarif und Einspeisetarif im definierten Real-Time-Pricing-Tarif. Dieser führt dazu, dass im gesamten Jahr in allen Tarifvarianten praktisch ausschliesslich der Verbrauch von Eigenstrom die günstigste Variante ist. Die Möglichkeit PV-Strom zwischenzuspeichern wird durch das Beladen des Speichers bei günstigen Bezugstarifen eingeschränkt, was schlussendlich negative Folgen auf die Stromrechnung hat.

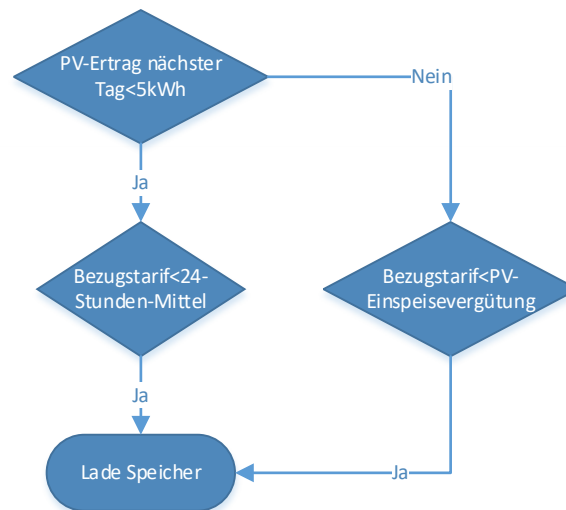


Abbildung 92: Steuerung zur Ausnutzung der preislichen Volatilität im Real-Time-Pricing.

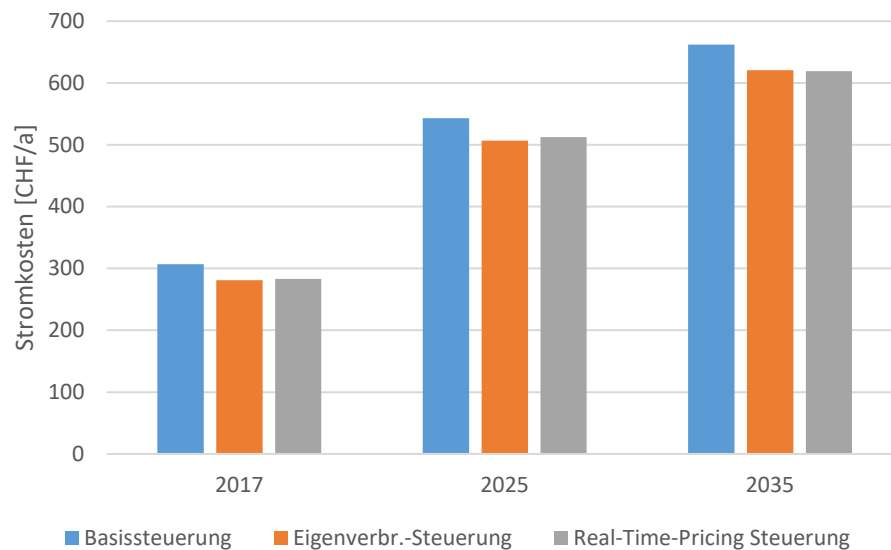


Abbildung 93: Preisliche Auswertung der getesteten Steuerung für das Real-Time-Pricing.

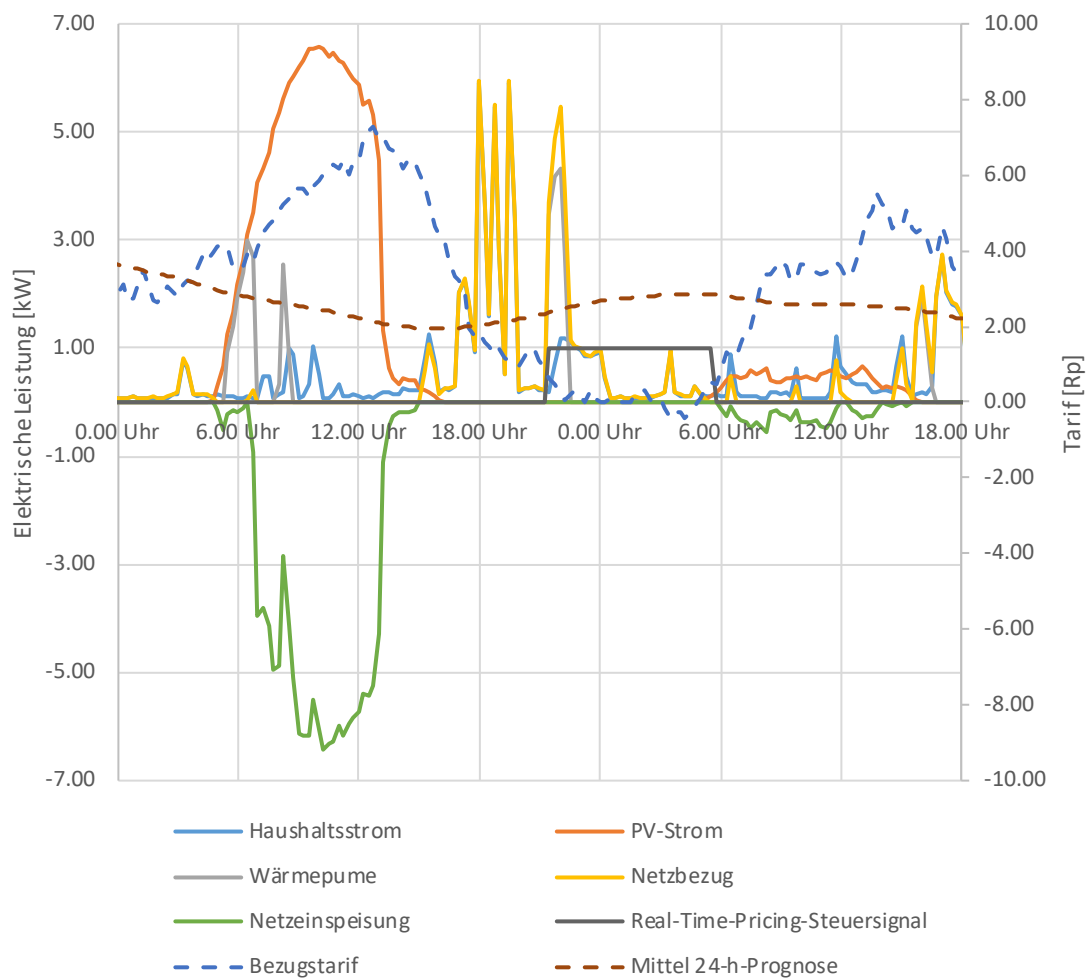


Abbildung 94: Beispieltag mit Real-Time-Pricing-Steuerung.

4.12.3 Ökonomische Betrachtung bei neu installierten Speichern

Neben der Nutzung eines bereits vorhandenen Speichers soll auch die Anschaffung eines neuen thermischen oder elektrochemischen Speichers betrachtet werden. Bei thermischen Speichern kann insbesondere bei Neubau oder einer Heizungssanierung die Frage aufkommen, ob es sich wirtschaftlich lohnt, einen grösseren Speicher einzubauen, um solare Überschüsse speichern zu können. Beispielfhaft sollen hier die Mehrkosten für den Einbau eines 800 l Kombispeichers gegenüber eines 300 l Warmwasserspeichers, der üblicherweise auch ohne Nutzung von PV-Strom in einem EFH verbaut wird, den möglichen Einsparungen bei der Stromrechnung gegenübergestellt werden. Dabei ist zu beachten, dass die Mehrkosten je nach Produkt, Angebot und Referenzvariante sehr unterschiedlich sein können.

Analog wird auch die Option eines Einbaus eines Batteriespeichers betrachtet. Die Kosten werden für ein Batteriesystem kalkuliert, das gleichzeitig mit der PV-Anlage installiert wird. Der Unterschied zu einer nachträglichen Installation ist gering, solange die PV-Installation, vor allem der PV-Wechselrichter, für die Nachrüstung eines Batteriespeichers vorgesehen ist. Als vergleichbare Grösse mit ähnlichem



Stromspeicheräquivalent wie ein 800 l Kombispeicher wird ein Batteriesystem mit 4 kWh nutzbarer Kapazität betrachtet.

Zum Vergleich der Speicheroptionen und der Gegenüberstellung zu den möglichen Einsparungen wird aus den Anschaffungskosten die Annuität der jeweiligen Speicheroption unter Berücksichtigung der jeweiligen Lebensdauer berechnet. Für thermische Speicher wird eine Lebensdauer von 30 Jahren angesetzt, für Batteriespeicher von 15 Jahren. Bei einer typischen Anzahl von 250 Zyklen pro Jahr, wären dies über die Lebensdauer 3'750 Zyklen, wobei einige Hersteller bis 10'000 Zyklen garantieren [57,58]. Allerdings findet unabhängig der Zyklierung eine kalendarische Alterung statt. Des Weiteren wird ein Kalkulationszinssatz von 1 % angesetzt.

Formel 13:
$$A = I * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

<i>A</i>	Annuität [CHF]
<i>I</i>	Investitionskosten [CHF]
<i>i</i>	Kalkulationszinssatz [%]
<i>n</i>	Lebensdauer [a]

Laufende Kosten für Wartung und Reparaturen werden in Höhe von 1 % der Investitionssumme berücksichtigt. Diese werden zur Berechnung der gesamten jährlichen Kosten zur Annuität addiert.

Die Preise für Lithium-Ionen Batterien sind in den letzten Jahren stark gefallen. Auch für die kommenden Jahre wird mit zunehmender Marktgrösse, insbesondere auch im Automobilbereich, mit weiteren Preisreduktionen gerechnet, wobei Zellpreise von 100 \$/kWh für 2030 genannt werden [59,60]. Bei thermischen Speichern sind dagegen nur noch geringe Preisreduktionen möglich. Daher soll neben der aktuellen Situation auch eine Prognose für 2030 durchgeführt werden. In Tabelle 27 sind die angenommenen Investitionskosten und Lebensdauern der Speicher für 2018 und 2030 aufgeführt.

Tabelle 27: Beispielhafte Investitionskosten und Lebensdauer eines Batteriesystems mit 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität sowie Zusatzkosten eines 800 l Kombispeichers gegenüber eines 300 l WW-Speichers für 2018 und 2030 [57,61–63].

	Investitionskosten		Lebensdauer	
	2018	2030	2018	2030
Batterie 4 kWh	8'800 CHF	1'500 CHF	15 Jahre	20 Jahre
Zusatzkosten Kombispeicher 800 l	2'800 CHF	2'000 CHF	30 Jahre	30 Jahre

Unter den gewählten Annahmen sind die jährlichen Kosten für eine 4 kWh Batterie aktuell gut fünfmal höher als für einen 800 l Kombispeicher, während für 2030 in etwa gleich hohe Werte für beide Speicheroptionen prognostiziert werden (Abbildung 95).

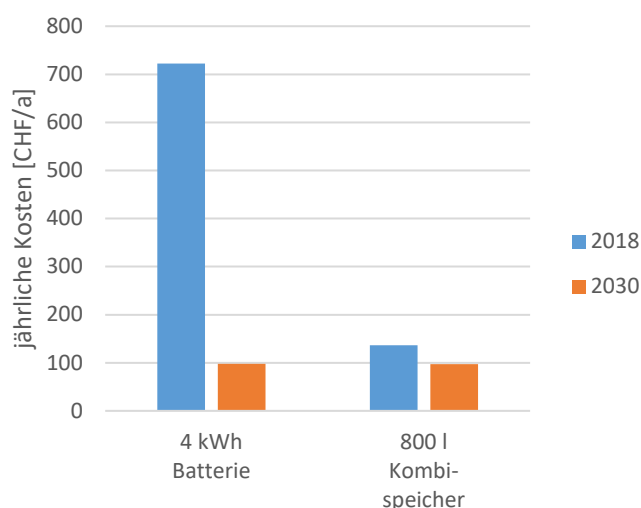


Abbildung 95: Jährliche Kosten eines Batteriesystems mit 4 kWh nutzbarer Kapazität sowie eines 800 l Kombispeichers für 2018 und 2030.

Die jährlichen Kosten können nun mit den jeweils möglichen jährlichen Einsparungen verglichen werden. Dabei werden sowohl die Strategie zur Eigenverbrauchssteigerung sowie Tarifierungsanpassungen betrachtet. Die Resultate in Abbildung 96 zeigen, dass eine Neuinvestition in ein Speichersystem unter den momentanen Preisverhältnissen in allen geprüften Fällen unrentabel ist. Die jährlichen Einsparungen durch einen Kombispeicher mit 800 l Volumen belaufen sich auf 26 bis 61 CHF. Dies reicht nicht um die jährlichen Kosten einer Neuanschaffung von 136 CHF zu amortisieren. Ein noch deutlicheres Bild zeigt sich beim Batteriespeicher. Hier sind die jährlichen Einsparungen höher und liegen zwischen 80 und 138 CHF. Die jährlichen Kosten einer Neuanschaffung mit aktuellen Preisen liegen mit 723 CHF aber deutlich höher.

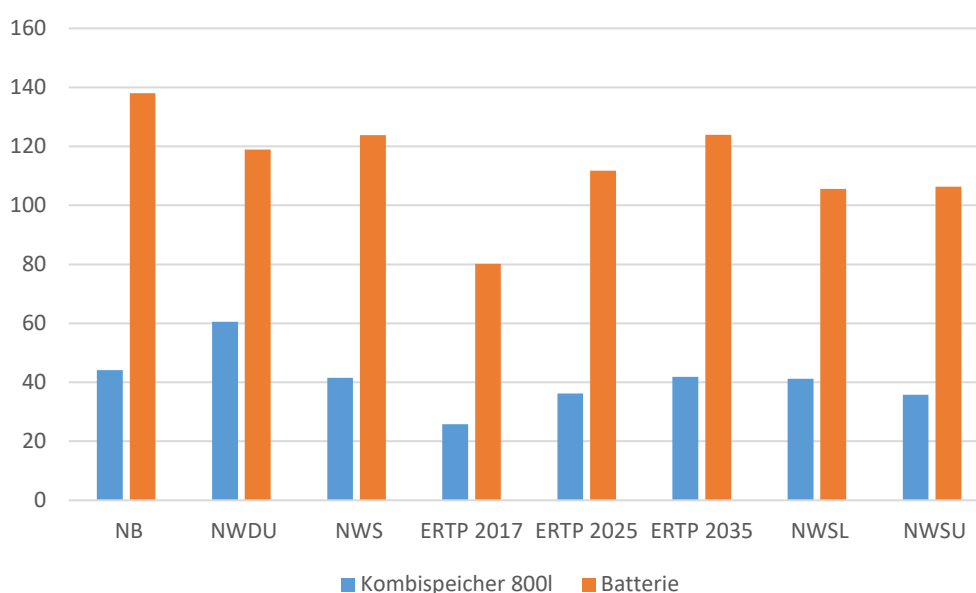


Abbildung 96: Jährliche Einsparungen durch die jeweils beste simulierte Steuerungsvariante für die verschiedenen Tarife.



Erfüllen sich die erwähnten Preisprognosen für Batteriespeichersysteme bis ins Jahr 2030 ändert sich das Bild. Liegen die jährlichen Kosten der Batterie unter 100 CHF so wird die Integration eines Batteriespeichers in das System für alle für diese Zeit relevanten untersuchten Tarifmodelle rentabel. Unter der Prognose, dass sich die Preise für thermische Speicher nur geringfügig ändern, bleibt eine neue Anschaffung eines Kombispeichers auch 2030 unrentabel.

4.13 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Arbeitspaket Simulation und Extrapolation wurden verschiedene Systemvarianten für die Steigerung des Eigenverbrauchs von PV-Strom unter unterschiedlichen Randbedingungen simuliert und analysiert. Dazu wurden mit Warmwasserspeichern, Zweispeichersystem und Kombispeicher übliche Systemvarianten von thermischen Speichern betrachtet und ihr Potential zur Steigerung des Eigenverbrauchs mit Batteriespeichern verglichen.

