



Projekt EKOSTORE

Hybride, dezentrale Eigenenergieversorgung durch die Systemkombination von Batteriespeicher, Photvoltaik und (Mikro/Mini) Blockheizkraftwerk

# ABSCHLUSSBERICHT

Projekt EKOSTORE:

Hybride, dezentrale Eigenenergieversorgung durch die Systemkombination von Batteriespeicher, Photovoltaik und (Mikro/Mini) Blockheizkraftwerk

Antragsteller:

Prof. Dr. Petra Denk

Prof. Dr. techn. Alfons Haber

Prof. Dr.-Ing. Karl-Heinz Pettinger

Prof. Dr.-Ing. Tim Rödiger

Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut



Bayerische  
Forschungstiftung

Gefördert durch die

## **Inhalt**

1	ALLGEMEINE ANGABEN ZUM PROJEKT .....	3
1.1	Bezeichnung des Projekts .....	3
1.2	Förder- und Berichtszeitraum .....	3
1.3	Antragsteller.....	3
1.4	Projektpartner .....	4
2	ZUSAMMENFASSUNG .....	5
3	BERICHTERSTATTUNG ZUM PROJEKT.....	7
3.1	Ausgangssituation .....	7
3.2	Aktueller Erkenntnisstand .....	8
3.3	Arbeiten und Ergebnisse im Projekt .....	9
3.3.1	Definition der Verbrauchsszenarien und Modellierung der Energiesystemsimulation .....	9
3.3.2	Speichergeführte Betriebsstrategie und Systemauswirkungen.....	10
3.3.3	Wirtschaftliche Auswertung der Zielsysteme.....	15
3.3.4	Aufbau des Teststands.....	18
3.3.5	Entwicklung der Anlagensteuerung.....	20
3.3.6	Validierung des Teststands .....	21
3.3.7	Validierung der Simulation.....	24
3.3.8	Erfassung des Bestandsnetzes und Integrationsbedingungen des Zielsystems .....	28
3.3.9	Untersuchung der Netzintegration und des Managements dezentraler Einspeisung .....	29
3.3.10	Auswertung der Netzsimulation und wirtschaftliche Evaluation .....	33
3.4	Projektstatus im Vergleich zu Arbeitsplan und Meilensteinen .....	35
3.5	Darstellung der wirtschaftlichen Auswirkungen für Bayern .....	36
3.6	Zusammenarbeit mit den Verbundpartnern .....	37
4	VERÖFFENTLICHUNGEN IM RAHMEN DES PROJEKTES .....	38
5	LITERATUR.....	40
6	ANHANG .....	42

# 1 Allgemeine Angaben zum Projekt

## 1.1 Bezeichnung des Projekts

Aktenzeichen: AZ-1140-14

Hybride, dezentrale Eigenenergieversorgung durch die Systemkombination von Batteriespeicher, Photovoltaik und (Mikro/Mini) Blockheizkraftwerk

## 1.2 Förder- und Berichtszeitraum

Förderzeitraum: 1.3.2015 – 28.02.2018 nach Verlängerung bis 31.08.2018

Berichtszeitraum: 1.3.2015 – 31.08.2018

## 1.3 Antragsteller

Antragsteller:

Prof. Dr. Petra Denk

Prof. Dr. techn. Alfons Haber

Prof. Dr.-Ing. Karl-Heinz Pettinger

Prof. Dr.-Ing. Tim Rödiger

Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut  
Technologiezentrum Energie  
Wiesenweg 1  
94099 Ruhstorf a. d. Rott

Tel. 0871 / 506 269

Fax 0871 / 506 9269

tim.roediger@haw-landshut.de

## 1.4 Projektpartner

Projektpartner:

WOLF GmbH (Ansprechpartner: Herr Hans Grauschopf)  
Industriestraße 1  
84048 Mainburg

emz - Hanauer GmbH & Co KGaA (Ansprechpartner: Herr Josef Irlbacher)  
Siemensstraße 1  
92507 Nabburg

Saft Batterien GmbH (Ansprechpartner: Frau Susan Palenta)  
Löffelholzstraße 20  
90441 Nürnberg

Stadtwerke Straubing GmbH (Ansprechpartner: Herr Günter Winter)  
Sedanstraße 10  
94315 Straubing

Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut (Ansprechpartner: Herr Prof. Dr.-Ing. Tim Rödiger)  
Am Lurzenhof 1  
84036 Landshut

## 2 Zusammenfassung

Die im Förderzeitraum des Forschungsprojektes EKOSTORE erfolgten Arbeiten und erzielten Ergebnisse sind im Folgenden zusammengefasst.

Zur Verminderung des Primärenergieverbrauchs werden zukünftig dezentrale Energieversorgungskonzepte eine entscheidende Rolle einnehmen. Im Projekt EKOSTORE wurde durch die Projektpartnern WOLF GmbH, emz - Hanauer GmbH & Co KGaA, Saft Batterien GmbH, Stadtwerke Straubing GmbH und Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut untersucht, wie sich unterschiedliche Systeme wie Blockheizkraftwerk, Photovoltaik-Anlage, elektrischer und thermischer Energiespeicher intelligent betreiben lassen, so dass das Gesamtsystem (EKOSTORE-Energiesystem, vgl. Abbildung 1) eine hohe Nachhaltigkeit aufweist. Dabei wurden verschiedene energietechnische und wirtschaftliche Zielgrößen, wie der elektrische Autarkiegrad, die Gesamtannuität der Investition und die Auswirkungen des Betriebs des EKOSTORE-Systems auf das Stromnetz berücksichtigt.

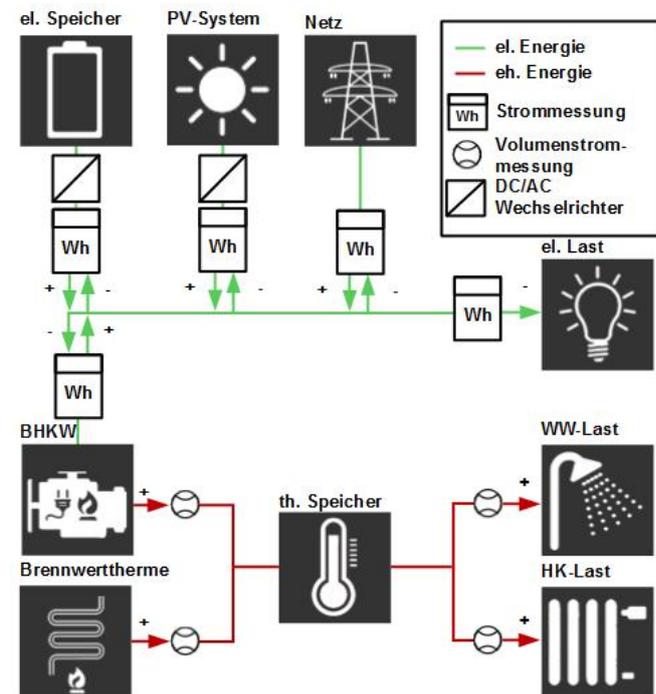


Abbildung 1 – EKOSTORE-Energiesystem

Für den Leistungsbereich von kleineren und mittleren Mehrfamilienhäusern wurde die (elektro)speichergeführte Betriebsstrategie für Blockheizkraftwerke entwickelt. Im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb wurden folgende Zielsetzungen für die Anlagensteuerung herausgearbeitet und umgesetzt:

- Vermeidung von Einspeisung von Blockheizkraftwerk-Leistung in das Stromnetz zur Erhöhung des elektrischen Autarkiegrades und zum wirtschaftlichen Betrieb des Blockheizkraftwerkes.
- Minimierung der Einspeisung von Photovoltaik-Leistung in das Netz zur Erhöhung des elektrischen Autarkiegrades und Schutz des Netzes vor hoher Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen.
- Maximierung der Zyklenzahl des elektrischen Energiespeichers bei technisch sinnvoller Dimensionierung.

Durch die speichergeführte Betriebsstrategie kann die Netzbezugs- und Einspeisecharakteristik des Systems im Vergleich zum herkömmlichen, wärmegeführten Blockheizkraftwerken deutlich verbessert werden. Der Grundgedanke der Betriebsstrategie ist es, den Betrieb des Blockheizkraftwerks auf den Ladungszustand des elektrischen Energiespeichers auszurichten. Somit erhöht sich die Anzahl der Betriebszyklen des Blockheizkraftwerks pro Tag bei einer höheren Ausnutzung des elektrischen Energiespeichers. Dies führt zu einer Erhöhung des elektrischen Autarkiegrades im Vergleich zum Energiesystem mit wärmegeführtem Blockheizkraftwerk sowie Systemen die nur Photovoltaik und elektrischen Energiespeicher aufweisen.

Bestätigt wird die Wirkungsweise der speichergeführten Betriebsstrategie durch den im Projekt EKOSTORE angewendeten gekoppelten Ansatz von einerseits Energiesystems simulation in definierten Verbrauchsszenarien und andererseits der Validierung der Simulationen und Betriebsstrategien am Demonstratorsystem. Das Projekt zeigt, dass angepasste Betriebsstrategien für dezentrale Energiesysteme wirtschaftliches Optimierungspotential bieten und die Kopplung von Energiesystemen mit elektrischen Speichern in Zukunft eine Schlüsselstellung einnimmt.

Der Aufbau und Betrieb des hochinstrumentierten und erweiterbaren Teststands für dezentrale Energiesysteme war erfolgreich. Insbesondere wurden Erkenntnisse in den folgenden Bereichen erzielt:

- Das Zusammenspiel des Blockheizkraftwerkes und der Brennwerttherme ist essenziell bei Umsetzung komplexer Betriebsstrategien.
- Der Einfluss der Ansprechgeschwindigkeit des Batteriespeichers auf den elektrischen Autarkiegrad ist signifikant.
- Das zeitabhängige Verhalten der Einzelkomponenten muss durch Messungen am Teststand ausgewertet werden, um das Gesamtsystem zuverlässig zu steuern.

Die Auswertung der Simulationsdaten in Bezug auf die verschiedenen Betriebsstrategien konnten experimentell bestätigt werden. Somit konnte gezeigt werden, dass mit Hilfe prüfstandsvalidierter Energiesystemssimulation neue Betriebsstrategien für dezentrale Energiesysteme entwickelt werden können.

Anhand der Modellierung und Entwicklung der Energiesystemssimulation konnten vereinfachte und am Teststand validierte Modelle für dezentrale Energiewandlungsanlagen und Energiespeicher umgesetzt werden. Die im Projekt EKOSTORE entwickelte speichergeführte Betriebsstrategie führt zu einer wirtschaftlichen Verbesserung des EKOSTORE-Energiesystems im Vergleich zu anderen Systemkombinationen und herkömmlichen Betriebsstrategien. Die wirtschaftliche Auswertung des EKOSTORE-Systems in speichergeführter Betriebsweise zeigt, dass die Vergütung für die Netzeinspeisung des Blockheizkraftwerkes unerheblich ist. Im Vergleich zum konventionellen System mit Deckung des thermischen Bedarfes durch eine Brennwerttherme und Teildeckung des Strombedarfes durch eine Photovoltaikanlage gilt:

- dass ein hoher Strompreis, eine hohe Strompreisseteigerung, eine hohe Vergütung der selbstverbrauchten Leistung des Blockheizkraftwerkes,
- eine geringe Gaspreisseteigerung, geringe Investitionskosten für das Blockheizkraftwerk und den elektrischen Energiespeicher sowie eine niedrigere Vergütung für die Photovoltaik-Leistung

günstige Randbedingungen für die Investition in das EKOSTORE-System darstellen. Die konkrete Analyse im Vergleich mit anderen Systemkombinationen im Mehrfamilienhausbereich mit acht Wohneinheiten zeigt, dass das System Brennwerttherme mit Photovoltaik aktuell das wirtschaftlichste System ist, im Wesentlichen auf Grund seiner geringen Investitionskosten und der Vergütung für Photovoltaik Einspeisung. Das EKOSTORE-System im speichergeführten Betrieb erreicht die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum Szenario Brennwerttherme und Strombezug aus dem Netz ab einem Strompreis von ca. 28 ct/kWh, wobei im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb ein Vorteil von 2 ct/kWh erzielt wird. Ab einem Strompreis von ca. 35 ct/kWh würde das EKOSTORE-System mit speichergeführter Betriebsweise zum wirtschaftlichsten System werden.

Auf Grundlage einer ausführlichen Betrachtung der Auswirkung einer höheren Verbreitung des EKOSTORE-Energiesystems auf die Versorgungsnetze können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Aktuell betriebssichere Versorgungsnetze werden durch das EKOSTORE-Energiesystem bei Nutzung der speichergeführten Betriebsstrategie nicht zusätzlich belastet.
- Die Dimensionierung der Versorgungsnetze kann auch bei Durchdringung von Energiesystemen mit hohem elektrischem Autarkiegrad nicht leistungsschwächer erfolgen. Die daraus resultierenden netzbezogenen Kosten für den Bau, Betrieb und Instandhaltung bleiben gleich.
- Bezogen auf den Energiepreis und die Netzkosten können aktuell genutzte Tarifsysteme nicht wirtschaftlich fortgeführt werden. Eine Einführung einer gesonderten (höheren) Leistungskomponente für den Bezug von elektrischer Energie unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens bzw. der resultierenden Vorgaben ist anzudenken, um so die gleichbleibenden Netzkosten bei Abnahme der verteilten elektrischen Energie decken zu können.

## 3 Berichterstattung zum Projekt

### 3.1 Ausgangssituation

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zeichnen sich durch hohe Primärenergienutzungsgrade von bis zu 90 % infolge der gleichzeitigen Nutzung von Strom und anfallender Abwärme bei der Energiewandlung aus. Durch die Reduzierung des Brennstoffbedarfs im Vergleich zur getrennten Strom und Wärmebereitstellung werden Schadstoffemissionen sowie der Primärenergieeinsatz deutlich reduziert (von z.B. bis zu 30 %) [Nowak2010]. In der Industrie wird, bedingt durch einen dauerhaft und ganzjährig hohen Bedarf an (Prozess-) Wärme und Strom, in vielen Branchen das große Potential für den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bereits umgesetzt.

Anders sieht es in kleinen Leistungsklassen ( $< 30 \text{ kW}_{el}$ ) für die Versorgung privater Haushalte/ Wohnblöcke, Niedrigenergiesiedlungen und gewerblichen Gebäuden aus: Der Anteil an Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in diesem Bereich (nahezu ausschließlich Mini/Mikro-Blockheizkraftwerke (BHKW)) liegt bisher bei ca. 1 % und die Wärmebereitstellung erfolgt größtenteils durch reine Wärmeerzeuger [Serafin2009]. Kleine Ein- und Mehrfamilienhäuser können im Vergleich zu konventionellen Wärmeversorgungskonzepten nicht wirtschaftlich durch ein wärmegeführtes BHKW versorgt werden, wobei im Falle der Einfamilienhäuser eine Investitionskostenreduktion von 30 % vorgeschlagen wird, um wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu erzielen [Fuchs2017]. Erst bei größeren Mehrfamilienhäusern stellt sich die Wirtschaftlichkeit ein, wobei dies auf die höheren Stromgutschriften bei der Berechnung der Wärmebereitstellungskosten zurückzuführen ist [Fuchs2017]. Diese Analyse deutet darauf hin, dass die Investitionskosten in die BHKW-Technologie sowie die Nutzung der erzeugten Strommenge signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Die neu installierte Photovoltaik (PV)-Leistung lag im Jahr 2017 in Bayern bei  $418,6 \text{ MW}_{Peak}$  bei einer durchschnittlichen Anlagengröße von  $24,4 \text{ kW}_{Peak}$  [BSW2018]. Etwa 20 % der neu in Betrieb genommenen PV-Anlagen liegen bundesweit im Leistungsbereich bis  $10 \text{ kW}_{Peak}$  [BSW2018]. Der Zubau von elektrischen Energiespeichersystemen (EES) mit Kopplung von Photovoltaiksystemen betrug im Jahr 2016 bundesweit 22.517 Anlagen (davon 42 % des Zubaus in Bayern) mit durchschnittlicher nutzbaren Batteriekapazität von  $6,78 \text{ kWh}$  [Figgenger2017]. Bei der Neuinstallation von Photovoltaik-Anlagen kleiner  $10 \text{ kW}_{Peak}$  im Wohnsektor<sup>1</sup> ist die Nutzung eines EES derzeit nicht wirtschaftlich darstellbar [Graulich2018], wobei hier die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur PV-Anlage ohne EES als Vergleichsgrundlage dient. Für PV-Bestandsanlagen, für die nach dem Ende der EEG-Vergütungsfrist von 20 Jahren ein neues Betreiberkonzept benötigt wird, ist die Installation eines EES nur dann wirtschaftlich, wenn von künftig steigenden Strompreisen oder noch stärker sinkenden Speicherpreisen ausgegangen wird [Graulich2018]. Die aktuellen Installationszahlen von EES belegen aber, dass unabhängig von der relativen Wirtschaftlichkeit von EES als Heimspeichersystem insbesondere in Bayern dem Wunsch nach einer sicheren und unabhängigeren Stromversorgung Ausdruck verliehen wird.

Werden einerseits BHKW-Systeme und andererseits PV-EES Systeme kombiniert, entsteht ein komplexes elektrisch und thermisch gekoppeltes Energiesystem. Für die Steuerung von BHKW-Systemen im kleinen Leistungsbereich kommt üblicherweise der wärmegeführte Betrieb zum Einsatz. Beim wärmegeführten Betrieb folgt das BHKW dem Wärmebedarf bzw. dem Zustand des thermischen Energiespeichers (TES). Wird ein Temperatursollwert im oberen Speicherbereich unterschritten, startet das BHKW. Der Ausschaltbefehl erfolgt, sobald ein Sollwert im unteren Speicherbereich überschritten wird. Das BHKW besitzt im Vergleich zur elektrischen Leistungsbereitstellung durch die PV-Anlage eine höhere Flexibilität beim Zeitpunkt der Bereitstellung der elektrischen Leistung, da die Leistungsbereitstellung der PV-Anlage durch die aktuellen Wetterbedingungen definiert wird. Durch die Ausrichtung des BHKW auf den Zustand des TES im

---

<sup>1</sup> Ohne Berücksichtigung von Hauseigentümergeinschaften oder Mieterstrom-Modelle

wärmegeführten Betrieb, wird das Potential zum elektrischen Leistungs- und Energieausgleich des Energiesystems mit PV-Anlage und EES nicht erschöpft, wobei insbesondere im Zuge der Energiewende eine Flexibilisierung der elektrischen Leistungsbereitstellung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gefordert wird<sup>2</sup>.

### 3.2 Aktueller Erkenntnisstand

Für BHKW gibt es bereits verschiedene Betriebsstrategien, je nach Anwendungsfall und verwendeter BHKW-Technologie. Hawkes und Leach [Hawkes2006] geben eine ökonomische Bewertung über drei grundlegende Betriebsstrategien von BHKW-Systemen, nämlich wärmegeführt, stromgeführt und kostengeführt, wobei die kostengeführte eine Mischform von wärmegeführt und stromgeführt ist. Hawkes und Leach beschreiben, dass auch wenn BHKW-Systeme durch die thermische Kopplung immer den thermischen Restriktionen des zu versorgenden Objektes unterliegen, es nicht notwendig ist das BHKW wärmegeführt zu betreiben. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass die kostengeführte Mischform zum Betrieb eines BHKW (ohne Betrachtung von EES) zur Deckung des typischen Energiebedarfes eines Wohnhauses im Vereinigten Königreich am wirtschaftlichsten ist.

Karmacharya et al. [Karmacharya2013] beschreiben ein dezentrales Energiesystem, bestehend aus BHKW, einer Kleinwindenergieanlage und einer PV-Anlage (ohne EES) zur Versorgung von im Vereinigten Königreich typischen Einfamilienhäusern. Es wird betont, dass der Beitrag des BHKW zur elektrischen Versorgung maßgeblich durch den thermischen Bedarf des Einfamilienhauses definiert wird und ein maßgeblicher Anteil (19 % Einfamilienhaus mit drei Schlafzimmern sowie 11 % beim Einfamilienhaus mit vier Schlafzimmern) der elektrischen Leistung aus BHKW, PV-Anlage und Kleinwindenergieanlage ins Stromnetz abgegeben wird. Karmacharya et al. weisen explizit auf den weiteren Forschungsbedarf in Bezug auf variable Tarifstrukturen für elektrische Leistung, die Dimensionierung der Systemkomponenten sowie auf das Potential von TES und EES hin.

Schütz et al. [Schütz2018] haben mittels einer, auf die in Deutschland geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen abgestimmten, mathematischen Optimierung dezentrale Energiesysteme im Größenbereich Einfamilienhaus sowie im Bereich von mittleren und großen Mehrfamilienhäusern untersucht. Im Allgemeinen stellen Schütz et al. fest, dass die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen einen wesentlichen Einfluss auf die optimale Zusammenstellung und Dimensionierung der Systemkomponenten wie z. B. BHKW, PV-Anlage und EES haben. Im Speziellen stellen sie fest, dass EES unter aktuellen Rahmenbedingungen in keiner Größenklasse wirtschaftlich betreibbar sind, wobei Schütz et al. überdurchschnittlich günstige EES angenommen haben. Sie stellen darüber hinaus fest, dass die Kombination von BHKW und PV-Anlage unter aktuellen wirtschaftlichen Bedingungen in den beiden Mehrfamilienhaus Kategorien am wirtschaftlichsten ist, wobei Schütz et al. ebenfalls überdurchschnittlich günstige BHKW und eine üblicherweise nicht praktizierte thermische Alleinversorgung durch das BHKW angenommen haben. Werden die Vergütungen und Boni für die Investition und den Betrieb von PV-Anlagen und BHKW herausgerechnet, verschiebt sich die Wirtschaftlichkeit hin zu Systemen mit Brennwerttherme (BWT), PV-Anlage und EES.

Houwing et al. [Houwing2008] untersuchten ebenfalls die Verwendung von BHKW und EES zur Versorgung von Einfamilienhäusern. Sie stellen fest, dass die Berücksichtigung realistischer Verbrauchsprofile zur Evaluation von Energieversorgungskonzepten, sowie die Berücksichtigung nicht perfekter Prognosen dieser Verbrauchsprofile zu wichtigen zukünftigen Forschungsthemen zählen. Insbesondere weisen sie darauf hin, dass die Kombination von BHKW und EES wirtschaftliche Vorteile bieten kann.

Im Forschungsbericht des RRI [Lödige2016] werden KWK-Anlagen im niedrigen Leistungsbereich betrachtet. Das betrachtete Energiesystem weist keinen EES auf und geht nicht im Speziellen auf PV-Anlagen ein. Es

---

<sup>2</sup> <https://www.bundesregierung.de>: Kraft-Wärme-Kopplung, abgerufen am 10.02.2019

wird ein stochastisch-heuristisches Optimierungsverfahren mit ergänzender rein heuristischer Ad-hoc-Strategie verwendet. Das RRI kommt zu dem Schluss, dass eine Implementierung von Prognosealgorithmen für die thermische und elektrische Last zur Einsatzplanung des BHKW nötig ist und dass die Dimensionierung der Systemkomponenten BHKW und TES einen direkten Einfluss auf die Betriebsflexibilität des BHKW haben.

Im Forschungsprojekt Ine-Ves wird ein zum Projekt EKOSTORE identisches Energiesystem betrachtet. Es wird eine Kombination von einer optimierten Regelung und situationsgesteuerter Nachregelung verwendet [IWES2017]. Das BHKW zeigt aufgrund der gewählten Einflussparameter im kostenoptimierten Fall ein Betriebsverhalten mit hohen täglichen Laufzeiten. Die CO<sub>2</sub>-emissionsoptimierte Betriebsart des Ine-Ves Projektes weist eine Charakteristik mit einer erhöhten Anzahl kürzerer Betriebszyklen des BHKW und vermiedener BHKW-Netzeinspeisung auf.

### 3.3 Arbeiten und Ergebnisse im Projekt

#### 3.3.1 Definition der Verbrauchsszenarien und Modellierung der Energiesystemssimulation

In der Definitionsphase der Szenarien des Projektes EKOSTORE wurden zunächst die Verbrauchsszenarien zur Energiesystemssimulation definiert. Grundlegend ist zwischen Einfamilienhaus (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) Systemen zu unterscheiden. Die Kategorien EFH und MFH unterteilen sich nach der Anzahl der Wohneinheiten (WE) bzw. Anzahl der Personen (PE). Zusätzlich gibt es in jeder so entstandenen Kategorie (EFH 3P, EFH 5P, MFH 4WE, MFH 8WE) drei Verbrauchsszenarien (niedrig, mittel und hoch) von Nutzenergie, unterteilt in elektrischen Bedarf<sup>3</sup> sowie Heizungs- und Warmwasserbedarf<sup>4</sup>. Anhand der Verbrauchsszenarien und Kategorien wurden somit 12 Referenzsysteme (vgl. Anhang A 1) definiert, die den betrachteten Anwendungsbereich des EKOSTORE-Energiesystems bestehend aus BHKW, PV-Anlage und EES, TES und BWT abbilden.