Für ein EFH45 mit einer Netto-Null-PV-Anlage hat sich gezeigt, dass sich mit einer reinen thermischen Zwischenspeicherung der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote mit einem 800 l Kombispeicher mit je 400 l Warmwasser beziehungsweise Raumwärmeevolumen auf ca. 35 % steigern lässt, wenn eine maximale Speichertemperatur von 60 °C mit der Wärmepumpe erreicht werden kann. Dies entspricht einer Netzaufwandszahl von ca. 33 %. Diese Resultate sind in Übereinstimmung mit den Werten anderer Arbeiten aus der Literatur. **Kann mit einem Batteriespeicher zusätzlich der Energieanteil des Haushaltsstroms zwischengespeichert werden, so kann der Eigenverbrauch in Abhängigkeit der Batteriekapazität auf über 50 % gesteigert werden.** Mit einer kombinierten thermischen und elektrochemischen Zwischenspeicherung können vergleichbare Werte mit entsprechend kleineren Batteriekapazitäten erreicht werden.

Die erreichbaren Werte sind dabei stark abhängig vom PV-Ertragsverhältnis der PV-Anlage und des Gebäudes. Aus der Gesamtheit der im Projekt erstellten Simulationen wurde eine Faustformel entwickelt, mit welcher aus den Werten zur Eigenverbrauchsquote und zum Autarkiegrad beliebig dimensionierter Anlagen, die entsprechenden Werte einer Netto-Null-Anlage extrapoliert werden können. Die maximale Unsicherheit der Methode wurde für PV-Ertragsverhältnisse von 75 – 200 % auf ± 10 % abgeschätzt. Auf diese Weise können unterschiedlichste Systeme miteinander verglichen werden.

Die diversen geprüften Randbedingungen haben einen starken Einfluss auf das Potential der lokalen Zwischenspeicherung von PV-Strom. Als stärkster Einfluss wurde der Anteil an Raumwärme am Gesamtenergieverbrauch des Gebäudes identifiziert. So ist beispielsweise mit einem EFH100 unter sonst gleichbleibenden Randbedingungen mit thermischer Zwischenspeicherung nur noch eine Netzaufwandszahl von ca. 41 % erreichbar. Nicht nur der Gebäudestandard, sondern auch die klimatischen Bedingungen des Standorts des Gebäudes haben hierbei einen entscheidenden Einfluss.

Lokale thermische oder elektrochemische Speicherkapazitäten können insbesondere dann gut ausgelastet werden, wenn sie **auf Basis der durchschnittlichen täglichen Verbrauchswerte für Warmwasser und**



Haushaltsstrom dimensioniert werden. Dazu kann beispielsweise der Warmwasserspeicher so dimensioniert werden, dass mit maximal möglicher Überladetemperatur ein durchschnittlicher Tagesverbrauch an Brauchwarmwasser zwischengespeichert werden kann. Parallel dazu kann zusätzlich ein Batteriespeicher mit einer Kapazität entsprechend dem durchschnittlichen Tagesverbrauch an Haushaltsstrom installiert werden. Mit den Simulationen und der in Abschnitt 4.9 eingeführten Berechnung auf Tagesverbrauchsbasis konnte gezeigt werden, dass beispielsweise eine Verdoppelung der Speicherkapazität im Vergleich zu dieser Dimensionierung nur noch Reduktionen beim Netzbezug kleiner 16 % relativ zum elektrischen Gesamtenergieverbrauch von Brauchwarmwasser und Haushaltsstrom zur Folge hat.

Die erreichbare Menge an Eigenstromanteil für Brauchwarmwasser und Haushaltsstrom ist ebenfalls von den klimatischen Randbedingungen abhängig. Je mehr Sonnentage ein Standort aufweist, desto höhere Werte an Eigenstromverbrauch können mit lokaler Zwischenspeicherung auf Tagesbasis erreicht werden. In der Folge ist das Potential der Speicher von den geprüften Standorten in Locarno und Davos auf Grund der meisten Tage mit ausreichendem Solarertrag am höchsten. Zusätzlich können Eigenschaften der Verbrauchsprofile den Effekt der Zwischenspeicherung begünstigen. **So hat für ein Profil mit wenig Verbrauch in den Mittagstunden auf Grund von Abwesenheit der Bewohner eine lokale Zwischenspeicherung von PV-Strom den nachweislich grösseren positiven Effekt** in Bezug auf Eigenverbrauch.

Es wurden verschiedene Systemeigenschaften betrachtet, die sich negativ auf die Zwischenspeicherung von PV-Strom auswirken können. Bei thermischer Speicherung über die Wärmepumpe hat sich gezeigt, dass mit einer täglichen Legionellenschaltung die verfügbare thermische Speicherkapazität zu einem grossen Teil zerstört wird. Zusätzlich wurde demonstriert, dass der Einsatz einer auf Stromverbrauch regelbaren Wärmepumpe sowie eine vorherige Berücksichtigung des Haushaltsstroms klare Vorteile in Bezug auf die Steigerung des Eigenverbrauchs liefert.

Die ökonomische Analyse hat gezeigt, dass unter den aktuellen Preisbedingungen eine Steigerung des Eigenverbrauchs nur rentabel ist, wenn sie ohne zusätzliche Investitionen in die Systemkomponenten erfolgen kann. Dies ist mit einer thermischen Zwischenspeicherung möglich, wenn bereits vorhandene thermische Speichermasse benutzt wird. Eine Neuinvestition in elektrochemische Speicher lässt sich mit den aktuellen Preisen rein ökonomisch nicht rechtfertigen.



5 Ökobilanz

5.1 Einleitung

Life Cycle Assessment (LCA, Ökobilanz) ist eine Methode zur systematischen Bewertung der Umwelteinwirkungen eines Produktes oder Prozesses. Dabei analysiert die Ökobilanz den gesamten Lebenszyklus des betrachteten Produktes bzw. Prozesses und berücksichtigt für die Bestimmung der Umwelteinwirkungen alle Produktionsschritte von der Rohmaterialgewinnung bis zur Abfallaufbereitung. Mit Hilfe einer Ökobilanz können die grössten Umwelteinwirkungen eines Produktes innerhalb seines Lebenszyklus identifiziert und allfällige Verbesserungen vorgenommen werden. Des Weiteren werden Ökobilanzen dazu genutzt, verschiedene Produkte und Prozesse zu vergleichen. Die Durchführung einer Ökobilanz beinhaltet die folgenden vier Schritte [64]:

1. Definition des Ziels und Umfangs der Studie
2. Erstellung einer Sachbilanz. Es werden alle Daten von Eintragungen und Austragungen eines Produktes während dessen Lebenszyklus zusammengetragen. Dies beinhaltet alle Materialien, die Menge der Materialien, den Transport, Produktionsprozesse, etc.
3. Anschliessend werden die Auswirkungen der eingetragenen und ausgestossenen Stoffe bezüglich ihrer Relevanz analysiert und quantifiziert. Dieser Schritt wird als Wirkungsabschätzung der Umwelteinwirkung bezeichnet.
4. In einem letzten Schritt wird die Ökobilanz interpretiert und allfällige Unsicherheiten untersucht.

Die in dieser Ökobilanz verwendeten Materialangaben basieren auf den Sachbilanzdaten der Ecoinvent-Datenbank 3.3 [65] sowie dem KBOB-Ökobilanzdatenbestand 2016 und UVEK-Ökobilanzdatenbestand 2018 [66]. Die Zusammenstellung aller verwendeten Komponenten für die Ökobilanz wurde mit Hilfe der SimaPro-Software durchgeführt. Die aus der Datenbank stammenden Produkte wurden nach dem Modell "Allocation, recycled content" beurteilt. Demnach sind rezyklierbare Materialien ohne zusätzliche Kosten dem Recyclingprozess zugänglich und recycelte Materialien enthalten nur die Umwelteinwirkungen des Recyclingprozesses. Dies bedeutet auch, dass die Umweltbelastung von Primärmaterialien grösser ist und dass das Produkt keine Gutschrift durch ein allfälliges Recycling erhält [67]. Mehr zu den verschiedenen Allokationstypen kann in [68] gefunden werden.

Die Angaben zum Recycling in dieser Ökobilanz stammen aus den Ecoinvent-Einträgen. So werden Metalle, welche in den thermischen Speichern genutzt werden, nach deren Entsorgung wieder verwendet, wie dies dem heutigen Stand des Recycling entspricht [69].



5.2 Untersuchungsrahmen der Ökobilanz

5.2.1 Ziel, Grund für die Durchführung und Ansatz

Das Ziel dieser Ökobilanz ist einerseits der Vergleich der Umwelteinwirkungen von thermischen mit elektrochemischen Speichern für PV-Wärmepumpensysteme. Zum anderen soll der Stellenwert der Speicher innerhalb des gesamten PV-Energieversorgungssystems analysiert werden, um den Einfluss der verschiedenen Bestandteile auf das Gesamtsystem beurteilen zu können. Die Analyse dient dazu, neben ökonomischen und technischen auch ökologische Auswirkungen zu betrachten und vergleichen zu können. Die durchgeführte Bilanz wird nach dem Ansatz "Von der Wiege bis zur Bahre" beurteilt, bei welchem alle Schritte von der Materialgewinnung über die Produktion, die Nutzungsphase bis zur Entsorgung oder Wiederverwertung des Produkts berücksichtigt werden.

5.2.2 Funktionelle Einheit

Mit der funktionellen Einheit wird eine Bezugsgrösse definiert, die dazu dient, den Vergleichsrahmen zwischen verschiedenen Produkten zu setzen und diese damit bezüglich ihrer Umwelteinwirkungen vergleichbar zu machen. Für die Analyse der Speichersysteme wurde folgende funktionelle Einheit definiert:

- Zurverfügungstellung von 4 kWh (6, 8 kWh) nutzbarem Stromspeicher-äquivalent über eine Dauer von 30 Jahren.

Um die Umwelteinwirkungen verschiedener Speichertechnologien vergleichen zu können, muss deren gespeicherte Energie umgerechnet werden, da in elektrochemischen Speichern Energie in Form von Strom und in thermischen Speichern Wärme gespeichert wird. Für die Umrechnung der zwei unterschiedlichen Energieformen wird die Formel des Stromspeicheräquivalents genutzt (Formel 4). Für die Analyse wird die Lebensdauer der Speicher mit eingerechnet.

5.2.3 Systembestandteile

Für die Durchführung einer Ökobilanz müssen die einzelnen Systembestandteile definiert werden. So spielen Materialmengen, Materialarten und deren Herkunft eine entscheidende Rolle für die Beurteilung der Umwelteinwirkung eines Produktes. Diese Angaben hängen von den jeweiligen Herstellern ab, welche oftmals keine detaillierten Auskünfte geben. Sie sind daher oftmals nicht eindeutig und allgemeingültig bestimmbar und werden aus diesem Grund in dieser Ökobilanz bestmöglich abgeschätzt. Um allfällige Unsicherheiten aufzuzeigen und eine möglichst realitätsnahe Abbildung der untersuchten Produkte zu ermöglichen, werden mehrere Varianten von thermischen und elektrochemischen Speichern analysiert. Nachfolgend werden die Bestandteile des elektrochemischen Speichers in Kapitel 5.2.3.1, des thermischen Speichers in Kapitel 5.2.3.2 und des gesamten PV-Energiesystems in Kapitel 5.2.3.3 erläutert und die untersuchten Variationen beschrieben, um die Sensitivität der Resultate abschätzen zu können.

5.2.3.1 Elektrochemische Speicher

Bei Heimspeicher-Batterien dominieren seit einigen Jahren Lithium-Ionen-Batterien den Markt [63]. Deshalb werden diese in dieser Ökobilanz untersucht, wobei von einem AC-gekoppelten System ausgegangen wird. Dabei wird nicht nur das Batteriemodul betrachtet, sondern alle Bestandteile, welche für den Einsatz in einem Haushalt nötig sind. Diese sind insbesondere ein Batterie-Wechselrichter, eine Steuerungseinheit sowie das Batteriegehäuse. Abbildung 97 fasst die Herstellerangaben von fünf Anbietern von Lithium-Ionen-Batterien in verschiedenen Ausführungen, abhängig von Gewicht und nutzbarer Batteriekapazität, zusammen. Dabei unterscheiden sich diese Angaben bezüglich der Ausstattung der Batterie.

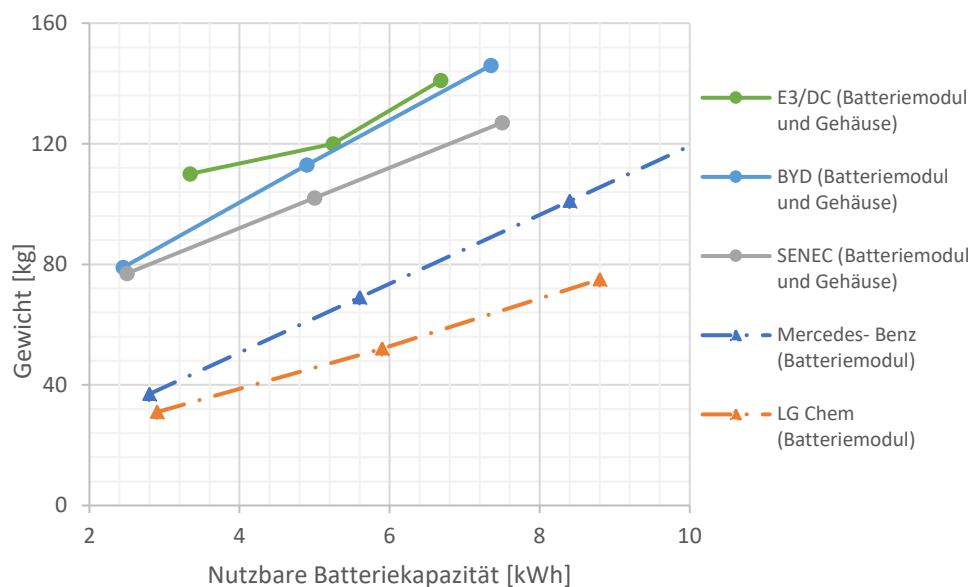


Abbildung 97: Gewicht marktüblicher Lithium-Ionen-Batterien, in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität, mit unterschiedlicher Ausstattung (Batteriemodul teilweise mit Gehäuse, ohne Batterie-Wechselrichter).

Abbildung 98 zeigt das Gewicht verschiedener PV-Wechselrichtermodelle (blau) und Batterie-Wechselrichter (farbig) in Abhängigkeit der Wechselstromleistung. Beide Wechselrichtertypen weisen ähnliche leistungsspezifische Gewichte auf. Der Ecoinvent Eintrag für einen PV-Wechselrichter wird daher ebenfalls als Batteriewechselrichter verwendet, da für letzteren kein eigener Datensatz zur Verfügung steht. Wie man Abbildung 97 und Abbildung 98 entnehmen kann, gibt es anbieterbezogen unterschiedlich schwere Batterien gleicher Kapazität. Für die Beurteilung der Umweltbelastung einer Lithium-Ionen-Batterie wird aus diesem Grund eine durchschnittliche Batterie definiert und zusätzlich, basierend auf den dargestellten Daten, eine leichte und eine schwere Gewichtsklasse angenommen, welche die vorhandenen Batterien abbilden. Für die Modellierung des Batteriesystems in dieser Ökobilanz wurde angenommen, dass es nur einen Batterie-Wechselrichter mit 4 kW Leistung für alle Batteriegrößen (4, 6 und 8 kWh) gibt. Dieser wiederum wird in einer leichten, mittleren und schweren Variante mit 15 kg, 30 kg und 50 kg Gewicht betrachtet. Des Weiteren wurde angenommen, dass das Batteriegehäuse aus Stahl besteht. Dieses wird ebenfalls in drei



Gewichtsklassen betrachtet (50, 65 und 80 kg). Die genaue Zusammensetzung dieser Systeme ist in Anhang 9.4 dargestellt.