Das dynamische Verbrauchsverhalten wird in Form von einminütigen Lastprofilen für elektrische Last sowie Heizungs- und Warmwasserlast definiert. Dabei kamen synthetische Lastprofile nach VDI 4655 [VDI4655] sowie vom Fraunhofer-Institut ISE [ISE2018] zum Einsatz. Die Lastprofile des Fraunhofer-Instituts ISE, wurden genutzt um drei neue Mehrfamilienhaus-Verbrauchsszenarien zu erstellen (MFH-ISE-4/8/17WE) (vgl. Anhang A 1). Dadurch konnten die dynamischen Eigenschaften von Lastprofilen in Bezug auf die Prognose von elektrischen Lasten und die Deckung von elektrischen Lastspitzen realistischer abgebildet werden. Die Lastprofile nach VDI 4655 arbeiten mit dem Typtagverfahren, welches dazu führt, dass identische Lastprofile bei gleichen aufeinanderfolgenden Typtagen auftreten. Dies führt zu unrealistischem Prognoseverhalten, weswegen die Verwendung der ISE-Daten im weiteren Projektverlauf bevorzugt wurde. Die Spezifikationen der Systemkomponenten wurden zusammengestellt und durch die Projektpartner WOLF GmbH und Saft Batterien GmbH ergänzt.

Die im Projekt EKOSTORE entwickelte Energiesystemssimulation ist eine in Matlab<sup>®</sup> implementierte skriptbasierte Modellierung des Energiesystems. Der Zustand des Energiesystems wird mittels leistungs-, energie-, temperatur- und massenstrombasierter Modelle berechnet, wobei eine zeitliche Auflösung von einer Minute genutzt wird. Es folgt eine Beschreibung der Modelle der jeweiligen Systemkomponenten:

- Das BHKW sowie die BWT werden als leistungs-basierte Black-Box Modelle implementiert. Die thermische Leistung des Erzeugers wird dabei über einen temperaturabhängigen Wirkungsgrad beschrieben. Das BHKW weist im Betrieb eine konstante elektrische Nennleistung sowie eine konstante Brennstoffleistung auf.

---

<sup>3</sup> Elektrische Bedarf nach statistischer Auswertung von Stromverbräuchen für Deutschland im Jahr 2014 [co2online2016]

<sup>4</sup> Jährliche Heizwärme- sowie Warmwasserbedarf nach IWU Wohngebäudetypologie [Loga2015]

- Der TES ist durch ein Schichtmodell [Buckley2012] beschrieben, wobei der Speicher in virtuelle Schichten aufgeteilt wird. Jede Schicht weist aufgrund der Modellierung als Energie- und Massenbilanzraum eine homogene Temperatur auf und steht mit den angrenzenden Schichten und der Umgebung über konvektive Energie- und Massenströme sowie Wärmeleitung in Kontakt.
- Der EES wird durch ein leistungs- und energiebasiertes Black Box Modell beschrieben, vgl. Model 1 [Kazhamiaka2016]. Die Lade- und Entladeleistung wird mittels konstanter Wirkungsgrade anhand der Simulationsschrittweite in die Änderung des Energieinhaltes des Speichers umgerechnet, wobei der maximale und minimale Energieinhalt des Speichers konstant ist.
- Die PV-Anlage wird in der Energiesystemsimulation durch PV-Leistungsprofile<sup>5</sup> repräsentiert.

Anhand der beschriebenen Modelle der definierten Referenzsysteme und der bestehenden wärmegeführten Betriebsstrategie für BHKW wurde die neuartige speichergeführte Betriebsstrategie entwickelt. Der Grundgedanke der speichergeführten Betriebsstrategie für BHKW mit gekoppelten, nicht steuerbaren Erzeugern (PV-Anlage) und EES ist, den Betrieb des BHKW auf den Ladungszustand (englisch State of Charge, (SOC)) des EES auszurichten. Somit werden folgende Zielstellungen realisiert:

- Vermeidung von Einspeisung von BHKW-Leistung in das Stromnetz zur Erhöhung des elektrischen Autarkiegrades und zum wirtschaftlichen Betrieb des BHKW
- Minimierung der Einspeisung von PV in das Verteilnetz zur Erhöhung des elektrischen Autarkiegrades und Schutz des Netzes vor hoher Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen
- Maximierung der Zyklenzahl des EES bei technisch sinnvoller EES-Dimensionierung (Jahresvollzyklen sollten nicht höher als z. B. 600 Zyklen sein, wenn sich eine wirtschaftliche Mindestlebensdauer von 10 Jahren bei 6000 Vollzyklen ergeben soll). Dadurch wird eine ganzjährig gute Ausnutzung des elektrischen Speichers ermöglicht, ohne den EES zu schnell zu verschleifen.

In Abbildung 2 sind die Zustände und Übergangsbedingungen zwischen den Zuständen „Standby“ und „Betrieb“ der im Projekt EKOSTORE entwickelten speichergeführten Betriebsstrategie für BHKW dargestellt. Der Startvorgang wird durch zwei Entscheidungen auf einem Entscheidungspfad definiert. Zunächst wird die Möglichkeit eines Betriebsintervalls des BHKW aus der Sicht des elektrischen Energiesystems ausgewertet (Ein 1/2). Dies ist ein wesentlicher Unterschied zur herkömmlichen wärmegeführten Betriebsstrategie. Der wärmegeführte Betrieb berücksichtigt zur Einschaltung des BHKW den Zustand des TES. Der aktuell gemessene  $SOC_{\text{aktuell}}$  des EES wird mit einem dynamischen Minimalwert  $SOC_{\text{min}}$  verglichen. Wird dieser Mindestwert unterschritten, kann ein Betriebsintervall aus elektrischer Sicht des Energiesystems erfolgen. Der dynamische Minimalwert  $SOC_{\text{min}}$  ist entweder der durch das Batteriemanagementsystem des EES erlaubte Minimalwert des SOC oder wurde durch die Auswertung des prognostizierten Zustandes des elektrischen Energiesystems (vgl. Abbildung 2 unten) dynamisch angepasst. Die zweite Entscheidungs-Abfrage (Ein 2/2) wertet die Möglichkeit eines Betriebsintervalls des BHKW aus thermischer Sicht aus, wobei aber nicht wie im wärmegeführten Betrieb aus thermischer Notwendigkeit ein Betriebsintervall initiiert wird, sondern nur Restriktionen geprüft werden. Diese Prüfung ist notwendig, da sich das BHKW als Teil des Heizsystems am thermischen Bedarf und der Kapazität des TES orientieren muss. Eine geeignete Temperatur im unteren Teil des TES  $T_{\text{TES}}$  wird mit einer definierten Maximaltemperatur  $T_{\text{TES,max,ein}}$  zum Einschalten verglichen. Ist dieser Wert unterschritten, kann ein Betriebsintervall aus thermischer Sicht erfolgen.

### 3.3.2 Speichergeführte Betriebsstrategie und Systemauswirkungen

Der Betriebsstopp des BHKW wird wie in Abbildung 2 dargestellt durch zwei Entscheidungspfade (Aus A) und (B) definiert. Beide Entscheidungspfade sind gleichwertig und sind durch ein logisches „Oder“ verknüpft. Der erste Entscheidungspfad (Aus A) 1/1) wertet die Notwendigkeit eines Betriebsabbruches des BHKW aus thermischer Sicht aus (vgl. Begründung zu Ein 2/2). Zwischen  $T_{\text{TES,max,ein}}$  und  $T_{\text{TES,max,aus}}$  muss eine

---

<sup>5</sup> Insel 8.2 Programm [Insel2018]

ausreichend große Temperaturdifferenz definiert sein, um zu kurze Betriebsintervalle zu vermeiden. Im zweiten Entscheidungspfad (Aus B)) werden zwei Entscheidungsabfragen ausgewertet. Die erste Entscheidungsabfrage (Aus B) 1/2) wertet die Dauer des aktuellen Betriebsintervalls aus, indem die aktuelle Laufzeit des BHKW  $t_{\text{BHKW}}$  mit einer definierten Mindestlaufzeit des BHKWs  $t_{\text{BHKW,min}}$  verglichen wird. Somit werden aus thermischen Effizienzgründen zu kurze Betriebsintervalle des BHKW vermieden. Die zweite Entscheidungs-Abfrage (Aus B) 2/2) wertet die Möglichkeit eines Betriebsstopps des BHKW aus der Sicht des elektrischen Energiesystems aus. Der aktuell gemessene  $\text{SOC}_{\text{aktuell}}$  des EES wird mit einem dynamischen Maximalwert  $\text{SOC}_{\text{max}}$  verglichen. Wird dieser Maximalwert  $\text{SOC}_{\text{max}}$  überschritten, erfolgt ein Betriebsstopp aus elektrischer Sicht des Energiesystems. Der Maximalwert  $\text{SOC}_{\text{max}}$  ist entweder der durch das Batteriemanagementsystem erlaubte Maximalwert des SOC oder wurde durch die Auswertung des prognostizierten Zustandes des elektrischen Energiesystems dynamisch angepasst.

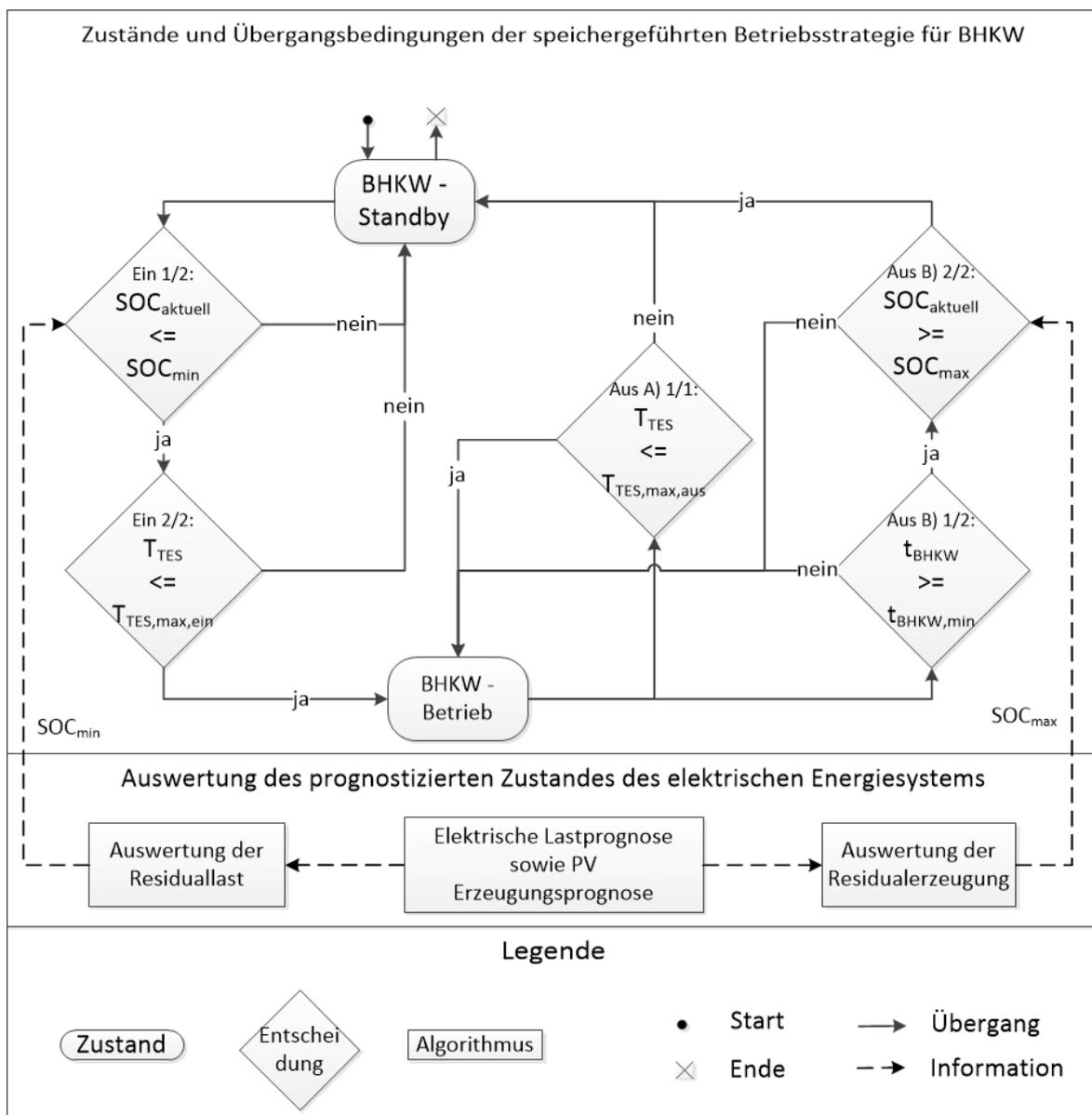


Abbildung 2 - Zustände und Übergangsbedingungen der speichergeführten Betriebsstrategie für BHKW

Die folgenden Auswertungen basieren auf Simulationen des Verbrauchsszenarios MFH-ISE-8WE (siehe Tabelle 10 in Anhang A 1) mit der Systemkombination PV (10 kW<sub>Peak</sub>), BHKW (4 kW<sub>e</sub>) und EES (12 kWh) im

speichergeführten Betrieb (im Folgenden auch EKOSTORE-System benannt). In Abbildung 3 kann der Unterschied zwischen den Funktionsweisen der herkömmlichen wärmegeführten und neuartigen speichergeführten Betriebsstrategie aufgezeigt werden. In Abbildung 3 a) und b) ist die Deckung des elektrischen Energiebedarfes auf der positiven Achse und die überschüssige elektrische Energie auf der negativen Achse in 15 Minuten Blöcken an einem Übergangstag, normiert (also qualitativ) dargestellt. Unterabbildung a) (wärmegeführt) und b) (speichergeführt) unterscheiden sich lediglich durch die unterschiedliche Betriebsstrategien. Der SOC des EES (durchgehende schwarze Linie) ist auf der rechten Achse aufgetragen. Anhand der farblichen Kennzeichnung der Blöcke ist ersichtlich aus welcher Quelle die dargestellte Energiemenge stammt, vgl. Legende in Abbildung 3.<sup>6</sup>

Der wärmegeführte Betrieb (Abbildung 3, a)) weist die folgenden Eigenschaften auf:

- Lange Betriebsintervalle des BHKW durch aktive thermische Lastnachfrage und hohe Pufferkapazität des TES (ca. 4:15 bis 21:15 Uhr)
- Hohe Netzeinspeisung aus PV und BHKW nach Befüllung des EES (ca. 7:30 bis 17:45 Uhr)
- Niedrige Ausnutzung des EES (etwa 1,3 Vollzyklen)

Der speichergeführte Betrieb (Abbildung 3, b)) verändert die Energieflüsse im System wie folgt:

- Kurze Betriebsintervalle des BHKW ohne Netzeinspeisung von BHKW-Leistung (Intervall 1 von ca. 4:15 bis 06:00 Uhr, Intervall 2 von 12:15 bis 15:15 Uhr und Intervall 3 von 18:45 bis zum Ende des Tages)
- Hohe Integration von PV-Leistung in das Energiesystem (eine kleine Menge PV-Energie wird um 13:45 bis 14:00 Uhr aufgrund von Beschränkungen der Leistungselektronik beim Laden des EES in das Netz abgegeben)
- Vermehrte Nutzung des EES (etwa 2 Vollzyklen)

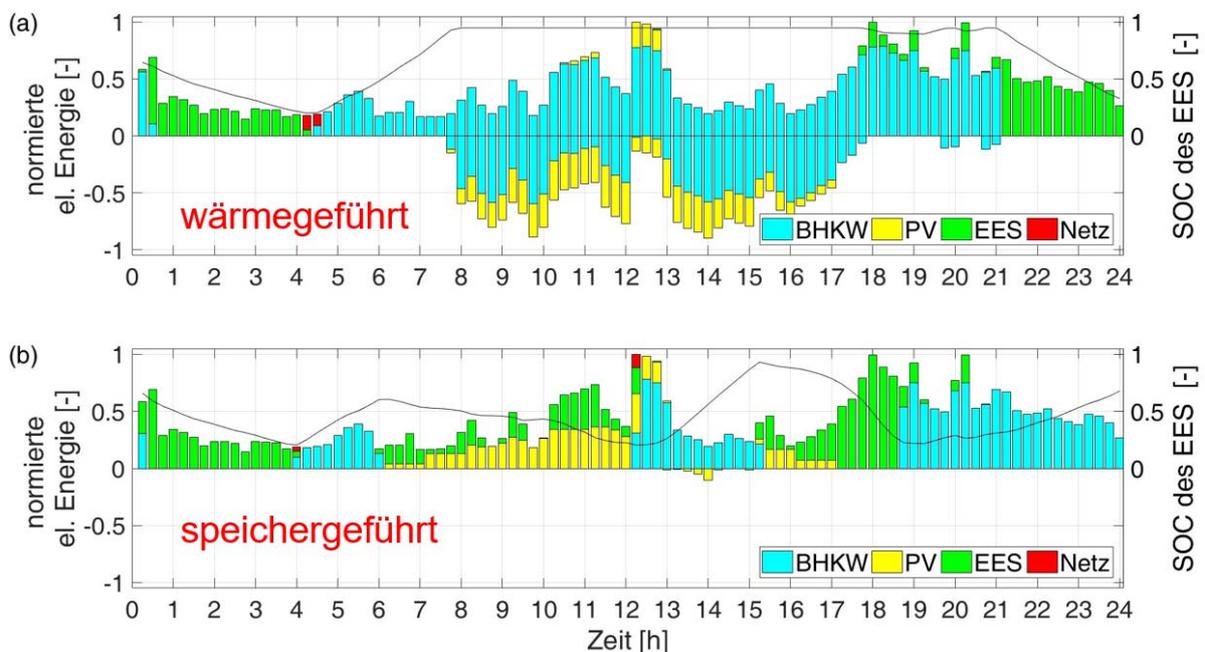


Abbildung 3 - Vergleich des Betriebs an einem Übergangstag (wärmegeführt (a) speichergeführt (b))

<sup>6</sup> In Abbildung 3 ist die zur Ladung des EES genutzte Energiemenge nicht abgebildet und wird nur durch den steigenden SOC abgebildet.

Die Auswertung des elektrischen Energiesystems (vgl. Abbildung 2 unten) der speichergeführten Betriebsstrategie basiert auf dem aktuellen SOC des EES, der elektrischen Lastprognose sowie der Erzeugungsprognose der PV-Anlage. Für einen definierten Zeitraum wird das Energiesystem auf prognostizierte Residuallast und Residualerzeugung hin untersucht. Eine Residuallast ergibt sich, wenn die elektrische Last größer ist als die elektrische Nennleistung des BHKW. Eine Residualerzeugung tritt auf, wenn die Erzeugung durch die PV-Anlage höher ist, als die elektrische Last. Liegt eine prognostizierte Residuallast vor, wird der  $SOC_{min}$  zur Einschaltung des BHKW erhöht, sodass ein Betriebsintervall des BHKW ausgelöst wird. Somit ist ein ausreichend hoher SOC im EES verfügbar, um bei laufendem BHKW die elektrische Lastspitze zu decken. In Abbildung 3, b) kann dieses Verhalten gegen 18:45 Uhr beobachtet werden, da das BHKW anläuft bevor der EES ganz entleert ist, um eine Restkapazität für hohe Lasten (19:00 Uhr) vorzuhalten. Liegt eine prognostizierte Residualerzeugung vor, wird der  $SOC_{max}$  verringert, sodass das BHKW den Betrieb stoppt und den EES nicht weiter lädt. Somit wird erreicht, dass bei Auftreten der Residualerzeugung der SOC des EES die nötige Kapazität aufweist, um die überschüssige PV-Leistung aufzunehmen. In Abbildung 3, b) kann dieses Verhalten gegen 06:00 Uhr beobachtet werden, da das BHKW abschaltet, bevor der EES gefüllt ist um eine Restkapazität für die PV-Einspeicherung vorzuhalten.

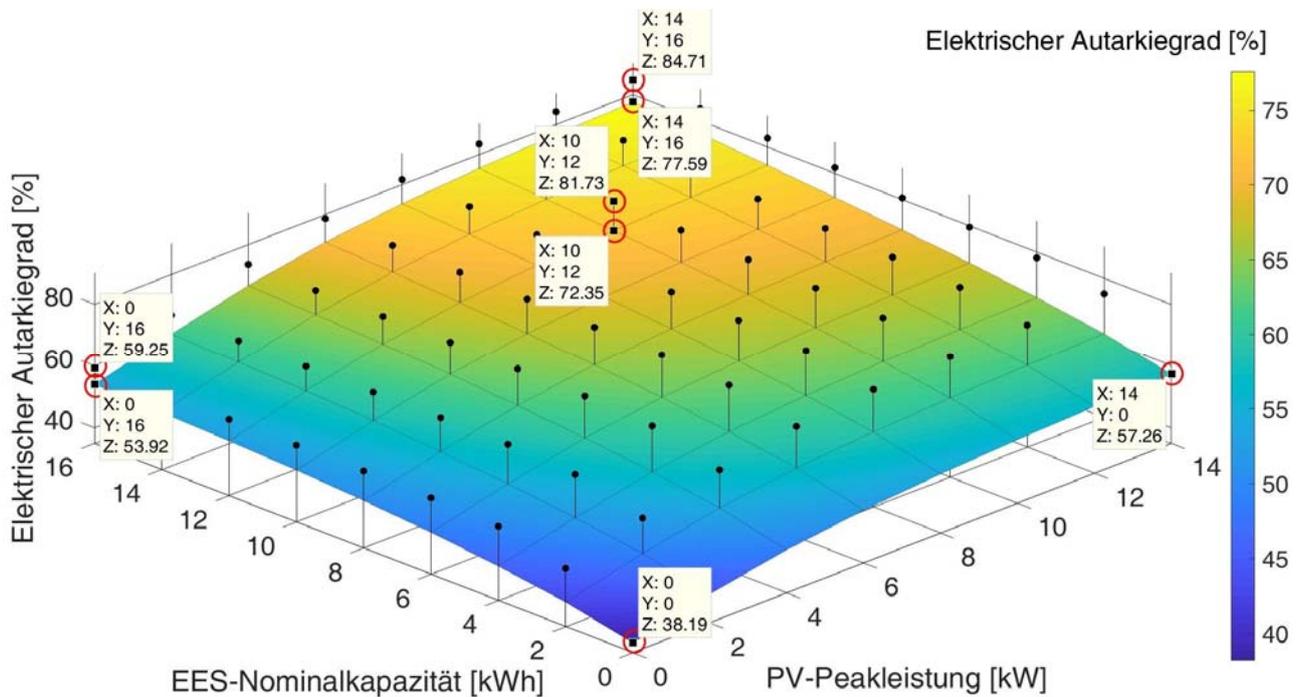
**Tabelle 1 - Technische Auswertung der Betriebsstrategien im MFH-ISE-8WE Szenario**

Parameter	Wert mit speichergeführter Betriebsstrategie	Bemerkung / (% von wärmegeführt)	Einheit
Thermischer Bedarf	26,1	Heizkreis (HK)	MWh
	12,7	Warmwasser (WW)	MWh
Elektrischer Bedarf	20,8		MWh
Elektrischer Autarkiegrad	81,7	(+9,3 %-Punkte von 72,4)	%
Jährliche Vollzyklen EES	615	(+31 % von 469)	1/a
BHKW-Laufzeit	2859	(-22 % von 3661)	h/a
mittlere BHKW-Laufzeit	3,6	(-50 % von 7,2)	h/Intervall
Anfahrvorgänge BHKW	788	(+55 % von 507)	1/a
BWT-Laufzeit	617	(+451 % von 112)	h/a
BHKW-Netzeinspeisung	0,0	(100 % von 2,9)	MWh
PV-Netzeinspeisung	2,2	(-56 % von 5)	MWh

In Tabelle 1 ist die Übersicht des Betriebsverhaltens der EKOSTORE-Systemkomponenten (PV (10 kW<sub>Peak</sub>), BHKW (4 kW<sub>el</sub>) und EES (12 kWh) im Szenario MFH-ISE-8WE) dargestellt. Der elektrische Autarkiegrad<sup>7</sup> wird durch die Nutzung der speichergeführten Betriebsstrategie bei derselben Anlagendimensionierung um 9,3 %-Punkte erhöht. Dies entspricht einer Energiemenge von 1930 kWh, die zusätzlich durch die Energiewandlungsanlagen und Energiespeicher zur Deckung des lokalen elektrischen Bedarfes genutzt wird. Die höchste Steigerung des elektrischen Autarkiegrades erfolgt in der Übergangszeit und ist mit der Abstimmung des BHKW-Betriebs auf die Leistungsbereitstellung aus PV und den SOC des EES zu begründen. Die Autarkiegradsteigerung geht mit einer Erhöhung der täglichen Speicherzyklen um durchschnittlich 0,4 Zyklen pro Tag und somit mit einer Erhöhung der jährlichen Speicherzyklen des EES um 31 % einher. Die erhöhte Ausnutzung des EES wird an Wintertagen und heiteren Tagen im Allgemeinen durch die erhöhte Anzahl an BHKW-Betriebszyklen erzielt. Die durchschnittliche Dauer eines BHKW-Betriebszyklus sinkt um 50 % und die mittlere tägliche Laufzeit des BHKW reduziert sich um 2,2 Stunden pro Tag, womit sich die Jahreslaufzeit des BHKW um 22 % reduziert. Saisonal sinkt die tägliche BHKW-Betriebszeit am stärksten an den heizintensiven Tagen im Winter und in der Übergangszeit. Dies kann durch die Entkopplung des Einschaltkriteriums des speichergeführten BHKW vom thermischen Bedarf erklärt werden. Im Falle eines thermischen Bedarfes und gleichzeitig nicht laufendem BHKW wird die nötige thermische Leistung durch die

<sup>7</sup> Elektrischer Autarkiegrad: Anteil der selbst verbrauchten elektrischen Erzeugung bezogen auf den elektrischen Verbrauch eines Systems bezogen auf einen Bilanzzeitraum (z. B. Jahr).