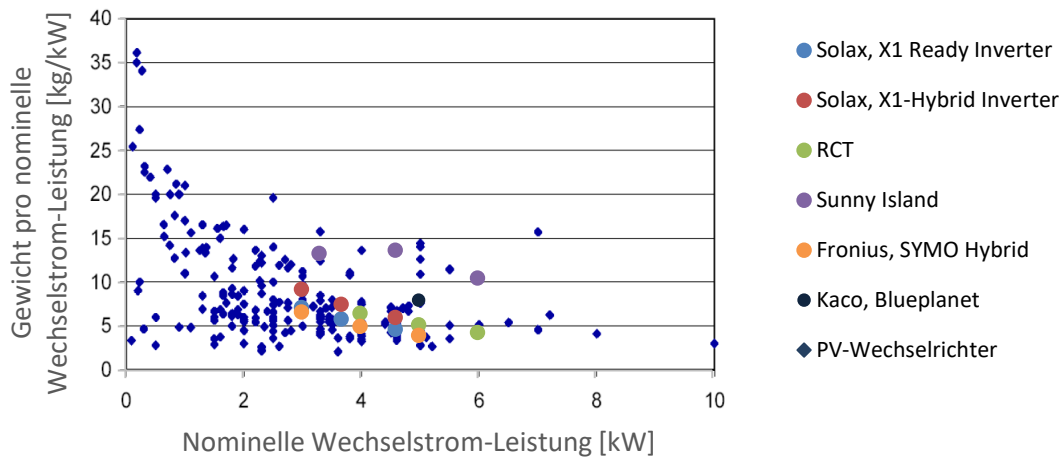


Abbildung 98: Darstellung des leistungsspezifischen Gewichts von verschiedenen PV-Wechselrichtermodellen (blau) und Batterie-Wechselrichtern (farbig), in Abhängigkeit der Wechselrichter-Leistung [70].

Tabelle 28 fasst exemplarisch die Angaben für ein Batteriesystem mit 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität mit allen Komponenten in drei Gewichtsvarianten zusammen. Für die drei Gewichtsvarianten wurde jeweils das Gewicht des Batteriemoduls und -gehäuses sowie des Wechselrichters basierend auf den minimalen, mittleren und maximalen Werten der in Abbildung 97 und Abbildung 98 untersuchten Batterien variiert. Des Weiteren wurde davon ausgegangen, dass die Batteriemodule modular aufgebaut sind, mit einem gleichbleibenden Gehäuse für die jeweilige Gewichtsvariante, unabhängig von der Speicherkapazität.

Tabelle 28: Auflistung der Gewichtsvarianten für eine Lithium-Ionen-Batterie mit 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität [70–72].

	Leicht [kg]	Mittel [kg]	Schwer [kg]	Lebensdauer [Jahre]
Lithium-Ionen-Batteriemodul, 4 kWh	32	44	54	15
Batteriegehäuse (Stahl)	50	65	80	30
Wechselrichter, 4 kW	15	30	50	15
Total	97	139	184	

5.2.3.2 Thermische Speicher

Als thermische Speicher werden analog zu Kapitel 4.2 Warmwasser-, Puffer- und Kombispeicher berücksichtigt. Analog zu den Batterien wurden in Abbildung 99 Angaben zu unterschiedlichen, marktüblichen thermischen Speichern erhoben. Die Erhebung der Daten dient anschliessend der Modellierung der thermischen Speicher. Die Angaben stammen aus technischen Dokumentationen der Hersteller und dem Ecoinvent-Datenbankeintrag.

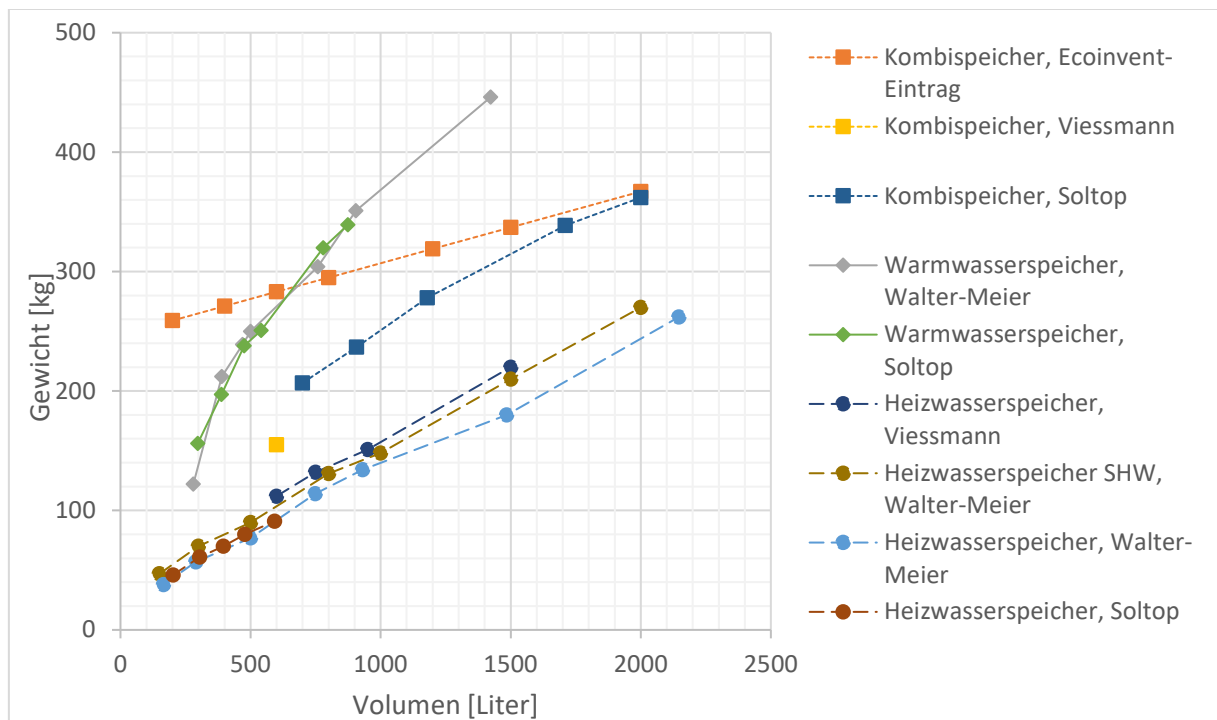


Abbildung 99: Gewicht von Warmwasser-, Heizwasser- und Kombispeichern in Abhängigkeit des Speichervolumens. Marktübliche Produkte sowie Kombispeicher aus der Ecoinvent-Datenbank.

Das spezifische Gewicht pro Volumen liegt bei den untersuchten Warmwasser- und Heizwasserspeichern relativ dicht zusammen, während es bei den Kombispeichern grössere Unterschiede gibt. Dies hängt von der Ausstattung der angegebenen Speicher ab. Um den verschiedenen Ausstattungen gerecht zu werden wurden analog zur Lithium-Ionen-Batterie drei Gewichtsvarianten ausgearbeitet, welche Unterschiede innerhalb der marktüblichen Kombispeicher abbilden. Die verschiedenen Varianten sind in Anhang 9.5 aufgeführt. Der Ecoinvent-Datenbankeintrag "hot water tank 600 l" wurde verwendet um den Kombispeicher und Warmwasserspeicher zu modellieren [69]. Der Datenbankeintrag beinhaltet einen Kombispeicher mit Chromstahlboiler und Wärmetauscher. Es wurde für den Kombispeicher und den Warmwasserspeicher angenommen, dass diese aus den gleichen Materialien und Materialanteilen bestehen. Jedoch wird das modellierte Gewicht berücksichtigt und wiederum in eine leichte, mittlere und schwere Variante unterschieden. Der Heizwasserspeicher wurde ohne den Anteil an Chromstahl modelliert. Als Referenzfall wird ein Kombispeicher angenommen und dieser somit mit einer Lithium-Ionen-Batterie verglichen. Um beide Speicher vergleichen zu können wird als Bezugsgrösse das Stromspeicheräquivalent



genutzt. Dabei entsprechen die betrachteten nutzbaren Batteriekapazitäten von 4 kWh, 6 kWh und 8 kWh in etwa Speichervolumina von 800 Liter, 1200 Liter und 1600 Liter, die genauen Angaben zur Berechnung bzw. Skalierung können in Anhang 9.6 gefunden werden.

5.2.3.3 PV-Anlage und Gesamtsystem

Nach dem Vergleich der thermischen und elektrochemischen Speicher wird die Umwelteinwirkung des gesamten Energieversorgungssystems eines Einfamilienhauses mit 7.2 kWp PV-Leistung untersucht, um die Rolle der Speicher in das Gesamtsystem einordnen zu können. Dabei werden die verschiedenen Systembestandteile der Energieversorgung, welche in Tabelle 29 aufgelistet sind, berücksichtigt. Die PV-Anlage setzt sich aus den Einzeleinträgen der Ecoinvent-Datenbank für PV-Panels, Montagevorrichtung, Wechselrichter, Transport sowie der nötigen elektrischen Installation zusammen.

Tabelle 29: Auflistung der verwendeten Energiesystembestandteile, deren Grösse und angenommene Lebensdauer [69–74].

Systembestandteile	Grösse	Lebensdauer
Luft-Wasser Wärmepumpe	5 kW	20 Jahre
PV-Wechselrichter	7.2 kW	15 Jahre
PV-Panels (polykristallin)	43.2 m ²	30 Jahre
PV-Montagevorrichtung (Schrägdach, dachparallele Montage)	41.9 m ²	30 Jahre
Elektrische Installation PV (DC-Kabel, Stecker, Anschluss WR, Zähler, Netzanschluss etc.)	-	30 Jahre
Kabel (Gesamtsystem, ausser PV)	20 m ⁸	30 Jahre
Thermischer Speicher ⁹ (Kombispeicher, 4 kWh)	800 l	30 Jahre
Elektrochemischer Speicher ⁹ (Lithium-Ionen-Batteriesystem)	4 kWh	15 Jahre
Steuerungseinheit für das Gesamtsystem (Stromnetz-Anschluss, Systemregler, Batterie- Stromsensor, Messumformer)	1 kg ⁸	20 Jahre

⁸ Basierend auf Schätzungen

⁹ Basisvariante, wird in verschiedenen Kombinationen und Variationen (Grössen, Typen, etc.) betrachtet



5.3 Sachbilanz

Als Datensatz für das Batteriemodul wird die in [72,75] dokumentierte Lithium-Nickel-Cobalt-Mangan (NCM) Batterie verwendet. Die Kathode basiert auf $\text{Li}(\text{Ni}_x\text{Co}_y\text{Mn}_z)\text{O}_2$, die Anode auf Graphit. Die Bilanz wurde für ein Elektrofahrzeug aufgestellt. Diese Einheit wird um einen Batteriewechselrichter und ein Gehäuse zu einem stationären Heimspeicher ergänzt. Da eine Modellierung von Warmwasserspeicher und Kombispeicher nur schwer bezüglich des Materialverbrauchs getrennt werden kann, wird vereinfacht davon ausgegangen, dass diese Speicher die gleiche Materialzusammensetzung haben.

Die verschiedenen Speichergrößen und -varianten werden basierend auf dem Ecoinvent-Eintrag "hot water tank 600 l" berechnet (siehe Tabelle 30) und dabei anhand des Gewichts skaliert. Weitere Angaben zur Skalierung können im Anhang 9.5 gefunden werden. Der Datensatz für den Heizungsspeicher wurde aus dem gleichen "hot water tank 600 l" Datensatz abgeleitet, dabei wird diesem jedoch der verwendete Chromstahl (40 kg) abgezogen und anschliessend auf die Grösse eines marktüblichen 200 l Heizwasserspeichers skaliert. Die weiteren Ecoinvent-Datensätze, welche für die Durchführung der Systemanalyse genutzt wurden, sind in Anhang 9.7 aufgelistet.

Für die PV-Anlage wird der Datensatz "3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted, on roof" verwendet [74,76]. Das dort verwendete 60zellige polykristalline Modul hat eine Leistung von 230 Wp. Aktuell liegt die Leistung des Grossteils polykristalliner Module bereits bei 260-280 Wp [77], weshalb ein Modul mit 270 Wp angenommen wird. Die Modulfläche sowie das Material für das Montagesystem und der Transport wurden entsprechend angepasst.

Tabelle 30: Materialangaben eines 600 Liter Kombispeichers ("hot water tank 600 l") basierend auf der Ecoinvent-Datenbank [65,69].

Material	Menge
Glass wool mat	20 kg
Steel, chromium steel 18/8, hot rolled	40 kg
Polyvinylchloride, suspension polymerised	1.7 kg
Alkyd paint	1 kg
Steel, low-alloyed, hot rolled	219 kg
Sawnwood, softwood, dried	0.02 m ³
Polyvinylchloride, emulsion polymerised	0.25 kg
Welding, gas, steel	7.7 m ³

5.4 Wirkungsabschätzung und Sensitivitätsanalyse

Die Umwelteinwirkung der untersuchten Systembestandteile werden mit Fokus auf zwei Kriterien untersucht: dem Energieaufwand, sowie einer ganzheitlichen



Betrachtung der Umweltbelastung. Dafür werden die in SimaPro enthaltene Methoden des kumulierten Energieaufwands und die Bewertung nach der Ökologischen Knappheit verwendet. Bei der Beurteilung des kumulierten Energieaufwands wird der Primärenergieverbrauch eines Produktes oder Prozesses über den gesamten Lebenszyklus berechnet. Dabei sind alle Prozessschritte, von der Herstellung über die Nutzung bis zur Entsorgung, sowie die Materialgewinnung und Transporte, enthalten [78].

Die Methode der ökologischen Knappheit betrachtet dagegen die gesamten ökologischen Auswirkungen eines Produktes oder Prozesses. Die Ökofaktoren sind dabei die entscheidenden Grössen für die Bewertung der Umweltbelastung, welche die Schadstoffemissionen, respektive Ressourcenentnahme, in Umweltbelastungspunkte (UBP) pro Mengeneinheit umrechnet ($1'000'000 \text{ UBP} = 1 \text{ MPt}$). Die Ökofaktoren selbst sind aus der aktuellen Emissionssituation der Schweiz und den Emissionszielen abgeleitet und werden laufend angepasst [79]. Diese sind umso grösser, je mehr die aktuellen Emissionen, respektive der Verbrauch an Ressourcen, das Umweltschutzziel überschreitet. Nachfolgend werden zuerst die Resultate des Vergleichs des thermischen und elektrochemischen Speichers präsentiert und anschliessend die Analyse des gesamten PV-Systems.

5.4.1 Vergleich von thermischen und elektrochemischen Speichern

Abbildung 100 und Abbildung 101 zeigen den Basisfall des Vergleichs der Lithium-Ionen-Batterie und des Kombispeichers, auf dem alle nachfolgenden Vergleiche aufbauen. Dabei wird die Umwelteinwirkung jeweils in "Kumulierten Energieaufwand" und "Umweltbelastungspunkte" angegeben. Um die Aussagekraft der Resultate zu erhöhen werden die Resultate auf ihre Sensitivität hin untersucht (Kapitel 5.4.1.1 und 5.4.1.2). Des Weiteren wurde der Effekt von verschiedenen thermischen Speichervarianten und Batteriemodultypen in Kapitel 5.4.1.3 untersucht.