BWT bei mindestens gleichem Gesamtnutzungsgrad im Vergleich zum BHKW gedeckt. Die Nutzung der BWT nimmt im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb folglich um 450 % zu. Die BHKW Netzeinspeisung wird um 100 % sowie die PV Einspeisung deutlich um 56 % reduziert.



**Abbildung 4 - Variation der EES-Nominalkapazität und PV-Peakleistung im Szenario MFH-ISE-8WE: elektrischer Autarkiegrad**

In Abbildung 4 ist der elektrische Autarkiegrad unter Variation der EES-Nominalkapazität und PV-Peakleistung im MFH-ISE-8WE Szenario mit 4 kW<sub>el</sub> BHKW dargestellt. Die farbige Fläche zeigt den Autarkiegrad mit wärmegeführter Betriebsstrategie und die Stecknadelköpfe den Autarkiegrad mit speichergeführter Betriebsstrategie. Ausgehend vom System ohne EES und PV (incl. 4 kW<sub>el</sub> BHKW) mit 38,2 % Autarkiegrad kann dieser durch die Integration einer PV-Anlage bis 57,3 % erhöht werden. Hier ist kein speichergeführter Betrieb möglich, da kein EES im System vorhanden ist (keine Stecknadelkopf Datenpunkte). Alternativ dazu kann in das System ohne EES und PV (incl. 4 kW<sub>el</sub> BHKW) ein EES integriert werden. Dadurch ergibt sich ein Autarkiegrad von 53,9 % im wärmegeführten Betrieb, der durch die Nutzung der speichergeführten Betriebsstrategie auf 59,3 % erhöht werden kann. Werden EES und PV-Anlage in das System (incl. 4 kW<sub>el</sub> BHKW) integriert sind theoretisch Autarkiegrade bis 100 % erreichbar. Dazu sind sehr große und folglich unwirtschaftliche Anlagendimensionierungen erforderlich. Das MFH-ISE-8WE Szenario wurde bis zu einer Dimensionierung von 14 kW<sub>Peak</sub> PV-Leistung und 16 kWh EES untersucht, wobei sich ein Autarkiegrad von 77,6 % im wärmegeführten Betrieb und durch die Nutzung der speichergeführten Betriebsstrategie der Autarkiegrad von 84,7 % ergibt. Ebenfalls abgebildet ist die Dimensionierung aus Tabelle 1. Wie angemerkt sollte das System nicht aufgrund des elektrischen Autarkiegrades dimensioniert werden, sondern aufgrund technischer und wirtschaftlicher Überlegungen.

Im Projekt EKOSTORE wurde die folgende Methodik zur Dimensionierung der Systemkomponenten BHKW, PV-Anlage und EES bei speichergeführter Betriebsstrategie angewendet:

- BHKW: Das BHKW sollte eine jährliche Laufzeit zwischen 2000 und 4000 Stunden aufweisen, wobei die mittlere Laufzeit nicht zu gering (kleiner 3 Stunden) und nicht zu häufige Anfahrvorgänge auftreten sollten (mehr als 1000 pro Jahr).
- PV: Aus wirtschaftlichen Gründen wurde bei größeren Systemen im MFH Bereich immer die „minimal kleiner als 10 kW<sub>Peak</sub>“ Anlage gewählt. Dies führt zu einem leicht verbesserten

Einspeisevergütungssatz für PV-Leistung und zur Vermeidung der vollen EEG-Umlagepflicht ab 10 kW<sub>Peak</sub> [EEG].

- EES: Der EES wird auf einen Wert der jährlichen Vollzyklen um 600 pro Jahr ausgelegt, wodurch ein hoher elektrischer Autarkiegrad bei mäßigem Systemverschleiß erzielt wird. Da im Projekt EKOSTORE EES mit LiFePO<sub>4</sub>-Technologie untersucht wurden, ergibt sich bei einer angenommenen durch den Hersteller garantierten Vollzyklenzahl von 6000 mindestens eine Lebensdauer von 10 Jahren.

### 3.3.3 Wirtschaftliche Auswertung der Zielsysteme

Ausgehend von den Verbrauchsszenarien wurden die Referenzsysteme mit den Systemkomponenten BHKW, PV, und EES dimensioniert und die Zielsysteme entwickelt. Dabei wurde die im Projekt EKOSTORE entwickelte speichergeführte Betriebsstrategie herausgearbeitet, wobei zunächst die wärmegeführten Referenzsysteme simuliert und ausgewertet wurden. Durch iterative Anpassung der neuen Betriebsstrategien auf die definierten Zielgrößen wurde die speichergeführte Betriebsstrategie final definiert. Dabei wurden Zielsysteme unter den aktuell gültigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgewertet und die in Tabelle 2 dargestellte wirtschaftliche Empfehlung für die einzelnen Verbrauchskategorien entwickelt.

Da aufgrund der hochwertigeren Lastprofile des Fraunhofer-Institut ISE [ISE2018] die Qualität der Simulationsdaten höher als bei den bisher definierten Zielsystemen ist, wird im Folgenden eine detailliertere wirtschaftliche Auswertung des MFH-ISE-8WE Szenarios beschrieben, welches mit dem Szenario MFH-8WE-mittel vergleichbar ist.

Tabelle 2 - Anlagendimensionierung der Zielsysteme

Gebäudetyp	PE / WE	BHKW [kW <sub>el</sub> ]	PV-Anlage [kW <sub>Peak</sub> ]	EES [kWh <sub>Nominal</sub> ]	elektrischer Autarkiegrad [%]
<b>Niedriger Verbrauch</b>					
Einfamilienhaus	3 PE	keine wirtschaftliche Empfehlung für EKOSTORE-System			
Einfamilienhaus	5 PE	keine wirtschaftliche Empfehlung für EKOSTORE-System			
Mehrfamilienhaus	4 WE	keine wirtschaftliche Empfehlung für EKOSTORE-System			
Mehrfamilienhaus	8 WE	3	10	10	81,7
<b>Mittlerer Verbrauch</b>					
Einfamilienhaus	3 PE	keine wirtschaftliche Empfehlung für EKOSTORE-System			
Einfamilienhaus	5 PE	keine wirtschaftliche Empfehlung für EKOSTORE-System			
Mehrfamilienhaus	4 WE	3	6	8	95,4
Mehrfamilienhaus	8 WE	4	10	14	92,3
<b>Hoher Verbrauch</b>					
Einfamilienhaus	3 PE	keine wirtschaftliche Empfehlung für EKOSTORE-System			
Einfamilienhaus	5 PE	keine wirtschaftliche Empfehlung für EKOSTORE-System			
Mehrfamilienhaus	4 WE	3	10	8	93,7
Mehrfamilienhaus	8 WE	5	10	14	93,7
<b>ISE Profile [ISE2018]</b>					
Mehrfamilienhaus	4-WE	3	10	8	88,3
Mehrfamilienhaus	8-WE	4	10	12	81,7
Mehrfamilienhaus	17-WE	8	10	16	82,9

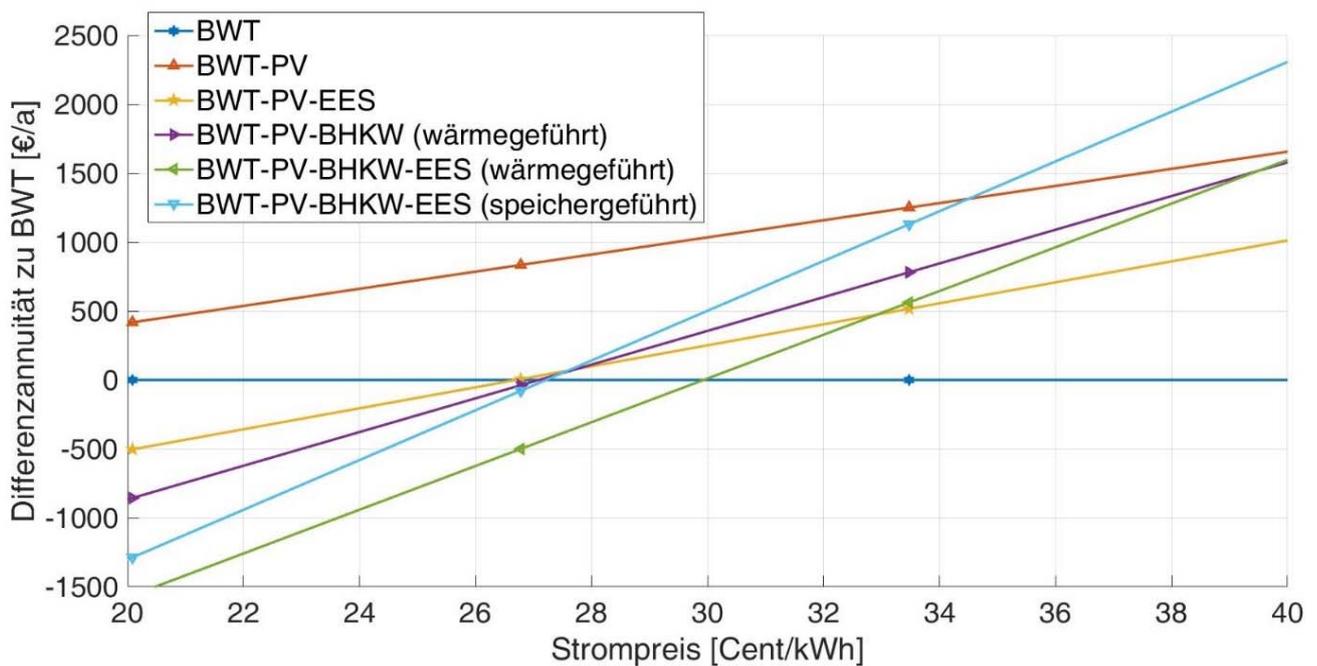


Abbildung 5 - Wirtschaftlicher Systemvergleich bei variierendem Strompreis bei aktuell gültigen Förderbedingungen

Tabelle 3 - Aktuell gültige Förderbedingungen für BHKW, PV und EES

Mini-KWK-Zuschuss [KWKR]	KFW-Kredit 275 [KFW275] <sup>8</sup>	PV-Vergütung für Netzeinspeisung: [EEG]	BHKW-Vergütung für Netzeinspeisung [KWKG]	BHKW-Vergütung für Eigenverbrauch [KWKG]
Ja	Ja	12,2 ct/kWh	8 ct/kWh	4 ct/kWh

In Abbildung 5 ist der wirtschaftliche Systemvergleich im EKOSTORE-System bei variierendem Strompreis<sup>9</sup> für den Strombezug im Szenario MFH-ISE-8WE mit den in Tabelle 3 und Abbildung 6 aufgeführten aktuell gültigen Förderbedingungen dargestellt. Die Systemkomponenten weisen sofern vorhanden die Dimensionierung des EKOSTORE-Systems im Verbrauchsszenario MFH-ISE-8WE auf: PV 10 kW<sub>Peak</sub>, BHKW 4 kW<sub>eI</sub> und EES 12 kWh. Als wirtschaftliche Bewertungsgröße wird die Differenz zweier Gesamtannuitäten<sup>10</sup> [VDI2067] gewählt. Je größer der Wert der Differenzannuität, desto wirtschaftlicher ist die Investition im Vergleich zur gewählten Referenz. Die Differenzannuität wird auf das System BWT bezogen, wobei der variable Einfluss des Strompreises auf das System BWT berücksichtigt wird. Dadurch liegt die Differenzannuität des Systems BWT bei der in Abbildung 5 aufgetragenen Variation des Strompreises stets bei null. Das System BWT deckt den thermischen Bedarf über die BWT und bezieht den kompletten Strombedarf aus dem Netz. Im System BWT-PV übernimmt die BWT die Wärmeversorgung und die PV-Anlage deckt den zeitgleichen elektrischen Verbrauch, wobei die überschüssige Leistung ins Netz abgegeben wird. Das System BWT-PV-EES nutzt den EES zur Einspeicherung von überschüssiger PV-Leistung und senkt

<sup>8</sup> Das Programm „Erneuerbare Energien Speicher“ der KfW wurde zum 31.12.2018 eingestellt.