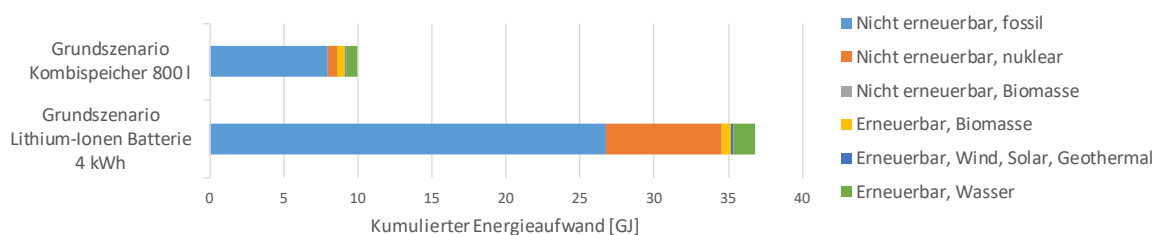


Abbildung 100: Vergleich des kumulierten Energieaufwands für den Basisfall des Kombispeichers und der Lithium-Ionen-Batterie für 4 kWh Stromspeicheräquivalent.

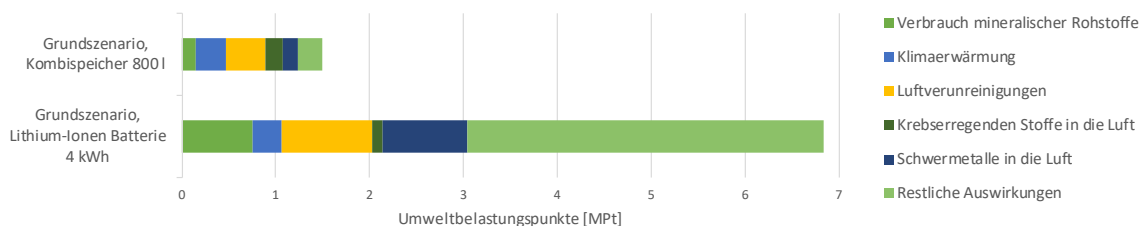


Abbildung 101: Vergleich der Umweltbelastungspunkten für den Basisfall des Kombispeichers und der Lithium-Ionen-Batterie für 4 kWh Stromspeicheräquivalent.



5.4.1.1 Vergleich von Gewichtsvarianten der Lithium-Ionen-Batterie und des Kombispeichers

In Abbildung 102 und Abbildung 103 werden ein Kombispeicher und eine Lithium-Ionen-Batterie mit 4 kWh Stromspeicheräquivalent verglichen. Dabei werden die verschiedenen Gewichtsvarianten der beiden Basis Speichersystemen untersucht, um den Einfluss der leichten, mittleren und schweren Variante zu bestimmen. Dabei werden die Resultate einmal in kumulierter Energieaufwand und einmal in Umweltbelastungspunkten angegeben.

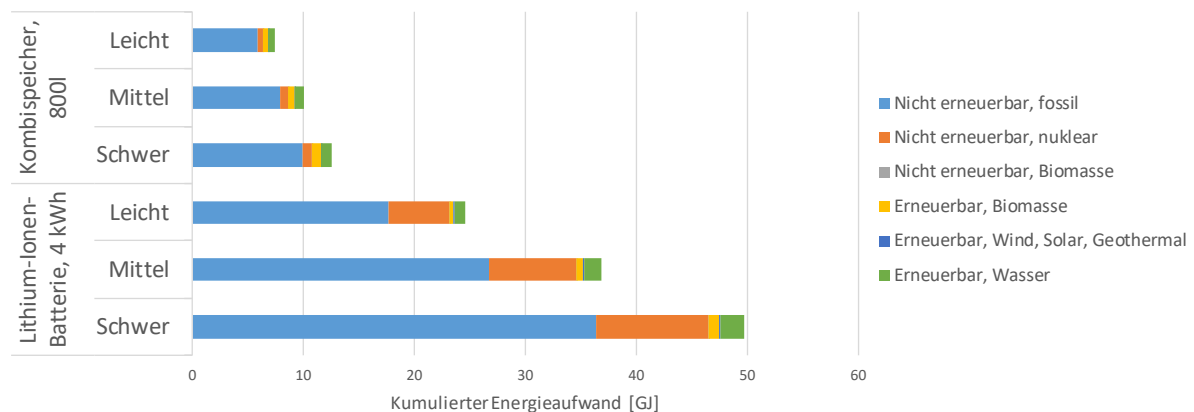


Abbildung 102: Kumulierter Energieaufwand eines Kombispeichers und einer Lithium-Ionen-Batterie mit 4 kWh Stromspeicheräquivalent in leichter, mittlerer und schwerer Ausführung.

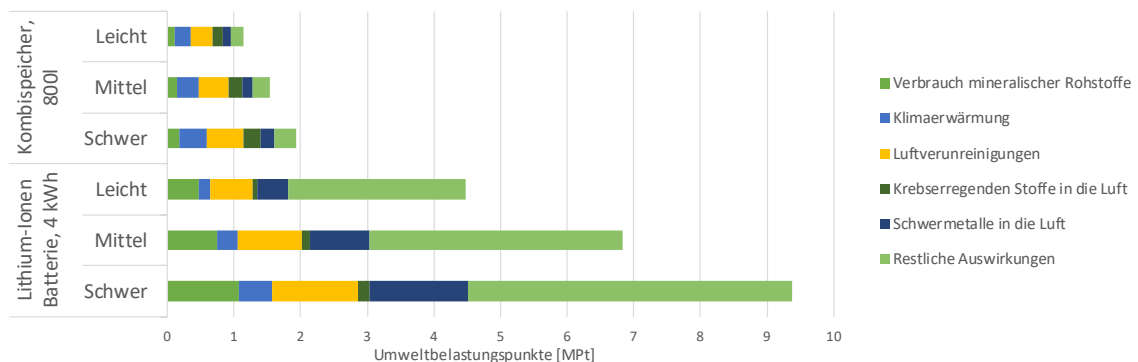


Abbildung 103: Umweltbelastungspunkte eines Kombispeichers und einer Lithium-Ionen-Batterie mit 4 kWh Stromspeicheräquivalent in leichter, mittlerer und schwerer Ausführung.

5.4.1.2 Vergleich von Speicherkapazitäten der Lithium-Ionen-Batterien und des Kombispeichers

In diesem Kapitel werden die Umwelteinflüsse bezüglich verschiedener Speicherkapazitäten untersucht. Die Abbildung 104 vergleicht jeweils einem Kombispeicher und eine Lithium-Ionen-Batterie bei 4 kWh, 6 kWh und 8 kWh Stromspeicheräquivalent bezüglich deren kumulierten Energieaufwand über den gesamten Lebenszyklus. Dabei wird jeweils von der mittleren Gewichtsklasse ausgegangen.

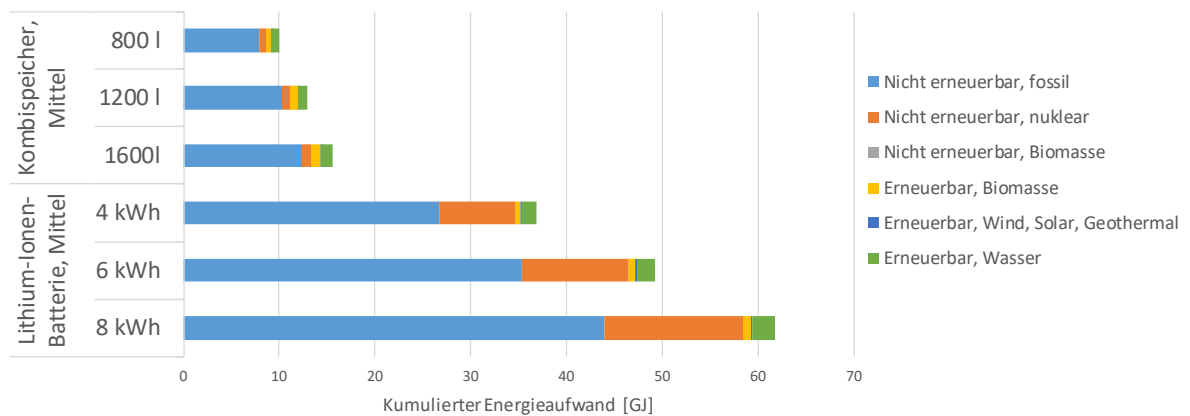


Abbildung 104: Kumulierter Energieaufwand eines Kombispeichers und einer Lithium-Ionen-Batterie mit je 4 kWh, 6 kWh und 8 kWh Stromspeicheräquivalent jeweils in der mittleren Gewichtsklasse.

Die Abbildung 105 vergleicht jeweils einen Kombispeicher und eine Lithium-Ionen-Batterie bei 4 kWh, 6 kWh und 8 kWh Stromspeicheräquivalent bezüglich deren Umwelteinwirkungspunkte über den gesamten Lebenszyklus.

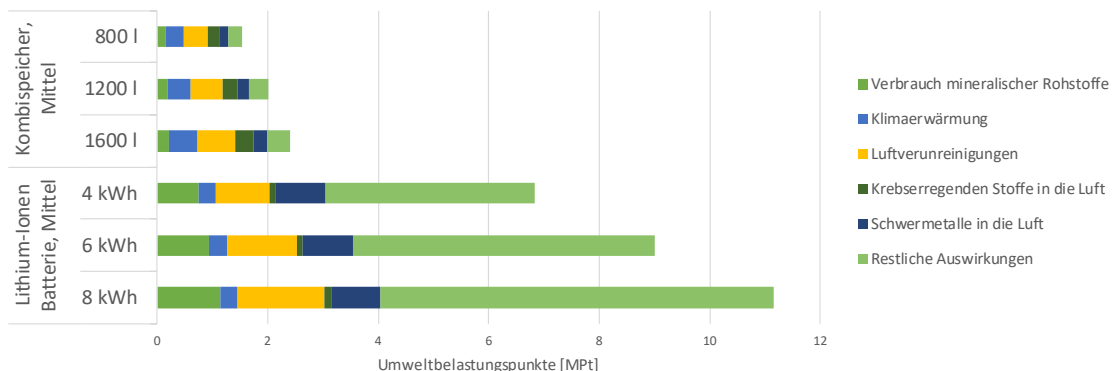


Abbildung 105: Umweltbelastungspunkte eines Kombispeichers und einer Lithium-Ionen-Batterie mit je 4 kWh, 6 kWh und 8 kWh Stromspeicheräquivalent jeweils in der mittleren Gewichtsklasse.

5.4.1.3 Vergleich von weiteren thermischen und elektrochemischen Systemen

Die Abbildung 106 und Abbildung 107 vergleichen den kumulierten Energieaufwand und die Umweltbelastungspunkte von einem Kombispeicher, einem Heiz- und Warmwasserspeichersystem und einem Warmwasserspeicher über eine Dauer von 30 Jahren. Dadurch kann der Mehraufwand für einen Kombispeicher oder ein Zweispeichersystem gegenüber einem einfachen Warmwasserspeicher abgeschätzt werden.

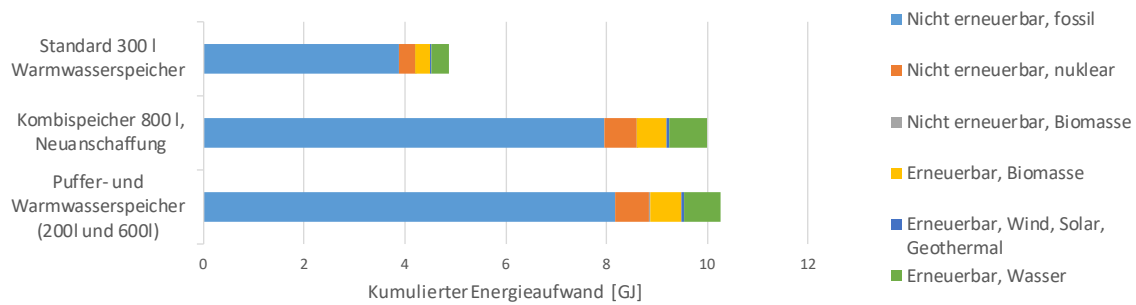


Abbildung 106: Kumulierter Energieaufwand eines Kombispeichers, eines Heiz- und Warmwasserspeichersystems und eines Warmwasserspeichers.

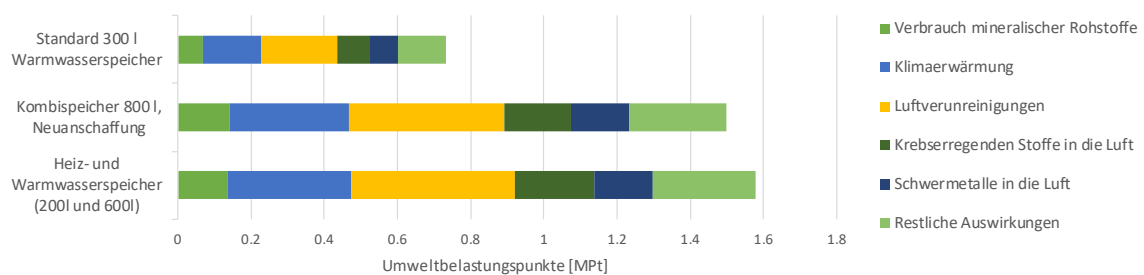


Abbildung 107: Umweltbelastungspunkte eines Kombispeichers, eines Heiz- und Warmwasserspeichersystems und eines Warmwasserspeichers.

Neben der verwendeten Lithium-NCM Batterie ist auch ein Datensatz für eine Lithium-Eisenphosphat Batterie, wie sie aktuell häufig für Heimspeichersysteme verwendet wird, vorhanden. Dieser ist allerdings weniger gut dokumentiert als der verwendete Datensatz, weshalb er hier nicht genutzt wurde. Ein Vergleich der Umweltwirkung der beiden Batterievarianten zeigt für das Batteriemodul eine Abweichung sowohl in Bezug auf kumulierten Energieaufwand als auch Umweltbelastungspunkte von lediglich ca. 3 %.

5.4.2 Analyse der Umwelteinwirkung eines gesamten PV-System mit Betrachtung verschiedener Speichertechnologien

In diesem Kapitel wird das gesamte PV-Energieversorgungssystem eines vier Personen Haushaltes untersucht. Dabei wird angenommen, dass das System einen 800 l Kombispeicher sowie eine 4 kWh Lithium-Ionen-Batterie beinhaltet. Die Abbildung 108 zeigt die Resultate des kumulierten Energieaufwands und Abbildung 109 die Umweltbelastungspunkte aller Systembestandteile des Energieversorgungssystems.

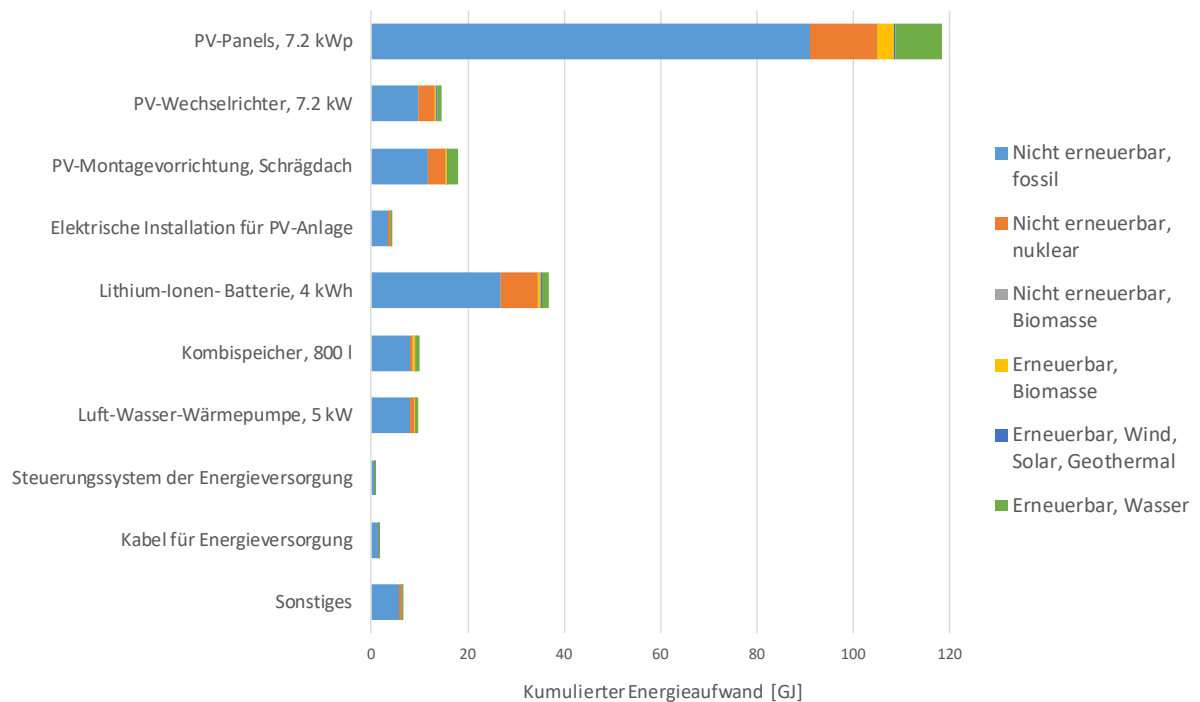


Abbildung 108: Kumulierter Energieaufwand aller Energieversorgungsbestandteile eines vier Personenhaushaltes mit einer 7.2 kWp PV-Anlage, Kombispeicher und Lithium-Ionen-Batterie.

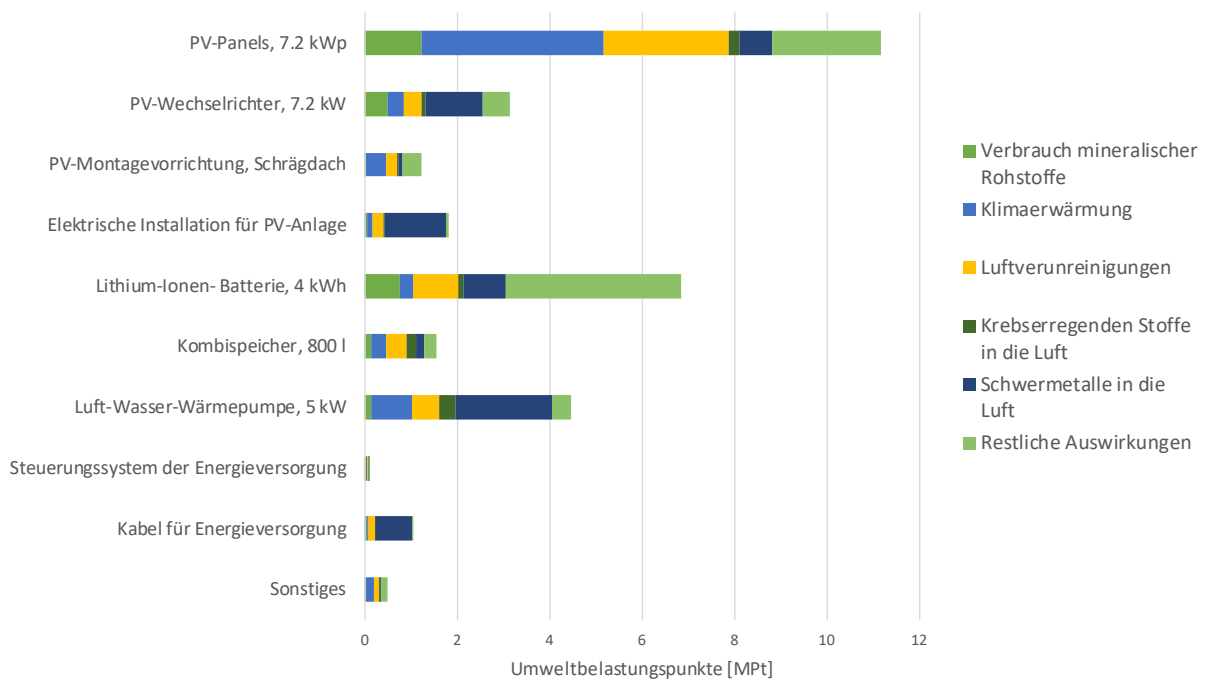


Abbildung 109: Umweltbelastungspunkte aller Energieversorgungsbestandteile eines vier Personenhaushaltes mit einer 7.2 kWp PV-Anlage, Kombispeicher und Lithium-Ionen-Batterie.



5.5 Auswertung und Interpretation

5.5.1 Diskussion

Die Resultate der Ökobilanz zeigen, dass ein Kombispeicher sowohl in Bezug auf den Energieaufwand wie auch in Bezug auf die ökologischen Auswirkungen umweltfreundlicher ist als eine Lithium-Ionen-Batterie. Dabei liegen die Unterschiede bezüglich den schädlichen Umwelteinwirkungen mit 4.4facher Auswirkung etwas höher als bezüglich dem kumulierten Primärenergieverbrauch mit Faktor 3.7.

Vergleicht man die beiden Speichersysteme für verschiedene Speicherkapazitäten, so zeigt sich, dass Energieaufwand und Umweltbelastung eines Kombispeichers nicht linear ansteigt mit der Speicherkapazität, da das Speichervolumen auch nicht linear zum Gewicht korreliert. So hat ein 1'600 l Kombispeicher etwa die 1.6fache Umweltbelastung eines 800 l Speichers. Bei den Batterievarianten wird für alle betrachteten Grössen (4, 6 und 8 kWh) jeweils von der gleichen Wechselrichter- und Gehäusegrösse ausgegangen, wie es im Markt häufig der Fall ist. Unter dieser Annahme liegt die Umweltbelastung einer 8 kWh Batterie ca. 1.7fach höher als bei 4 kWh.

Analysiert man die verschiedenen Gewichtsvarianten des Kombispeichers und der Lithium-Ionen-Batterie für ein 4 kWh Stromspeicheräquivalent, so sieht man, dass die Angaben für den Kombispeicher weniger variabel sind. Aus diesem Grund kann der Energieaufwand von 10 GJ für einen 4 kWh Kombispeicher als realistisch angenommen werden. Im Gegensatz dazu haben die Resultate der Lithium-Ionen-Batterie mit dem weiten Spektrum an unterschiedlichen Systemen am Markt eine grössere Schwankung. Im besten Fall liegt der Energieaufwand etwa doppelt so hoch wie für einen Kombispeicher, und im schlechtesten Fall verbraucht das Lithium-Ionen-Batteriesystem rund sechsmal so viel Energie über den gesamten Lebenszyklus. Die verhältnismässig kurze Lebensdauer von 15 Jahren und der grosse Unterschied von leichten (15 kg) zu schweren (50 kg) Wechselrichtern haben einen massgeblichen Einfluss auf die starke Variation der Resultate des Batteriesystems.

Des Weiteren haben die verwendeten Materialien und Chemikalien der Batteriemodule und des Wechselrichters Einfluss auf die grössere Umweltbelastung. Dieser Effekt wird durch ein weitgehend derzeit noch fehlendes Recycling der Stoffe und die ungleich grössere Umweltbelastung der Entsorgung verstärkt. Der thermische Speicher hingegen besteht hauptsächlich aus Stahl, dessen Recycling heute bereits üblich ist. Ein weiterer entscheidender Faktor für das bessere Abschneiden des thermischen Speichers ist die längere Lebensdauer von 30 Jahren im Vergleich zur Lebensdauer des Lithium-Ionen-Batteriemoduls, welche mit 15 Jahren bereits optimistisch angenommen wurde.

Die Analyse des Gesamtsystems zeigt, dass die PV-Panale 54 % des gesamten Energieaufwands ausmachen. Die gesamte PV-Anlage mit PV-Panelen, Wechselrichter, Montagevorrichtung, Transport und elektrischer Installation benötigt insgesamt 162 GJ Primärenergie über den gesamten Lebenszyklus, was rund 73 % des gesamten PV-Energieversorgungssystems entspricht. Grund für diese Resultate ist der hohe Materialverbrauch der PV-Panale des 7.2 kWp-Gesamtsystems.



Betrachtet man den Kombispeicher und die Lithium-Ionen-Batterie mit einer Speicherkapazität von 4 kWh innerhalb des Gesamtsystems, so relativieren sich die Umweltauswirkungen der Speicher. Selbst der Primärenergieaufwand der Batterie, der fast viermal so gross ist wie derjenige eines Kombispeichers, ist in Relation zum Primäraufwand der PV-Anlage deutlich kleiner. Innerhalb des Systems entspricht dies 17 % des Energieaufwands für die Lithium-Ionen-Batterie und 5 % für den thermischen Speicher gegenüber 73 % für die PV-Anlage.

Die Resultate der Umweltbelastungspunkte des PV-Gesamtsystems zeigen die gleiche Tendenz. Die PV-Panele verursachen die meisten Belastungspunkte mit einem Anteil von 35 % an der gesamten Umweltbelastung. Hier fallen Wechselrichter mit 10 %, die Wärmepumpe mit 14 % und die Lithium-Ionen-Batterie mit 21 % ins Gewicht. Die PV-Anlage macht nach der Analyse der Methode der Ökologischen Knappheit 56 % der Umweltwirkung des Gesamtsystems aus.

5.5.2 Schlussfolgerung

Die durchgeführte Ökobilanz zeigt, dass sowohl bezüglich des kumulierten Energieaufwandes, wie auch der ökologischen Knappheit thermische Wasserspeicher eine kleinere Umwelteinwirkung aufweisen als der untersuchte elektrochemische Speicher auf Basis von NCM Li-Ionen. Diese Resultate wurden durch Sensitivitätsanalysen bezüglich Speichergrösse und Gewichtsvarianten der Speicher bestätigt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass ein zukünftig verstärktes Recycling von Lithium-Ionen-Batterien die Umwelteinwirkungen dieser Technik senken kann, und dass das Potenzial für Recycling bei den Materialien des thermischen Speichers bereits weitgehend ausgeschöpft ist.

Die Betrachtung des PV-Gesamtsystems ergab, dass die PV-Panele innerhalb des Systems die mit Abstand grössten Umweltauswirkungen haben. Obwohl der elektrochemische Speicher eine deutlich grössere Umwelteinwirkung als der thermische Speicher hat, liegt der Anteil am gesamten System bei max. ein Fünftel.

Bei der Durchführung einer Ökobilanz sind die Sachbilanzdaten, die Systemdefinition, die Ressourcen-Allokation der Produkte und Prozesse und die verwendeten Wirkungsabschätzungsmethoden von grosser Bedeutung. Aus diesem Grund sollten aus dieser Ökobilanz die Tendenzen des Vergleichs der thermischen und elektrochemischen Speicher betrachtet werden, und nicht die exakt angegebenen Zahlen. Beim Erstellen der Sachbilanz dieser Ökobilanz wurden Werte aus der Ecoinvent-Datenbank verwendet. Der Markt für Photovoltaik und Lithium-Ionen Batterien ist relativ jung und sehr dynamisch. Dagegen liegt die Datenaufnahme für die Sachbilanzen der Systeme auch bei den neuesten Datensätzen bereits einige Jahre zurück. Viele Daten werden auch aus früheren Veröffentlichungen fortgeführt. Dies führt dazu, dass die Auswirkungen junger und sich stetig weiter entwickelnder Techniken tendenziell zu hoch eingeschätzt werden. Es werden für die Zukunft weitere technologische Verbesserungen erwartet, wie etwa eine Erhöhung der Leistungsdichte, die zu einer Minderung der Umweltwirkung führen sollten. Dagegen sind bei thermischen Speichern deutlich weniger Änderungen zu erwarten.



Des Weiteren wurden Annahmen bezüglich des Gewichts und der Materialien der Kombispeicher und Lithium-Ionen-Batterie getroffen, welche sich auch durch eine grosse Variation in den Resultaten zeigte (leichte, mittlere und schwere Variante). Diesbezüglich müsste die Analyse der Batterie in einem nächsten Schritt noch weiter verfeinert werden. Jedoch sind die Resultate auch in Bezug auf die untersuchten Sensitivitäten robust und es war klar ersichtlich, dass thermische Speicher kleinere Umweltauswirkungen als elektrochemische Systeme aufweisen.

Zusammengefasst konnten in dieser Arbeit zwei wesentliche Erkenntnisse gefunden werden. Erstens, dass thermische Speicher eine kleinere negative Umwelteinwirkung als elektrochemische Speicher haben und zweitens, dass der Anteil der Speicher – egal welcher Art - an den Umweltauswirkungen eines gesamten PV-Energieversorgungssystems zwar einen spürbaren, aber dennoch deutlich kleineren Anteil ausmachen.



6 Empfehlungen

6.1 Kennzahlen

Die aktuell gebräuchlichsten Kennzahlen für PV-Wärmepumpensysteme zur Eigenverbrauchssteigerung sind Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad. Beide Werte sind mit üblicherweise im Haushalt verbauten Messeinrichtungen (Zweirichtungszähler und interne Messung des PV-Wechselrichters) einfach zu berechnen, leicht verständlich und gut vergleichbar. Wie in Kapitel 1.4 gezeigt wurde, eignen sie sich allerdings nicht als einzige Ziel- oder Optimierungsgrößen, da sie falsche Anreize setzen. Verluste und Ineffizienzen können auf beide Kennzahlen positiv wirken. Daher sollten sie als Zielgrößen ergänzt oder ersetzt werden um die Kennzahlen **Netzbezug** oder **Netzaufwandszahl**.

Dieser Umstand kann anhand der Messwerte der vier getesteten Systeme gezeigt werden (Tabelle 31). Vergleicht man die Systeme KombiBatLuft und KombiLuft, so weist KombiBatLuft sowohl eine höhere Eigenverbrauchsquote als auch einen höheren Autarkiegrad auf. Es würde demnach bei einem Vergleich der üblichen Kennzahlen besser abschneiden. Für eine möglichst hohe Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz sollte das Ziel sein, den Netzbezug zu minimieren. Bei dieser Zielgrösse weist dagegen das System KombiLuft den niedrigeren Wert auf. Dieser vermeintliche Widerspruch liegt im niedrigeren elektrischen Gesamtenergieverbrauch begründet: Das System KombiLuft benötigt deutlich weniger elektrische Energie um den gleichen Gesamt-Nutzenergiebedarf zu decken.

Tabelle 31: Kennzahlen der vier getesteten Systeme.

	El. Gesamtenergie- verbrauch	Netzbezug	Eigenver- brauchsquote	Autarkie- grad	Netzauf- wandszahl
2SpSole	7'393 kWh	4'364 kWh	48.5 %	41.0 %	31.5 %
KombiBatLuft	8'669 kWh	5'201 kWh	55.5 %	40.0 %	37.3 %
KombiLuft	7'393 kWh	4'784 kWh	41.8 %	35.3 %	34.7 %
KombiBatSole	6'325 kWh	2'726 kWh	58.5 %	56.9 %	19.9 %

El. = Elektrisch

Der elektrische Gesamtenergiebedarf kann demnach als Kennzahl für die Energieeffizienz eines Systems gesehen werden, solange der gleiche Gesamt-Nutzenergiebedarf gedeckt wird. Bei dieser Kennzahl weisen die Systeme 2SpSole und KombiLuft identische Werte auf, allerdings bezieht das System 2SpSole weniger Strom aus dem Netz. In diesem Fall folgt aus dem niedrigeren Netzbezug eine höhere Eigenverbrauchsquote und ein höherer Autarkiegrad. Solange der gleiche Gesamt-Nutzenergiebedarf gedeckt wird, eignet sich der Netzbezug gut als Vergleichsgrösse. Dagegen fehlt bei unterschiedlichem Energiebedarf eine gemeinsame Bezugsgrösse.