<sup>9</sup> Für die Versorgung des Szenarios MFH-ISE-8WE wird ein Fixpreis von 95,35 Euro/Jahr angenommen, vgl. aktuelle Strombezugskosten der Stadtwerke Straubing GmbH, abrufbar unter <http://www.stadtwerke-straubing.de>, abgerufen am 18.06.2018.

<sup>10</sup> Berechnung der Gesamtannuität nach VDI 2067 mit 3 % Zins, Bezugsjahr 2017 und mit den in Abbildung 6 angegebenen und ansonsten gültigen wirtschaftlichen Randbedingungen.

durch Ausspeicherung bei geladenem EES den Strombezug aus dem Netz. Im System BWT-PV-BHKW (wärmegeführt) wird der thermische Bedarf durch das wärmegeführte BHKW und im Falle hoher thermischer Lasten durch die BWT gedeckt. Die PV-Anlage und das BHKW decken den zeitgleichen elektrischen Verbrauch, wobei die überschüssige Leistung ins Netz abgegeben wird. Das System BWT-PV-BHKW-EES (wärmegeführt) nutzt den EES zur Einspeicherung von überschüssiger PV- und BHKW-Leistung und senkt durch Ausspeicherung bei geladenem EES den Strombezug aus dem Netz.

Zusammenfassend gilt beim Systemvergleich im Verbrauchsszenario MFH-ISE-8WE in Abbildung 5:

- Das System BWT-PV ist bei aktuellen Strompreisen das wirtschaftlichste System.
- Das System BWT-PV-EES, das wärmegeführte System ohne EES und das Speichergeführte erreichen bei einem Strompreis von ca. 27 ct/kWh die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum Szenario BWT.
- Das wärmegeführte System mit EES erreicht die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum Szenario BWT ab ca. 30 ct/kWh.
- Ab einem Strompreis von ca. 28 ct/kWh ist die Wirtschaftlichkeit des speichergeführten Systems besser als die des Systems BWT-PV-EES.
- Ab einem Strompreis von ca. 35 ct/kWh würde das speichergeführte System das System BWT-PV als wirtschaftlichstes System ablösen.

Insbesondere soll auf die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch die Verwendung der speichergeführten Betriebsstrategie im Vergleich zur Wärmegeführten (mit und ohne EES) hingewiesen werden. Unter aktuellen wirtschaftlichen Randbedingungen und bei gleicher Systemdimensionierung kann die speichergeführte Betriebsstrategie das System BWT-PV-BHKW-EES in die Nähe der relativen Wirtschaftlichkeit in Bezug zum Szenario BWT verbessern. Langfristig kann bei steigenden Strompreisen und verbesserten wirtschaftlichen Rahmenbedingung bei der Investition in komplexe Energiesysteme das speichergeführte System die wirtschaftlichste Option werden.

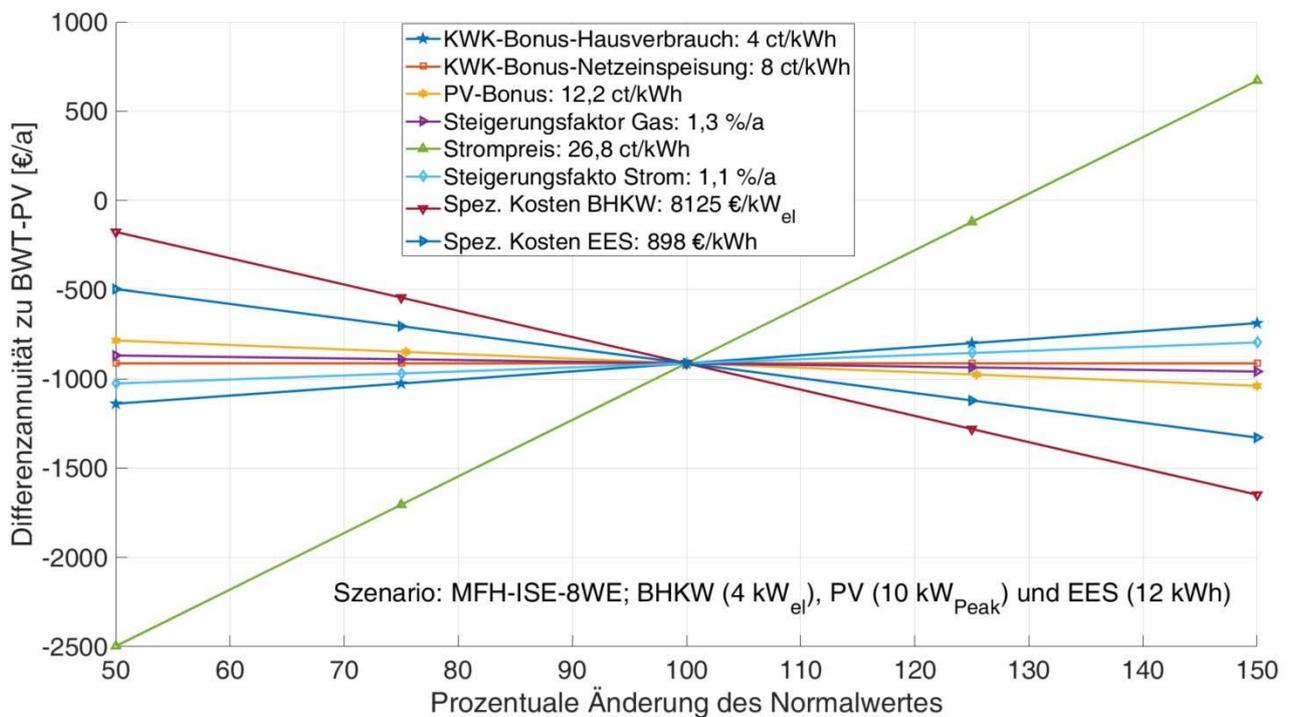


Abbildung 6 - Wirtschaftliche Sensitivitätsanalyse für EKOSTORE-System: Vergleich zu BWT und PV

In Abbildung 6 ist die wirtschaftliche Sensitivitätsanalyse für das EKOSTORE-System im Verbrauchsszenario MFH-ISE-8WE dargestellt. Die in Abbildung 6 aufgetragene Differenzannuität ist durch das System BWT-PV bei ebenfalls variierenden wirtschaftlichen Einflussparametern definiert, da dieses unter den aktuellen wirtschaftlichen Randbedingungen das wirtschaftlichste Versorgungsszenario ist (vgl. Abbildung 5). Durch den höheren elektrischen Autarkiegrad (+53,9 %-Punkte) sowie die reduzierte Netzeinspeisung von PV-Leistung (-2,77 MWh) im Vergleich zum System BWT-PV gilt:

- dass ein hoher Strompreis, eine hohe Strompreissteigerung, eine hohe Vergütung der selbstverbrauchten BHKW-Leistung,
- eine geringe Gaspreissteigerung, geringe Investitionskosten für das BHKW und den EES sowie
- eine niedrigere PV-Vergütung

günstige Randbedingungen für die Investition in das EKOSTORE-System darstellen. Die Vergütung für die Netzeinspeisung des BHKW ist unerheblich für die Wirtschaftlichkeit des speichergeführten Systems sowie des ausgewerteten Vergleichsszenarios BWT-PV.

### 3.3.4 Aufbau des Teststands

Im Folgenden wird der Aufbau des Teststands am Technologiezentrum Energie (TZE) der Hochschule Landshut beschrieben. Nach der Vorbereitung der Infrastruktur für die Einbindung der Einzelkomponenten erfolgte der Aufbau, die Inbetriebnahme und Systemintegration der Komponenten in enger Kooperation mit den Projektpartnern WOLF GmbH und Saft Batterien GmbH.

Die Wärmebereitstellung wird über ein Mikro-BHKW (BHKW) und eine BWT, als Zusatzheizgerät realisiert. Eine Aufstellung der wichtigsten Komponenten des Prüfstandes mit deren maßgeblichen Spezifikationen, welche der Anlagendimensionierung MFH-ISE-8WE (vgl. Abschnitt 3.3.1) entsprechen, ist in Tabelle 4 aufgeführt.

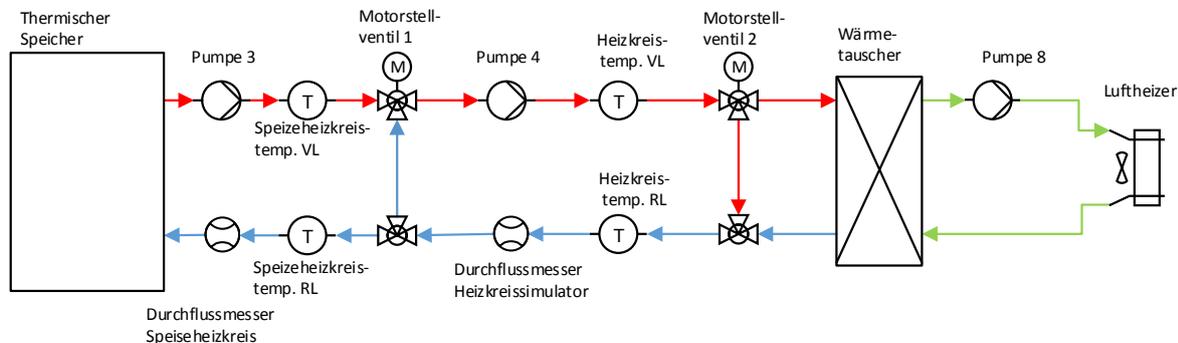
Tabelle 4 – Komponenten des Teststands

Komponente	Typ	Parameter	Nennwert
<b>BHKW</b>	GTK-4, WOLF GmbH	elektrische Leistung	4 kW
		thermische Leistung	12 kW
<b>BWT</b>	CGB-2-24, WOLF GmbH	thermische Leistung	24 kW
<b>PV</b>	(Rechenwert)	elektrische Leistung	10 kW <sub>Peak</sub>
<b>EES mit Wechselrichter</b>	3x Intensium® Home 48 V, Saft Batterien GmbH	Kapazität	12 kWh 237,6 Ah
		max. Ladeleistung	4,1 kW
		max. Entladeleistung	7,6 kW
<b>TES</b>	3x Sunny Island 8.0 H, SMA SPU-2-W, WOLF GmbH	Volumen	960 l
<b>Frischwasserstation</b>	FWS-2-60, WOLF GmbH	thermische Leistung	60 kW

Die Regelung der BWT stellt einen großen Einfluss auf die BHKW-Laufzeit und damit auch auf den EES dar, weil die Systeme über den TES gekoppelt sind. Bei der Regelung der Therme musste ein Kompromiss gefunden werden. Je mehr Energie die BWT dem TES zur Verfügung stellt, desto weniger Laufzeit kann das BHKW realisieren. Nachdem die Energie des BHKW durch den thermischen, sowie den elektrischen Energiespeicher aufgenommen oder direkt verbraucht werden sollte, ist die Deckung der elektrischen Last durch das BHKW abhängig von der Laufzeit der BWT. Das BHKW stellt im Vergleich zur BWT aus thermischer Sicht das trägere System dar und kann vor allem kurzzeitige hohe Leistungsanforderungen durch die Warmwasserlast nicht

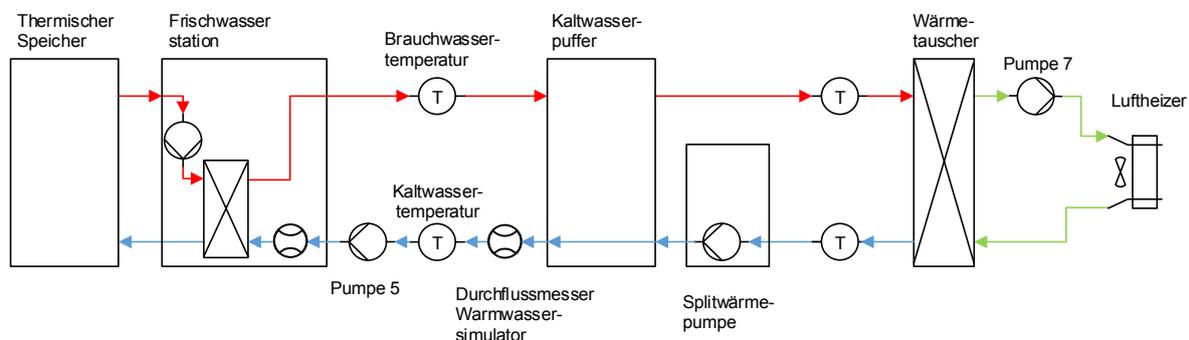
decken. Hohe thermische Lasten sollten durch die BWT gedeckt werden, da die thermische Versorgungssicherheit Priorität vor der Maximierung des elektrischen Autarkiegrades hat.