Die Netzaufwandszahl setzt den Netzbezug ins Verhältnis zum Gesamt-Nutzenergiebedarf. Sie ist damit eine zuverlässigere Kennzahl für die Unabhängigkeit vom Stromnetz als Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad.



Ähnlich wie der Autarkiegrad wird auch die Netzaufwandszahl von der PV-Anlagengrösse beeinflusst. Für einen Vergleich der Netzaufwandszahlen unterschiedlicher Systeme sollte demnach jeweils auch die PV-Anlagengrösse, bezogen auf den Gesamt-Nutzenergiebedarf, angegeben werden. Wie die Messergebnisse zeigen, erreichen nur energieeffiziente Systeme eine niedrige Netzaufwandszahl: Je niedriger der gemessene elektrische Gesamtenergiebedarf, desto niedriger liegt in der Regel auch die Netzaufwandszahl. Ist Energieeffizienz neben Autarkie ein Kriterium, erweist sich die Netzaufwandszahl als wesentlich robuster als Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad. Für Labormessungen, Simulationen und theoretische Vergleiche ist sie somit sehr gut geeignet. Im Feld sind die benötigten Werte zur Berechnung des Gesamt-Nutzenergiebedarfs dagegen meist nicht bekannt. Weder Netzbezug noch Netzaufwandszahl berücksichtigen jedoch die verbleibende Netzeinspeisung.

Eine einfach messbare, vergleichbare und auch in Bezug auf Effizienz sinnvolle Zielgrösse für Systeme zur Eigenverbrauchssteigerung fehlt bisher.

Mit Steuerungen zur Eigenverbrauchssteigerung werden Netzbezugs- und Netzeinspeisespitzen nicht oder nur geringfügig gesenkt. Netzbetreiber und EVUs haben aber die Option mit passenden Tarifmodellen ein netzdienliches Verhalten des PV-Wärmepumpensystems anzureizen. Es wurde gezeigt, dass mit einer angepassten Steuerung beispielsweise Netzbezugs- und Netzeinspeisespitzen deutlich gesenkt werden können. Zielgrösse aus Endkundensicht ist dabei eine möglichst geringe Stromrechnung.

6.2 Komponenten

Sowohl thermische als auch elektrochemische Speicher können zur Steigerung von Eigenverbrauch wertvolle Beiträge liefern. Eine ökonomische Analyse führt zu dem Resultat, dass unter aktuellen preislichen Rahmenbedingungen Zusatzinvestitionen in Komponenten finanziell nicht rentabel sind. **Wird jedoch die im System bereits vorhandene thermische Masse zur Zwischenspeicherung genutzt, können mit der Steigerung von Eigenverbrauch ökonomische Vorteile erreicht werden.** Dies gilt insbesondere für die Überladung der thermischen Speicher und die Verwendung der thermischen Masse des Gebäudes.

Sollen unabhängig von finanziellen Vorteilen möglichst hohe Eigenverbrauchswerte erreicht werden, kann dies mit der Installation geeigneter Speicherkapazitäten im System unterstützt werden. **Mit thermischer Zwischenspeicherung kann insbesondere der Eigenstromanteil am Warmwasserbedarf effektiv erhöht werden.** Zu einem kleineren Teil ist dies auch für die Raumwärme möglich. **Mit einem Batteriespeicher kann zudem der Eigenverbrauch für Haushaltsstrom erhöht werden.**

Die Zwischenspeicherung der als Wärme benötigten Energie kann sowohl mit thermischen Speichern als auch mit elektrochemischen Speichern durchgeführt werden. **Auf Grund der im Vergleich zu elektrochemischer Speicherung besseren Ökobilanz wird empfohlen, für die Zwischenspeicherung des Warmwasser- und des Raumwärmebedarfs thermische Speicherung zu**



verwenden. Für die Abdeckung des als elektrische Energie benötigten Haushaltsstroms kann zusätzlich ein Batteriespeicher installiert werden.

Für Raumwärme ist das Potential einer Abdeckung durch Eigenstrom auf Grund saisonaler Unterschiede zwischen Solarertrag und Raumwärmebedarf und auf Grund der hohen Spitzenlasten eingeschränkt. Die Bewirtschaftung von Heizungspufferspeichern bietet somit ein im Vergleich zum Warmwasserspeicher reduziertes, aber dennoch signifikantes Potential zur Erhöhung von Eigenverbrauch. **Die Fussbodenheizung eines Gebäudes bietet auf Grund der hohen thermischen Masse eine Möglichkeit, auch einen hohen täglichen Wärmebedarf bei genügend Ertrag mit PV-Eigenstrom abzudecken.**

Für die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme sind Wärmepumpen der Technologiestandard. **Mit einer Solewärmepumpe können im Vergleich zu Luftwärmepumpen auf Grund der höheren Quellentemperaturen und des tieferen Energiebedarfs für Raumwärme im Winter deutlich tiefere Netzaufwandszahlen erreicht werden.** Für eine effiziente Verwendung von Eigenstrom muss die Wärmepumpe auch bei kleinen Erträgen der PV-Anlage die Leistungsaufnahme dem Solarertrag anpassen können. **Für eine effektive Steigerung des Eigenverbrauchs ist eine modulierende, auf die Leistungsaufnahme regelbare Wärmepumpe empfehlenswert.**

6.3 Dimensionierung der Speicher

Aus den Resultaten des Projekts wird empfohlen, sich für die **Dimensionierung der Speicher zur Zwischenspeicherung von PV-Strom an den täglichen Verbrauchswerten zu orientieren.** In Abschnitt 4.9 konnte gezeigt werden, dass eine Abschätzung der erreichbaren Reduktion des Netzbezugs auf der Basis von Tagesspeichern hilfreiche Resultate liefert. Es konnte gezeigt werden, dass ohne Berücksichtigung der Effizienzverluste mit einer thermischen Zwischenspeicherung, welche den durchschnittlichen Tagesbedarf zu 93 % deckt, unter den klimatischen Bedingungen von Zürich 66 % der für die Warmwasserproduktion benötigten elektrischen Energie durch PV-Strom zur Verfügung gestellt werden kann. Dieses Resultat konnte mit der detaillierten Systemsimulation bestätigt werden. **Aus diesem Grund wird eine Bereitstellung von thermischer Speicherkapazität empfohlen, welcher dem durchschnittlichen täglichen Warmwasserbedarf entspricht.** Dies kann beispielsweise durch ein Speichervolumen von total ca. 100 l pro Person und einer Überladetemperaturdifferenz von 10 K plus 5 K Hysterese der Regelung erreicht werden.

Wird ein Batteriespeicher installiert, kann die thermische Speicherung durch die Bereitstellung des entsprechenden Stromspeicheräquivalents in der Batterie ersetzt werden. **Unter der Annahme einer durchschnittlichen Arbeitszahl der Wärmepumpe von 3 entspricht ein 400 l Warmwasserspeicher einer nutzbaren Batteriekapazität von 2.3 kWh.** Mit einer Batterie kann zusätzlich der übliche Tagesverbrauch des Haushaltsstroms berücksichtigt werden. Mit einer Batterie mit 4 kWh Kapazität zusätzlich zur thermischen Zwischenspeicherung kann im untersuchten Fall der durchschnittliche tägliche Netzbezug für den Haushaltsstrom vollständig abgedeckt werden. Die Abschätzung für den Standort



Zürich zeigt, dass in der Folge 70 % des jährlichen Haushaltsstromverbrauchs durch PV-Strom geliefert werden kann. Eine Verdoppelung der Batteriekapazität auf 8 kWh führt zu einer Reduktion des Netzbezugs von 557 kWh was in einer Eigenverbrauchsquote für den Haushaltsstrombedarf von 87 % resultiert. **Auf Basis dieser Resultate wird empfohlen, dass die Batteriekapazität dem durchschnittlichen Tagesbedarf des Haushaltsstroms entsprechen sollte, wenn zusätzlich eine thermische Zwischenspeicherung gemäss der vorhergehenden Empfehlung stattfindet. Wird lediglich ein Batteriespeicher verwendet, so sollte die Kapazität des Batteriespeichers um das Stromspeicheräquivalent des thermischen Speicherbedarfs erweitert werden.** Die Simulationen haben gezeigt, dass mit einer Kombination von thermischer Speicherung und elektrochemischer Speicherung für gleiche Mengen an Stromspeicheräquivalent vergleichbare Resultate erreicht werden können, wie bei einer alleinigen Verwendung eines Batteriespeichers. **Da durch die Reduktion von Kapazität beim Batteriespeicher die Kosten sowie die negativen ökologischen Auswirkungen reduziert werden können, wird eine Kombination von thermischer und elektrochemischer Speicherung durch Bewirtschaftung bereits vorhandener oder erweiterter thermischer Speichervolumen empfohlen.**

6.4 Regelung

Die Grundlage sollte immer ein gutes, korrekt installiertes System mit aufeinander abgestimmten Komponenten bilden. Ansonsten hilft auch die beste Speicherstrategie wenig. **Grundsätzlich gilt vor allem für den thermischen Speicher: Es sollte nur zwischengespeichert werden, wenn in absehbarer Zeit auch eine sinnvolle Nutzung möglich ist.** Beispielsweise macht es wenig Sinn, im Sommer bzw. bei einer mittleren Aussentemperatur über der Heizgrenze Wärme für die Raumheizung zu speichern. Eine solche Regelung würde nur die Netzeinspeisung reduzieren, ohne dabei den Netzbezug zu senken.

Die in Abschnitt 4.2.7 beschriebene Regelung wurde im Projekt für viele Fälle als hinreichend gut für die effektive Steigerung des Eigenverbrauchs befunden. **Es hat sich gezeigt, dass durch die Regelung auf PV-Strom abzüglich des Haushaltsstroms, der Eigenverbrauch gesteigert werden kann.** Eine Legionellenschaltung im Tagesrhythmus führt zu einer massiven Beeinträchtigung des Speicherpotentials des Warmwasserspeichers. **Eine Legionellenschaltung sollte aus diesem Grund höchstens wöchentlich und erst dann vorgenommen werden, wenn der Speicher während sieben Tagen nicht durch die Zwischenspeicherung von PV-Strom auf die erforderlichen Temperaturen gebracht werden konnte.**

Wird der thermische Speicher gemäss den in Abschnitt 6.3 definierten Richtlinien entsprechend dem durchschnittlichen Tagesverbrauch dimensioniert, so kann auf eine Einbindung von Wetterdaten in die Regelung verzichtet werden. **Eine Einbindung von Wetterdaten wird empfohlen, wenn durch eine Erhöhung der Speicherkapazität für Warmwasser mehr als ein durchschnittlicher Tagesbedarf abgedeckt werden soll. In diesem Fall sollte, um Effizienzeinbussen zu verhindern, der Solarertrag des nächsten Tages berücksichtigt werden für die Regelung. Eine Zwischenspeicherung von**



mehr als einem Tagesbedarf sollte nur bei Schlechtwetterprognose für den nächsten Tag geschehen.

6.5 Berücksichtigung von Effizienz und Speicherverlusten

Speicher- und Effizienzverluste sollten verstärkt Berücksichtigung finden. Da die heute üblichen Kennzahlen diese nicht berücksichtigen, sind Effizienzeinbussen durch Steuerungen zur Eigenverbrauchssteigerung bei Herstellern, Installateuren und Endkunden bisher kaum ein Thema. **Wie die Messungen im Systemtest zeigen, sollte bei Batterien auf die Zykluseffizienz des gesamten Batteriesystems unter realistischen Betriebsbedingungen geachtet werden.** In Datenblättern wird häufig nur der maximale Wirkungsgrad des Batteriemoduls angegeben, der bei 99 % liegen kann. Speicherverluste in der Batterie selbst spielen aber gegenüber Verlusten und Eigenverbrauch der Systemkomponenten wie Batteriewechselrichter und Steuerung eine untergeordnete Rolle. Auch sind die Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten von verschiedenen Randbedingungen wie etwa der Lade- und Entladeleistung abhängig, weshalb aus Angaben von maximalen Wirkungsgraden nicht auf die Gesamteffizienz der Batterie geschlossen werden kann. Bei den getesteten Batteriesystemen wurden Zykluseffizienzen von 65 % und 74 % im realitätsnahen Betrieb gemessen. Gute Batteriesysteme sollten dagegen nach Ansicht der Autoren eine Zykluseffizienz von über 80 % erreichen können.

Für eine effiziente thermische Speicherung ist wesentlich, dass der COP der Wärmepumpe bei höheren Speichertemperaturen möglichst wenig abnimmt. Die Speicherschichtung sollte durch Steuerungen zur Eigenverbrauchssteigerung nicht beeinträchtigt werden. **Insbesondere beim Einsatz eines Kombispeichers sind das Speichermanagement und eine gute Temperaturschichtung entscheidend für die Systemeffizienz.** Im Vergleich dazu sind die eigentlichen Speicherverluste bei gut gedämmten Speichern gering und spielen erst bei längerer Zwischenspeicherung über mehrere Tage oder Wochen eine grössere Rolle.



7 Publikationen

- [1] M. Battaglia, R. Haberl, E. Bamberger, M. Haller, Increased self-consumption and grid flexibility of PV and heat pump systems with thermal and electrical storage, *Energy Procedia*. 135 (2017) 358–366. doi:10.1016/j.egypro.2017.09.527.
- [2] M. Haller, M. Battaglia, R. Haberl, A. Reber, E. Bamberger, M. Borner, Steigerung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs durch intelligente Wärmepumpen, in: 23. Tagung des BFE-Forschungsprogramms, HTI Burgdorf, 2017.
- [3] E. Bamberger, R. Haberl, M. Battaglia, M. Haller, Eigenversorgung mit Photovoltaik-Wärmepumpensystemen, *Umwelttechnik Schweiz* (2018) 5–7.
- [4] R. Haberl, A. Reber, E. Bamberger, M. Haller, Hardware-in-the-Loop Tests on Complete Systems with Heat Pumps and PV for the Supply of Heat and Electricity, in: EuroSun 2018, Rapperswil-Jona, 2018.
- [5] E. Bamberger, R. Haberl, M. Haller, Sinnvoll speichern, *Faktor Themenheft* (2018) 32–33.
- [6] E. Bamberger, R. Haberl, M. Battaglia, M. Haller, Vergleich von thermischen Speichern und Batteriespeichern, (2019). <https://www.energie-experten.ch/de/wohnen/detail/vergleich-von-thermischen-speichern-und-batteriespeichern.html> (accessed April 4, 2019).
- [7] E. Bamberger, R. Haberl, M. Battaglia, M. Haller, Wärmepumpen und Photovoltaik: Gibt es den idealen Speicher?, in: 25. Tagung des Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kältetechnik des Bundesamts für Energie BFE, HTI Burgdorf, 2019.



8 Referenzen

- [1] B.F. HASTINGS, Ten Years of Operating Experience with a Remote Controlled Water Heater Load Management System at Detroit Edison, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. PAS-99 (1980) 1437–1441. doi:10.1109/TPAS.1980.319566.
- [2] J. Widén, E. Wäckelgård, P.D. Lund, Options for improving the load matching capability of distributed photovoltaics: Methodology and application to high-latitude data, *Solar Energy*. 83 (2009) 1953–1966. doi:10.1016/j.solener.2009.07.007.
- [3] J. Widén, Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings, *Applied Energy*. 126 (2014) 199–212. doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.008.
- [4] A. Arteconi, N.J. Hewitt, F. Polonara, State of the art of thermal storage for demand-side management, *Applied Energy*. 93 (2012) 371–389. doi:10.1016/j.apenergy.2011.12.045.
- [5] F. Sossan, A.M. Kosek, S. Martinenas, M. Marinelli, H. Bindner, Scheduling of domestic water heater power demand for maximizing PV self-consumption using model predictive control, in: *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, 2013 4th IEEE/PES, IEEE, 2013: pp. 1–5. http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6695317 (accessed March 19, 2015).
- [6] R. Thygesen, B. Karlsson, Simulation and analysis of a solar assisted heat pump system with two different storage types for high levels of PV electricity self-consumption, *Solar Energy*. 103 (2014) 19–27. doi:10.1016/j.solener.2014.02.013.
- [7] David Fischer, Friederike Rautenberg, Thomas Wirtz, Bernhard Wille-Hausmann, Hatef Madani, Smart meter enabled control for variable speed heat pumps to increase pv self-consumption, in: 2015. doi:10.13140/RG.2.1.2566.3762.
- [8] C.J. Williams, J.O. Binder, T. Kelm, Demand side management through heat pumps, thermal storage and battery storage to increase local self-consumption and grid compatibility of PV systems, in: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition On, IEEE, 2012: pp. 1–6. http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6465874 (accessed March 19, 2015).
- [9] U.I. Dar, I. Sartori, L. Georges, V. Novakovic, Advanced control of heat pumps for improved flexibility of Net-ZEB towards the grid, *Energy and Buildings*. 69 (2014) 74–84. doi:10.1016/j.enbuild.2013.10.019.
- [10] R. De Coninck, R. Baetens, B. Verbruggen, L. Helsen, Modelling and simulation of a grid connected photovoltaic heat pump system with thermal energy storage using Modelica, in: n.d. https://www.researchgate.net/publication/261259363_Modeling_and_simulation_of_a_grid_connected_photovoltaic_heat_pump_system_with_thermal_energy_storage_using_Modelica (accessed October 4, 2016).
- [11] M. Miara, D. Günther, Z.L. Leitner, J. Wapler, Simulation of an Air-to-Water Heat Pump System to Evaluate the Impact of Demand-Side-Management Measures on Efficiency and Load-Shifting Potential, *Energy Technology*. 2 (2014) 90–99. doi:10.1002/ente.201300087.
- [12] M. Braun, K. Büdenbender, D. Magnor, A. Jossen, Photovoltaic self-consumption in Germany: using lithium-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy, in: *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference (PVSEC)*, Hamburg, Germany, 2009. http://www.researchgate.net/profile/Martin_Braun5/publication/43248782_Photovoltaic_self-consumption_in_Germany_-_using_lithium-ion_storage_to_increase_self-consumed_photovoltaic_energy/links/53e44b590cf21cc29fc8f428.pdf (accessed March 19, 2015).
- [13] R. Velik, The influence of battery storage size on photovoltaics energy self-consumption for grid-connected residential buildings, *IJARER International Journal of Advanced Renewable Energy Research*. 2 (2013). http://www.researchgate.net/profile/Rosemarie_Velik/publication/257380310_The_Influence



- _of_Battery_Storage_Size_on_Photovoltaics_Energy_Self-Consumption_for_Grid-Connected_Residential_Buildings/links/0deec52529ad10f929000000.pdf (accessed March 19, 2015).
- [14] E. Vrettos, A. Witzig, R. Kurmann, S. Koch, G. Andersson, Maximizing local PV utilization using small-scale batteries and flexible thermal loads, EU PVSEC. (2013). http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/Vrettos_etal_2013.pdf (accessed March 9, 2016).
- [15] G. Mulder, D. Six, B. Claessens, T. Broes, N. Omar, J.V. Mierlo, The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions, *Applied Energy*. 111 (2013) 1126–1135. doi:10.1016/j.apenergy.2013.03.059.
- [16] J. Hoppmann, J. Volland, T.S. Schmidt, V.H. Hoffmann, The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 39 (2014) 1101–1118. doi:10.1016/j.rser.2014.07.068.
- [17] J. Kathan, M. Stifter, Increasing BIPV self-consumption through electrical storage - feasible demand-coverage and dimensioning of the storage system, in: Berlin, 2010. https://www.researchgate.net/publication/256092762_Increasing_BIPV_self-consumption_through_electrical_storage_-_feasible_demand-coverage_and_dimensioning_of_the_storage_system (accessed October 4, 2016).
- [18] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, J. Palm, Photovoltaic self-consumption in buildings: A review, *Applied Energy*. 142 (2015) 80–94. doi:10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- [19] E. Vrettos, K. Lai, F. Oldewurtel, G. Andersson, Predictive Control of buildings for Demand Response with dynamic day-ahead and real-time prices, in: Control Conference (ECC), 2013 European, 2013: pp. 2527–2534.
- [20] D. Zogg, J. Tryler, A. Dunjic, A. Leuppi, R. Waser, L. Voramwald, Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden - Schlussbericht, Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, 2015.
- [21] C. Bales, Combitest - A New Test Method for Thermal Stores Used in Solar Combisystems, Chalmers University of Technology, 2004.
- [22] P. Vogelsanger, The Concise Cycle Test Method - A Twelve Day System Test - A Report of IEA SHC - Task 26, 2002.
- [23] R. Haberl, M.Y. Haller, E. Frank, Solare Wärmepumpensysteme auf dem Prüfstand - Systemtests von 11 verschiedenen Systemen, in: 24. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, OTTI e.V., Regensburg, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Germany, 2014.
- [24] R. Haberl, M.Y. Haller, P. Papillon, D. Chèze, T. Persson, C. Bales, Testing of combined heating systems for small houses: Improved procedures for whole system test methods. Deliverable 2.3 of the MacSheep project., 2015.
- [25] J. Nipkow, Der typische Haushalt-Stromverbrauch sinkt, (2013) 9.
- [26] R. Haberl, A. Reber, M.Y. Haller, Concise Cycle Test - Beschreibung der Prüfmethode, (n.d.). https://www.spf.ch/fileadmin/user_upload/spf/Testing/Systeme/Kombisysteme/SPF_CCT-Methode_v1.0.pdf (accessed November 25, 2018).
- [27] pvtarif | VESE, (n.d.). <https://www.vese.ch/pvtarif/> (accessed August 30, 2019).
- [28] Oekostromboerse, (n.d.). <https://www.oekostromboerse.ch/> (accessed August 30, 2019).
- [29] E.E. ElCom, Weisung 2/2018 der ElCom, Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung, (n.d.). <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/weisungen.html> (accessed August 30, 2019).
- [30] E.E. ElCom, Weisung 5/2018, 75-Franken-Regel: Neue Schwellenwerte für die Beurteilung der Angemessenheit von Kosten und Gewinn im Energievertrieb in der Grundversorgung ab dem 1. Januar 2020, (n.d.). <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/weisungen.html> (accessed August 30, 2019).



- [31] 142 II 451 - Schweizerisches Bundesgericht, (n.d.).
https://www.bger.ch/ext/eurospider/live/de/php/clir/http/index.php?lang=de&type=highlight_simple_query&page=1&from_date=&to_date=&from_year=1954&to_year=2019&sort=relevance&insertion_date=&from_date_push=&top_subcollection_clir=bge&query_words=BGE+142+II+451&part=all&de_fr=&de_it=&fr_de=&fr_it=&it_de=&it_fr=&orig=&translation=&rank=1&highlight_docid=atf%3A%2F%2F142-II-451%3Ade&number_of_ranks=3&azaclir=clir (accessed August 30, 2019).
- [32] Medienmitteilung: Bundesrat startet Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes, (2018).
<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-72549.html> (accessed August 30, 2019).
- [33] Quartierstrom | Der erste lokale Strommarkt der Schweiz, (n.d.). <http://quartier-strom.ch/> (accessed August 30, 2019).
- [34] A. Ladermann, C. Linke, D. Kemnitz, Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze, Consentec im Auftrag des BFE, 2015.
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze.html> (accessed August 30, 2019).
- [35] B. für E. BFE, Revision StromVG, (n.d.).
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/revision-stromvg.html> (accessed August 30, 2019).
- [36] SMARD Strommarktdaten, Download Marktdaten, bundesnetzagentur.de. (n.d.).
https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726 (accessed August 30, 2019).
- [37] European Commission, Energy modelling - interactive graphs, Energy - European Commission. (2016). <https://ec.europa.eu/energy/en/content/energy-modelling-interactive-graphs> (accessed August 30, 2019).
- [38] Strompreis-Webseite der ElCom: Vergleichen Sie Ihren Strompreis, (n.d.).
<https://www.strompreis.elcom.admin.ch/> (accessed August 30, 2019).
- [39] EPEX SPOT SE: Schweiz, (n.d.).
<https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/schweiz> (accessed August 30, 2019).
- [40] S.A. Klein et al, TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA, (2010). <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.
- [41] Software zur Planung von PV-, Solarthermie-, Geothermie- und kombinierte Anlagen - Produktübersicht - Produkt - Vela Solaris AG | Polysun Simulation Software, (n.d.).
<http://www.velasolaris.com/produkt/produktuebersicht.html> (accessed August 21, 2018).
- [42] M.Y. Haller, R. Dott, J. Ruschenburg, F. Ochs, J. Bony, The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38, (2013). http://task44.iea-shc.org/data/sites/1/publications/T44A38_Rep_C1_A_BoundaryConditions_Final_Revised.pdf (accessed January 26, 2017).
- [43] M. Battaglia, TRNSYS - Type 5998 – ISO BUILDING MODEL - Internes Dokument, (2017).
- [44] M. Battaglia, TRNSYS - Type 1792 – Radiant Floor - Version 1.00. Internes Dokument, (2017).
- [45] M. Haller, TRNSYS - Type 362 – Dynamic Radiator Model - Version 0.1. Internes Dokument, (2011).
- [46] M. Haller, TRNSYS - Type 976 – Compression Heat Pump - Version 1.04. Internes Dokument, (2010).
- [47] H. Drück, TRNSYS - Type 340 – MULTIPOINT Store - Model - Version 1.99. Internes Dokument, (2006).
- [48] M.Y. Haller, R. Haberl, T. Persson, C. Bales, P. Kovacs, D. Chèze, P. Papillon, Dynamic whole system testing of combined renewable heating systems – The current state of the art, Energy and Buildings. 66 (2013) 667–677. doi:10.1016/j.enbuild.2013.07.052.



- [49] N. Pflugradt, Load Profile Generator, (n.d.). <https://www.loadprofilegenerator.de/> (accessed January 25, 2017).
- [50] Dhwcalt: Program to Generate Domestic Hot Water Profiles with Statistical Means for User Defined Conditions, ResearchGate. (n.d.). https://www.researchgate.net/publication/237651871_DHWcalc_PROGRAM_TO_GENERATE_DOMESTIC_HOT_WATER_PROFILES_WITH_STATISTICAL_MEANS_FOR_USER_DEFINED_CONDITIONS (accessed January 25, 2017).
- [51] Igor Mojic, Mauro Luzzatto, Michel Haller, Meta Lehmann, Michael Benz, Stefan van Velsen, ImmoGap – Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap grosser Immobilien, (2018).
- [52] Energieeffizienz von Gebäuden — Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung (ISO 13790:2008), (2008).
- [53] K.-P. Kairies, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016, (2016). http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2016_Kairies_web.pdf (accessed March 14, 2017).
- [54] E.R. Schramek, Recknagel /Sprenger /Schramek - Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 2005/2006: Einschließlich Warmwassererzeugung und Kältetechnik, 72., Aufl., Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München u.a., 2004.
- [55] Anlagen für Trinkwarmwasser in Gebäuden - Grundlagen und Anforderungen, (2011).
- [56] SIA Merkblatt 2024: Standard-Nutzungsbedingungen für die Energie- und Gebäudetechnik., (2006).
- [57] R. Burkhart, Stationäre Energiespeicher in der Praxis, (2018).
- [58] Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 Jahresbericht 2017, (2017).
- [59] W. Hoffmann, PV AS ONE OF THE MAJOR CONTRIBUTORS TO A FUTURE 100% RENEWABLY POWERED WORLD – IMPORTANCE AND EVIDENCE FOR COST EFFECTIVE ELECTRICITY STORAGE, (n.d.) 8.
- [60] M. Liebreich, BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE SUMMIT, (2016).
- [61] D. Feldman, R. Margolis, P. Denholm, J. Stekli, Exploring the Potential Competitiveness of Utility-Scale Photovoltaics plus Batteries with Concentrating Solar Power, 2015–2030, 2016. doi:10.2172/1321487.
- [62] M. Tepper, Solarstromspeicher-Preismonitor Deutschland, Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar) und Intersolar Europe, Ergebnisse 1. Halbjahr 2016, (2016).
- [63] J. Figgner, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, D.U. Sauer, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 Jahresbericht 2018, (2018).
- [64] Introduction to LCA with SimaPro, PRé, 2016. www.pre-sustainability.com.
- [65] R. Frischknecht, N. Jungbluth, H.-J. Althaus, G. Doka, R. Dones, T. Heck, S. Hellweg, R. Hirschler, T. Nemecek, G. Rebitzer, M. Spielmann, The ecoinvent Database: Overview and Methodological Framework (7 pp), The International Journal of Life Cycle Assessment. 10 (2005) 3–9. doi:10.1065/lca2004.10.181.1.
- [66] KBOB-Ökobilanzdatenbestand 2016 und UVEK-Ökobilanzdatenbestand 2018, (2018). http://www.dflca.ch/inventories/Kommunikation_Oekobilanzdatenbestand_KBOB-2016_UVEK-2018.pdf (accessed January 10, 2019).
- [67] The Difference Between the ecoinvent 3.1 System Models, SimaPro. (n.d.). <http://support.simapro.com/articles/Article/The-Difference-Between-the-ecoinvent-3-1-System-Models> (accessed July 25, 2017).
- [68] R. Frischknecht, LCI modelling approaches applied on recycling of materials in view of environmental sustainability, risk perception and eco-efficiency, The International Journal of Life Cycle Assessment. 15 (2010) 666–671. doi:10.1007/s11367-010-0201-6.
- [69] N. Jungbluth, Sonnenkollektoranlagen, Swiss Center for Life Cycle Inventories, 2007.



- [70] N. Jungbluth, M. Tuchschnid, Photovoltaics, Swiss Center for Life Cycle Inventories, Dübendorf, 2007.
- [71] R. Hirschier, M. Classen, M. Lehmann, W. Scharnhorst, Modules, Swiss Center for Life Cycle Inventories, Dübendorf, 2007.
- [72] P. Stolz, A. Messmer, R. Frischknecht, Life Cycle Inventories of Road and Non-Road Transport Services, (n.d.) 134.
- [73] T. Heck, LCI Analysis of Heat Pumps, Swiss Center for Life Cycle Inventories, Dübendorf, 2007.
- [74] R. Frischknecht, R. Itten, P. Sinha, M. de Wild-Scholten, J. Zhang, Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems, International Energy Agency (IEA) PVPS Task 12, Report T12-04, (2015).
- [75] L.A.-W. Ellingsen, G. Majeau-Bettez, B. Singh, A.K. Srivastava, L.O. Valøen, A.H. Strømman, Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack: LCA of a Li-Ion Battery Vehicle Pack, *Journal of Industrial Ecology*. 18 (2014) 113–124. doi:10.1111/jiec.12072.
- [76] N. Jungbluth, M. Stucki, K. Flury, R. Frischknecht, S. Büsser, Life Cycle Inventories of Photovoltaics, (2012) 250.
- [77] Preisindex, (n.d.). <https://www.pvxchange.com/de/aktuelles/preisindex> (accessed February 11, 2019).
- [78] M.C. McManus, Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production, *Applied Energy*. 93 (2012) 288–295. doi:10.1016/j.apenergy.2011.12.062.
- [79] R. Frischknecht, S. Büsser Knöpfel, Swiss Eco-Factors 2013 according to the Ecological Scarcity Method, Methodological fundamentals and their application in Switzerland, Federal Office for the Environment (FOEN), Bern, 2013.



9 Anhänge

9.1 Anhang 1: Verwendete Messmittel

Die Tabelle 32 gibt eine Übersicht über die verwendeten Messmittel und deren Genauigkeit.

Tabelle 32: Verwendete Messmittel im Systemtest.