Beide Wärmeversorger der Anlage speisen die Volumenströme in einen Pufferspeicher (TES). Eine Gesamtansicht des BHKW-Teststands ist in Abbildung 20 (Anhang A 2) dargestellt. Die hydraulische Integration der Einzelkomponenten ist im Hydraulikschema Anhang A 3 dargestellt.



**Abbildung 7 - Verfahrensschema des Heizkreisemulators**

Grundsätzlich sind verschiedene Betriebsmodi der Anlage implementiert. Einerseits wird der Teststandsbetrieb mit Rückkühlung der thermischen Energien realisiert und andererseits wird der Teststand zur Energieversorgung des TZE Bestandsgebäudes (vgl. [E3]) (als realistische Gewerbeeinheit) genutzt. Um ganzjährig definierte Wärmeprofile von Sommer- sowie Wintertagen mit dem Teststand abfahren zu können, wird die Wärmeleistung des Heizwassers über den Heizkreisemulator (HK-Emulator) an die Umgebung abgegeben. Ein Luftheizer dient als Rückkühler des Heizkreisemulators, welcher in Abbildung 7 dargestellt ist.



**Abbildung 8 - Verfahrensschema des Warmwasseremulators**

Analog zum Heizkreisemulator wird auch der Warmwasserverbrauch emuliert (WW-Emulator). Als Verbraucher ist eine handelsübliche Frischwasserstation verbaut. Im Gegensatz zum normalen Haushalt wird das entnommene Wasser nicht abgeleitet, sondern rückgekühlt und in einem Kreislauf wiederverwendet. Durch diesen relativ hohen technischen Aufwand lässt es sich realisieren, dass kein Leitungswasser beim Teststandsbetrieb verbraucht wird. Hierzu ist in der Anlage ein zusätzlicher Wasserspeicher installiert, welcher als Kaltwasserreservoir dient und einem Trinkwasserhausanschluss entspricht. In Abbildung 8 ist das Verfahrensschema des Warmwasseremulators (WW-Emulator) dargestellt.

Neben der thermischen Leistung stellt das BHKW eine elektrische Nennleistung von 4 kW zur Verfügung, welche am Teststand dreiphasig eingespeist und gemessen wird. Im Teststandsbetrieb wird analog zu den Simulationen auch die Leistungsbereitstellung der PV-Anlage zur Verfügung gestellt. Dementsprechend werden parallel zu den Lastprofilen die, den Zeitpunkten entsprechende, Leistung der PV-Anlage eingelesen.

Der am Teststand verbaute EES ist über den Wechselrichter in die Hausenergieversorgung eingebunden und stellt auch die Schnittstelle zur Anlagensteuerung dar.

Im Teststandsbetrieb werden die elektrischen Lasten und Quellen bei jedem Programmzyklus, also im Sekundentakt, bilanziert. Das Ergebnis dieser Berechnung gibt die elektrische Leistung an, die ins Versorgungsnetz abgegeben oder aus diesem bezogen wird. Allerdings fließt für den Teststandsbetrieb nur der BHKW-Strom und der Lade-/ bzw. Entladestrom für das Batteriesystem tatsächlich. Die restlichen Leistungen werden rechnerisch sekundengenau bilanziert.

Im laufenden Teststandsbetrieb werden 104 Werte im Sekundentakt in einer Datenbank (MySQL) gespeichert. Diese Werte unterteilen sich in direkte Messwerte (vgl. Anhang A 4), weiterverarbeitete Rechenwerte, sowie Anlagenzustände. Die Vielzahl an Daten ist dem besseren Einschätzen und Nachvollziehen der Anlagensteuerung, sowie dem Entwicklungsprozess der einzelnen Regelungen geschuldet.

Um die Auswirkungen einer veränderten Betriebsstrategie herausstellen zu können, wurden innerhalb des Projektes im ersten Schritt ein Winter-, ein Sommer- und ein Übergangstag ausgewählt, an welchen die Auswirkungen der Änderungen an der Betriebsweise ermittelt werden können. Die ausgewählten Tage und deren kumulierte Lastdaten sind in Tabelle 5 dargestellt. Die Lastprofile dieser Tage wurden jeweils mit den verschiedenen Betriebsstrategien abgefahren.

**Tabelle 5 - Ausgewählt Typtage und deren Lastdaten**

		<b>Wintertag</b>	<b>Übergangstag</b>	<b>Sommertag</b>
Tag des Lastprofils	[ ]	18	271	161
Kumulierte elektrische Last	[kWh]	54	52	55
Kumulierter PV Ertrag	[kWh]	6	8	57
Kumulierter Warmwasserbedarf	[kWh]	45	32	32
Kumulierter Heizkreisbedarf	[kWh]	200	35	0

Um das stabile Anlagenverhalten nachweisen zu können, wurden auch längere Messungen über 10 Tage realisiert.

### 3.3.5 Entwicklung der Anlagensteuerung

Innerhalb des Projektes wurde das Energiemanagementsystem sowie die Teststandsteuerung des Demonstratorsystems in Zusammenarbeit mit der emz - Hanauer GmbH & Co KGaA entwickelt und umgesetzt. Im ersten Schritt wurde eine Startstrategie basierend auf den definierten Kommunikationsschnittstellen und der speichergeführten Betriebsstrategie entwickelt. Die Software besteht aus getrennten modularen Softwarebausteinen, um Anpassungen am Programmcode effizient durchführen zu können. Dabei werden die Messdaten im ersten Schritt von der Schnittstelle erfasst und an die Anlagensteuerung übergeben. Die Teststandsteuerung übernimmt das Einlesen, Verarbeiten und Ablegen von Messwerten. Nach der Datenverarbeitung wird die speichergeführte Anlagensteuerung über die Aktorik der Anlage umgesetzt.

Im Folgenden wird die softwaretechnische Umsetzung der Anlagensteuerung zusammengefasst. Der Aufbau der Softwarearchitektur ist in Abbildung 9 dargestellt und wird nachfolgend erläutert.

Eine compactRIO Steuereinheit (cRIO) verknüpft die digitalen und analogen Schnittstellen des Teststands mit der Anlagensoftware. cRIO ist eine Steuereinheit mit Echtzeitbetriebssystem wobei über auswechselbare Modulkarten analoge und digitale Ein- sowie Ausgänge angesprochen werden können. Dabei werden Messwerte des cRIO zyklisch an den Hostrechner geschickt und die Leistungsprofile vom Hostrechner an den cRIO. Die vom Hostrechner übergebenen Werte sind, die elektrische Last, die Leistung der PV-Anlage, die entsprechende Außentemperatur sowie die Heiz- und Warmwasserzapfleistung.

Des Weiteren übernimmt der Hostrechner bei der speichergeführten Anlagensteuerung die Aufgabe Prognosen im Bereich der elektrischen Last und der PV-Leistung aus der Reihe der Vergangenheitswerte der elektrischen Last und PV-Leistung zu erstellen. Dabei wird eine Mittelwertbildung über mehrere Tage genutzt, um die Prognosen zu erstellen.

Die Implementierung der Anlagensteuerung erfolgte in mehreren Einzelschritten. Um die Auswirkungen von Veränderungen der Betriebsstrategie abschätzen zu können, wurde im ersten Schritt der wärmegeführte Betrieb hinterlegt. Mit einer vorläufigen Version der speichergeführte Betriebsstrategie ‚speichergeführt Lite‘ konnten erste Erkenntnisgewinne schnell, ohne die Implementierung von Prognosealgorithmen, erzielt werden. In enger Abstimmung mit der Simulation wurde danach der speichergeführte Betrieb implementiert.

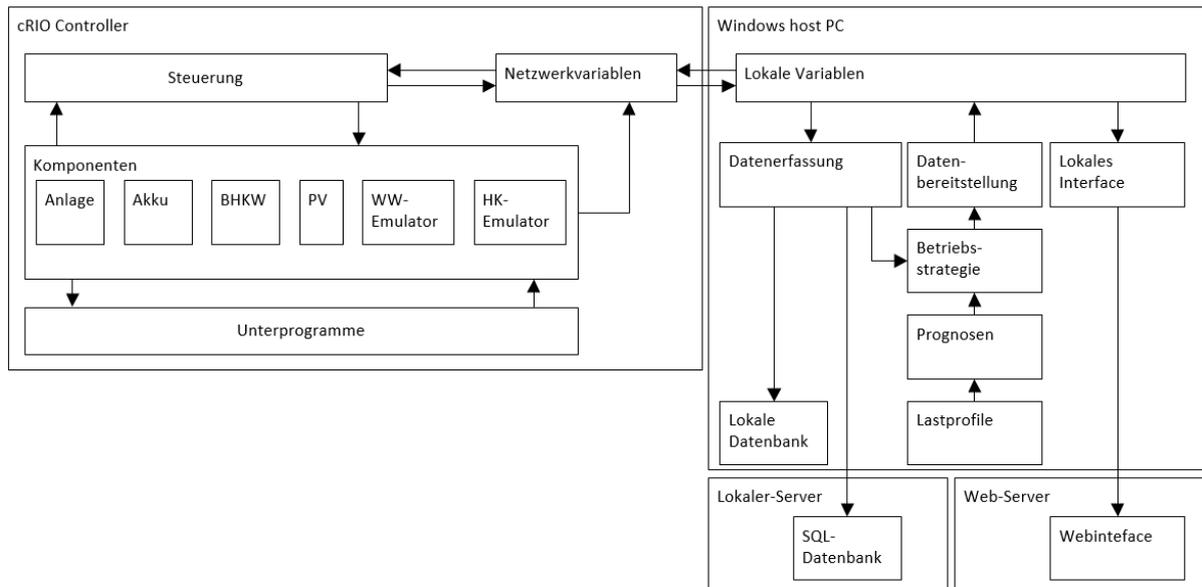


Abbildung 9 - Schematische Darstellung der Softwarearchitektur der Teststandssteuerung

### 3.3.6 Validierung des Teststands

Um das Verhalten der Gesamtanlage in Bezug auf Lastwechsel zu untersuchen, wurden im ersten Schritt die Einzelkomponenten des thermischen, sowie des elektrischen Systems untersucht, um das Ansprechverhalten der einzelnen Reglungen und deren Abweichungen einschätzen und verbessern zu können. Im Anschluss wurde das Zusammenspiel des Gesamtsystems untersucht. Die Untersuchungen der Emulatoren basieren auf rund 300 Stunden Messdauer. Die Datenbasis der simulierten Einzelkomponenten ist um ein Vielfaches größer, da z. B. bei den BHKW-Zyklen auch Messungen aus der Inbetriebnahmephase genutzt wurden.

Auf der thermischen Seite des Systems stellen Warmwasseranforderungen durch die Lastprofile die größten Lastwechsel dar, während der Heizkreis ein verhältnismäßig träges System ist. Diese Lastprofile müssen durch die Emulatoren hinreichend genau abgebildet werden können.

Beim Start eines Heizkreisintervalls, welches durch den Heizkreisemulator abgefahren wird, kann ein Überschwingen der Leistung nicht vermieden werden, weil die kalte Verrohrung des Emulators zwangsweise Energie aufnimmt (vgl. Abbildung 10). Der Mittelwert der Abweichung liegt bei ca. 2,3 % gegenüber dem Sollwert über mehrere Messungen. Betrachtet man jedoch die Anteile der Abweichung, so wird der größte Teil der Abweichung durch Starten des Heizintervalls eingestellt, während ein Anteil von knapp über einem Drittel der gesamten Abweichung im Normalbetrieb liegt. Natürlich sind die Heizintervalle bei Wintertagesprofilen länger, sodass der Einfluss der Starts der Heizintervalle im Verhältnis einen kleineren Einfluss auf das Gesamtverhalten hat (vgl. Abbildung 10 und Tabelle 6). Betrachtet man die Warmwasserlast lässt sich mit dem Warmwasseremulator ein Profil abfahren, das dem Energiebedarf des Lastprofils mit einer Abweichung

von 0,04 % entspricht (vgl. Abbildung 11). Nachdem die Rückkühler der Emulatoren außerhalb des Gebäudes aufgestellt sind, ist eine Abhängigkeit der Güte von der aktuellen Umgebungstemperatur vorhanden.