Messgrösse	SI-Einheit	Messprinzip	Standardabweichung u	Kommentar
$\vartheta_{x,in}, \vartheta_{x,out}$	°C	4-Leiter Pt100	0.1 K	Fluid-Tauchfühler an den Systemgrenzen
$\Delta\vartheta$	K	4-Leiter Pt100	0.03 K	Temperaturdifferenz, Temperaturfühler paarweise kalibriert. Deshalb kann die systematische Unsicherheit des Kalibrators für die Differenz abgezogen werden.
ϑ_{Raum}	°C	4-Leiter Pt100		Luftsampling über die Raumhöhe zur Ermittlung der mittleren Umgebungstemperatur.
\dot{m}_x	kg/s	Coriolis	0.1 %	Messung des Massenstroms.
\dot{V}_x	m ³ /s	Magnetisch induktiv	0.5 %	Bei 1/3 des nominalen Volumenstroms steigt die Unsicherheit auf 1 %. Zur Ermittlung des Massenstroms wird die Dichte des Fluides in Abhängigkeit der Temperatur am Ort des Durchflussmessgerätes verwendet.
$P_{el,x}$	W	Frequenzsynchrone Abtastung von Spannung & Strom, digitalisierte Berechnung der el. Leistung	< 1.75 % bei 20 W < 1 % ab 50 W	Zur Bestimmung der Haupt-Kenngrößen wurden nur galvanisch eingebundene Messstellen verwendet.
$P_{el,x}$	W	Auswertung des, den Messstromleiter umgebenden Stromfeldes (Rogowski-Spule)		



9.2 Anhang 2: Testresultate und Unsicherheit der Resultate

Tabelle 33: Resultate des Systems **2SpSole** in kWh.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	52.35	28.91	4.31	0.00	0.32	35.09	120.98
Warmwasser	10.25	6.01	8.81	6.04	12.12	7.55	50.78
PV Ertrag	2.92	28.40	37.63	13.91	18.18	1.54	102.57
Haushaltsstrom	7.85	8.41	7.03	9.95	7.88	15.54	56.67
Netzbezug	24.79	8.62	2.77	6.99	4.78	23.78	71.73
Netzeinspeisung	0.78	10.41	26.92	6.36	7.76	0.55	52.78
Batteriebeladung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Batterieentladung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Heizsystem	18.88	17.91	6.19	4.26	6.99	8.80	63.03

Tabelle 34: Unsicherheit der Resultate des Systems **2SpSole** in kWh.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	0.24	0.14	0.02	0.00	0.00	0.14	0.54
Warmwasser	0.07	0.04	0.06	0.04	0.08	0.05	0.33
PV Ertrag	0.25	0.53	0.63	0.36	0.29	0.00	2.06
Haushaltsstrom	0.10	0.20	0.28	0.18	0.16	0.21	1.13
Netzbezug	0.17	0.06	0.03	0.05	0.04	0.13	0.48
Netzeinspeisung	0.00	0.06	0.04	0.02	0.03	0.00	0.15
Batteriebeladung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Batterieentladung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02

Tabelle 35: Unsicherheit der Resultate des Systems **2SpSole** in % des Messwertes.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	0.46	0.47	0.46	0.00	1.14	0.41	0.45
Warmwasser	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
PV Ertrag	8.54	1.88	1.68	2.57	1.58	-	2.01
Haushaltsstrom	1.22	2.43	3.93	1.80	2.09	1.37	2.00
Netzbezug	0.67	0.73	1.14	0.71	0.94	0.53	0.67
Netzeinspeisung	0.24	0.58	0.15	0.27	0.35	0.24	0.28
Batteriebeladung	-	-	-	-	-	-	-
Batterieentladung	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle 36: Resultate des Systems **KombiBatLuft** in kWh.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	52.28	28.91	4.48	0.00	0.03	35.18	120.89
Warmwasser	10.80	6.46	9.36	6.70	12.83	7.99	54.14
PV Ertrag	2.92	28.38	37.66	13.89	18.22	1.55	102.63
Haushaltsstrom	8.16	8.71	7.38	10.29	8.16	15.80	58.50
Netzbezug	30.79	10.01	3.17	3.05	4.78	33.70	85.50
Netzeinspeisung	0.02	13.73	22.98	1.79	7.11	0.01	45.64
Batteriebeladung	0.66	7.70	7.06	6.50	6.80	0.55	29.26
Batterieentladung	0.08	4.63	4.51	6.50	6.30	0.45	22.47
Heizsystem	24.79	12.76	7.84	4.84	7.19	19.05	76.47

Tabelle 37: Unsicherheit der Resultate des Systems **KombiBatLuft** in kWh.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	0.24	0.18	0.02	0.00	0.00	0.14	0.58
Warmwasser	0.07	0.04	0.06	0.04	0.08	0.05	0.34
PV Ertrag	0.19	0.23	0.21	0.25	0.16	0.19	1.24
Haushaltsstrom	0.12	0.14	0.15	0.17	0.08	0.10	0.76
Netzbezug	0.02	0.34	0.49	0.16	0.26	0.01	1.28
Netzeinspeisung	0.19	0.13	0.10	0.14	0.07	0.24	0.86
Batteriebeladung	0.25	0.29	0.25	0.20	0.20	0.23	1.42
Batterieentladung	0.00	0.13	0.15	0.22	0.23	0.02	0.75

Tabelle 38: Unsicherheit der Resultate des Systems **KombiBatLuft** in % des Messwertes.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	0.46	0.61	0.55	-	7.49	0.39	0.48
Warmwasser	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63
PV Ertrag	6.66	0.82	0.57	1.78	0.87	12.45	1.21
Haushaltsstrom	1.44	1.55	2.10	1.69	1.02	0.64	1.31
Netzbezug	0.06	3.43	15.39	5.30	5.33	0.03	1.49
Netzeinspeisung	-	0.95	0.42	7.84	0.95	1642.26	1.88
Batteriebeladung	37.04	3.77	3.54	3.04	2.94	42.79	4.85
Batterieentladung	3.13	2.86	3.39	3.32	3.61	3.59	3.33

Tabelle 39: Resultate des Systems **KombiLuft** in kWh.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	52.34	28.94	4.48	0.00	0.07	35.08	120.91
Warmwasser	10.02	5.93	8.67	5.87	12.03	7.35	49.87
PV Ertrag	2.92	28.38	37.69	13.95	18.20	1.54	102.69
Haushaltsstrom	7.55	8.20	6.88	9.83	7.68	15.32	55.46
Netzbezug	27.19	9.83	2.65	5.83	4.83	28.30	78.64
Netzeinspeisung	0.84	14.80	27.48	6.83	9.46	0.39	59.80
Batteriebeladung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Batterieentladung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Heizsystem	21.18	14.85	5.68	2.92	5.69	13.61	63.92

Tabelle 40: Unsicherheit der Resultate des Systems **KombiLuft** in kWh.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	0.29	0.16	0.03	0.00	0.00	0.15	0.63
Warmwasser	0.06	0.04	0.05	0.04	0.08	0.05	0.31
PV Ertrag	0.27	0.55	0.64	0.28	0.38	0.27	2.39
Haushaltsstrom	0.18	0.17	0.18	0.20	0.18	0.25	1.16
Netzbezug	0.15	0.07	0.03	0.06	0.05	0.17	0.52
Netzeinspeisung	0.00	0.03	0.04	0.02	0.02	0.00	0.12
Batteriebeladung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Batterieentladung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabelle 41: Unsicherheit der Resultate des Systems **KombiLuft** in % des Messwertes.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	0.55	0.55	0.58	-	3.83	0.42	0.52
Warmwasser	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63
PV Ertrag	9.26	1.95	1.70	2.02	2.06	17.60	2.33
Haushaltsstrom	2.32	2.09	2.62	2.03	2.38	1.62	2.09
Netzbezug	0.55	0.71	0.99	0.95	0.95	0.61	0.66
Netzeinspeisung	0.28	0.19	0.15	0.31	0.25	0.28	0.20
Batteriebeladung	-	-	-	-	-	-	-
Batterieentladung	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle 42: Resultate des Systems **KombiBatSole** in kWh.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	52.31	28.94	4.47	0.00	0.01	35.29	121.03
Warmwasser	10.92	6.03	8.75	5.84	12.07	7.57	51.18
PV Ertrag	2.87	27.96	37.14	13.68	17.96	1.51	101.12
Haushaltsstrom	7.35	8.01	6.71	9.54	7.51	14.97	54.08
Netzbezug	16.71	4.76	0.00	0.53	1.34	21.47	44.81
Netzeinspeisung	0.01	11.03	23.53	1.85	5.31	0.24	41.96
Batteriebeladung	0.59	7.68	6.43	6.51	7.30	0.70	29.22
Batterieentladung	0.08	3.28	2.91	6.10	5.20	1.62	19.02
Heizsystem	11.95	9.53	3.61	2.58	4.44	8.62	40.73

Tabelle 43: Unsicherheit der Resultate des Systems **KombiBatSole** in kWh.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	0.40	0.24	0.04	0.00	0.00	0.21	0.90
Warmwasser	0.08	0.04	0.06	0.04	0.08	0.05	0.36
PV Ertrag	0.25	0.53	0.63	0.36	0.29	0.00	2.06
Haushaltsstrom	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.30
Netzbezug	0.08	0.03	0.00	0.01	0.01	0.09	0.22
Netzeinspeisung	0.00	0.03	0.04	0.04	0.04	0.01	0.15
Batteriebeladung	0.42	0.35	0.25	0.20	0.19	0.38	1.78
Batterieentladung	0.00	0.13	0.21	0.27	0.29	0.05	0.95

Tabelle 44: Unsicherheit der Resultate des Systems **KombiBatSole** in % des Messwertes.

	1	2	3	4	5	6	Total
Raumwärme	0.77	0.83	0.91	-	6.17	0.59	0.74
Warmwasser	0.69	0.69	0.71	0.72	0.70	0.70	0.70
PV Ertrag	8.71	1.91	1.70	2.61	1.60	-	2.04
Haushaltsstrom	0.68	0.62	0.74	0.52	0.66	0.33	0.55
Netzbezug	0.50	0.58	-	1.69	0.58	0.43	0.49
Netzeinspeisung	2.24	0.26	0.16	2.02	0.70	2.65	0.35
Batteriebeladung	71.30	4.49	3.91	3.08	2.57	53.42	6.10
Batterieentladung	0.73	3.94	7.14	4.44	5.56	3.11	4.98



Tabelle 45: Kennzahlen der Systemtests zusammen mit der zweifachen Standardabweichung.

	2SpSole	KombiBatLuft	KombiLuft	KombiBatSole
Eigenverbrauchsquote	48.5 ± 2.2 %	55.5 ± 1.4 %	41.8 ± 2.9 %	58.5 ± 2.0 %
Autarkiegrad	41.0 ± 1.8 %	40.0 ± 1.2 %	35.3 ± 2.4 %	56.9 ± 1.6 %
PV-Ertragsverhältnis	84.4 ± 2.2 %	72.0 ± 1.6 %	84.5 ± 2.6 %	97.3 ± 2.4 %
Netzaufwandszahl	31.5 ± 0.3 %	37.3 ± 0.5 %	34.7 ± 0.3 %	19.9 ± 0.2 %

9.3 Anhang 3: Übersicht Tarifstrukturen 2016 (Heat Map)

[illegible]

9.4 Anhang 4: Zusammensetzung der verschiedenen Lithium-Ionen-Batteriesysteme

Tabelle 46: Zusammensetzung der 4, 6 und 8 kWh Lithium-Ionen-Batterie, jeweils in einer leichten, mittleren und schweren Ausführung. Dabei bleiben das Gehäuse und der Wechselrichter pro Gewichtsklasse konstant, und nur die Batteriemodule werden der Speicherkapazität entsprechend skaliert.

	Leichtes Batteriesystem (kg)			Mittleres Batteriesystem (kg)			Schweres Batteriesystem (kg)		
	4 kWh	6 kWh	8 kWh	4 kWh	6 kWh	8 kWh	4 kWh	6 kWh	8 kWh
Lithium-Ionen-Batteriemodul (kg)	32	48	64	44	66	88	54	81	108
Gehäuse (kg)	50	50	50	65	65	65	80	80	80
Wechselrichter (kg)	15	15	15	30	30	30	50	50	50
Total (kg)	97	113	129	139	161	183	184	211	238



9.5 Anhang 5: Gewichtsvarianten des Kombispeichers für verschiedene Speichervolumen

Tabelle 47: Gewicht der Kombispeicher nach der Skalierung, basierend auf den Ecoinvent-Einträgen ("hot water tank 600 l") und abhängig vom Speichervolumen.

Volumen (Liter)	200	300	400	500	600	800	1200	1500	2100
Leicht (kg)	-	125	130	142.5	155	190	260	310	400
Mittel (kg)	-	195.5	201	210	219	255	330	385	-
Schwer (kg)	-	266	271	277	283	320	400	460	-
Pufferspeicher (kg)	50	80	110	-	132	180	215	-	-

9.6 Anhang 6: Berechnung Speichervolumen der thermischen Speicher für verschiedene Speicherkapazitäten

Tabelle 48: Berechnung des Stromspeicheräquivalents abhängig vom Volumen des thermischen Speichers.

Speichervolumen [Liter]	Speichertyp	Volumen [Liter]	Set-Temperatur [°C]	Max.Temp. 50 °C Stromspeicheräquivalent	Max.Temp. 55 °C	Durschnitt
800	Warmwasser	400	45	3.11 kWh	4.67 kWh	3.89 kWh
	Raumheizung	400	35			
1200	Warmwasser	600	45	4.67 kWh	7.00 kWh	5.83 kWh
	Raumheizung	600	35			
1600	Warmwasser	800	45	6.22 kWh	9.33 kWh	7.78 kWh
	Raumheizung	800	35			



9.7 Anhang 7: Liste aller verwendeten Ecoinvent-Einträge

Tabelle 49: Liste der verwendeten Ecoinvent-Datenbankeinträge für die Modellierung der Speichersysteme und des PV-Energieversorgungssystems.

Systembestandteil	Ecoinvent-Eintrag	Skalierung
Standard Warmwasserspeicher	Hot water tank, 600l	0.44
Luft- Wasser Wärmepumpe	Heat pump, brine-water, 10kW	Grösse skaliert von 10 auf 5 kW, Umwandlung von Luft- zu Wasser-Wärmepumpe (1.8)
Wechselrichter (PV)	Inverter, 2500W, at plant	Skaliert von 3 kWp auf 7.2 kWp, Faktor 0.8
PV-Panels	Photovoltaic panel, multi-Si, at regional storage	Skaliert von 3 kWp auf 7.2 kWp unter Berücksichtigung höherer Leistungsdichte (Faktor 0.856)
Montagevorrichtung (PV)	slanted-roof construction, mounted, on roof	Skaliert von 3 kWp auf 7.2 kWp unter Berücksichtigung höherer Leistungsdichte (Faktor 0.856)
Elektrische Installation (PV)	electric installation, photovoltaic plant, at plant	Skaliert von 3 kWp auf 7.2 kWp, Faktor 0.9
Transport und Elektrizität für PV-Module	transport, freight, light commercial vehicle; transport, freight, lorry, fleet average; electricity, low voltage, at grid	Skaliert von 3 kWp auf 7.2 kWp, Faktor 0.9
Kabel (Gesamtsystem)	Cable, three-conductor cable	20 m
Thermischer Speicher (Kombispeicher, Mittel, 800 l)	Hot water tank, 600l	Siehe Tabelle 47
Elektrochemischer Speicher (Lithium-Ionen-Batterie, Mittel)	Inverter, 2500W, at plant Battery, rechargeable, prismatic, LiNCM, at plant Steel, low-alloyed, hot rolled	Siehe Tabelle 46
Steuerungseinheit für das Gesamtsystem (Stromnetz-Anschluss, Systemregler, Batterie- Stromsensor, Messumformer)	Electronics, for control units	1 kg