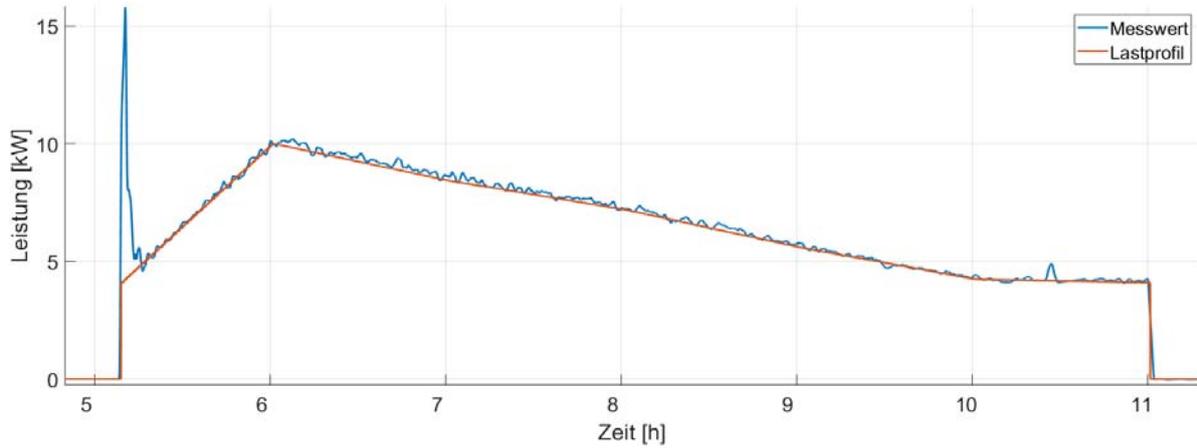


Abbildung 10 - Verhalten des Heizkreisemulators - Sollwert im Vergleich zum gemessenen Wert

Tabelle 6 - Abweichung der Emulatoren in Abhängigkeit der Typtage (HK=Heizkreis, WW=Warmwasserlast)

Tag	[ ]	Wintertag	Sommertag	Übergangstag	gewichtetes Mittel
$\Sigma$ HK soll	[kWh]	199,68	0,00	35,37	
$\Sigma$ HK ist	[kWh]	202,23	---	36,67	
$\Delta P$ HK	[kWh]	2,55	---	1,30	2,05
$\Delta P$ HK	[%]	1,28	---	3,68	2,24
$\Sigma$ WW soll	[kWh]	44,81	32,11	32,00	
$\Sigma$ WW ist	[kWh]	44,82	32,12	32,02	
$\Delta P$ WW	[kWh]	0,01	0,01	0,02	0,01
$\Delta P$ WW	[%]	0,03	0,02	0,06	0,04
Datenbasis	[h]	6*24h	3*24h	4*24h	13*24h

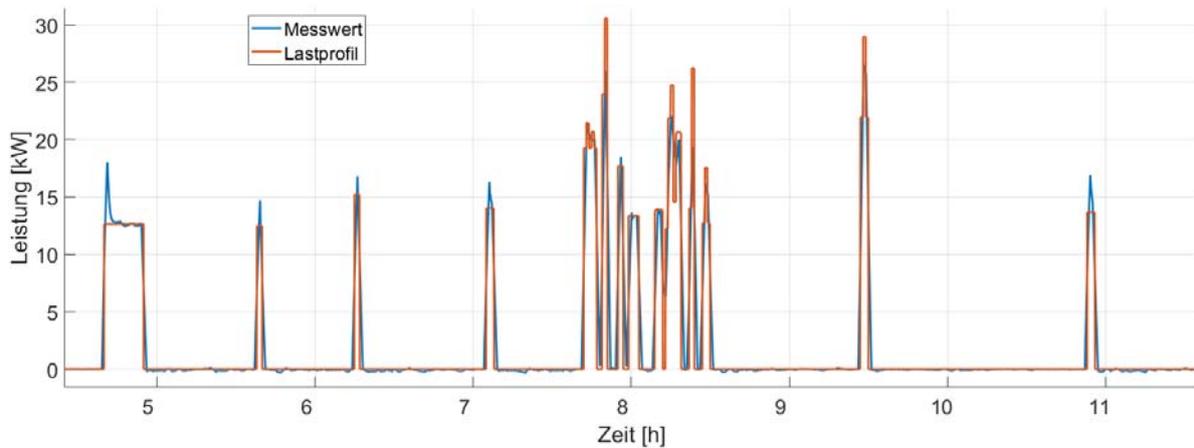
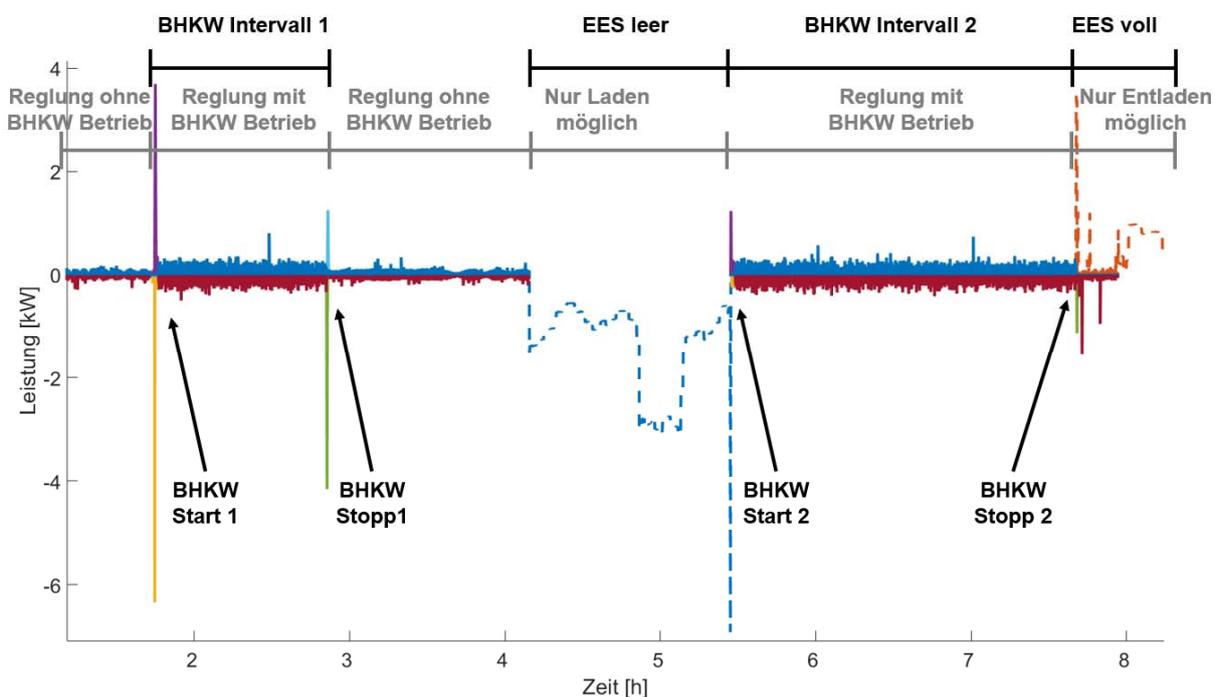


Abbildung 11 - Verhalten des Warmwasseremulators - Sollwert im Vergleich zum gemessenen Wert

Der TES sorgt dafür, dass kurzfristige Änderungen des thermischen Bedarfs nicht direkt durch die Einspeisung thermischer Leistung kompensiert werden müssen. Somit sind Verbraucher und Erzeuger bis zu einem gewissen Grad entkoppelt. Das bedeutet, dass die Erzeuger im Allgemeinen langsamer agieren dürfen als die Verbraucher ohne einen Engpass bei der thermischen Versorgung zu riskieren.

In Abbildung 12 sind die Wechselwirkungen des elektrischen Gesamtsystems mit dem Versorgungsnetz exemplarisch in einem Messzeitraum von ca. 8 Stunden auf Sekundenbasis dargestellt, welche im Folgenden als Residuallast bezeichnet wird. In diesem Zeitraum sind zwei BHKW-Intervalle enthalten. Die Residuallast ist farblich in die jeweils größten Einflussfaktoren unterteilt, um deren Auswirkung auf die Regelung hervorzuheben. Die Residuallast wird über den EES auf null geregelt. Eine positive Abweichung stellt eine Netzeinspeisung dar, während ein negativer Wert einem Strombezug entspricht. Wenn der EES voll beladen (orange gestrichelte Linie) oder vollständig entladen (blau gestrichelte Linie) ist, kann der Speicher nicht agieren und die Residuallast der Anlage kann folglich nicht geregelt werden.



**Abbildung 12 - Wechselwirkungen des elektrischen Gesamtsystems mit dem Versorgungsnetz im Betrieb**

Ein BHKW-Start stellt für die elektrische Regelung die größte Herausforderung dar. Dieser setzt sich aus einem kurzzeitigen, hohen Strombedarf (2 s; 6 kW) durch den Generator zum Starten des Motors, (im Schleppbetrieb) mit anschließender Einspeisung (3,7 kW) bei laufendem Motor zusammen. Dieser Lastwechsel von 9,7 kW findet innerhalb weniger Sekunden statt, was bei einer sekundlichen Regelung des EES zum kurzzeitigen Strombezug (gelb) und einer Einspeisung (violett) führt. Eine abgeschwächte Version dieses Verhaltens stellt das Ende eines BHKW-Betriebsintervalls dar (hellblau, grün), wenn die BHKW-Leistung abgeschaltet wird. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Regelabweichung innerhalb eines BHKW-Betriebsintervalls größer ist als bei alleiniger Änderung durch das elektrische Lastprofil in Summe mit der PV-Leistung. Dies ist auf die unregelmäßige Leistungsabgabe des BHKW im Betrieb zurückzuführen (rot und blau durchgezogen). Beim zweiten Start des BHKW ist der EES leer und am Ende des Intervalls ist er vollgeladen, sodass er beim Start nicht auf den Leistungsbedarf reagieren kann. Allerdings ist dadurch die Netzeinspeisung geringer, weil der Lastwechsel für den EES nicht so groß wie beim ersten Start ist. Beim Stopp ist die speichergeführte Abschaltbedingung für das BHKW zu erkennen. Der EES ist voll beladen und kann den BHKW-Strom nicht mehr aufnehmen. Um die Auswirkungen dieser Phänomene einschätzen zu können, ist es nicht nur wichtig die Leistungen, sondern auch die daraus resultierenden Energien zu betrachten. Dazu ist es

nötig die Energien zu summieren und diese von den Zeiten zu bereinigen, in denen der Speicher handlungsunfähig ist.

Hierzu wurde die gleiche Messreihe, allerdings über die gesamten 24 Stunden ausgewertet. Dabei beträgt die gesamte Einspeisung 6,47 kWh und der Bezug 13,63 kWh. Die entsprechend bereinigte Einspeisung von 0,47 kWh und der Bezug von 0,49 kWh, basierend auf einer sekundlichen Bilanz entsprechen der Residuallast, die durch die Regelung hervorgerufen wird. Die BHKW-Starts (Bezug: 0,01 kWh Einspeisung: 0,02 kWh) und Stopps (Bezug: 0,01 kWh Einspeisung: 0,002 kWh) spielen allerdings bei einer Energiebetrachtung im Verhältnis eine untergeordnete Rolle. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 dargestellt. Die Auswertung wurde auch auf Minutenbasis gegenübergestellt, um die Güte der Regelung zu zeigen und den Einfluss der Länge der Betrachtungszeitschritte hervorzuheben.

**Tabelle 7 - Gegenüberstellung der Regelung auf Sekunden und Minutenbasis/ Auswertung von Ereignissen auf die Regelung**

	Sekundenbasis		Minutenbasis	
	[kWh]	[kW]	[kWh]	[kW]
Netzbezug gesamt	13,63	6,91	13,22	6,38
Einspeisung gesamt	6,47	4,42	6,05	4,39
Netzbezug bereinigt	0,49	3,5	0,13	3,47
Einspeisung bereinigt	0,47	2,57	0,11	1,25
BHKW-Start Netzbezug	0,01	6,34	0,01	0,76
BHKW-Start Einspeisung	0,02	4,24	0	0,21
BHKW-Stopp Netzbezug	0,01	4,16	0	0,13
BHKW-Stopp Einspeisung	0	1,25	0	0

Innerhalb des Entwicklungsprozesses der elektrischen Regelung des Energiesystems wurden verschiedene EES mit verschiedenen Ansprechzeiten untersucht. Während die Lastwechsel, welche durch BHKW-Starts und -Stopps aufgrund des kurzen Zeitraums nicht durch den EES kompensiert werden können, ist es die Zielsetzung die Wechselwirkungen mit dem Netz, welche durch Lastwechsel hervorgerufen werden (rot, blau in Abbildung 12, bzw. Bezug und Einspeisung bereinigt in Tabelle 7) soweit wie möglich zu kompensieren. Je schneller die Regelung ablaufen kann, desto bessere Ergebnisse lassen sich erzielen. Dementsprechend wichtig sind EES mit einem schnellen Ansprech- und Regelverhalten.

### 3.3.7 Validierung der Simulation

Es wurden Simulationsdaten mit den gemessenen Prüfstandsdaten verglichen um die Simulationsmodelle zu verbessern und deren Annahmen zu bestätigen. Dies wurde im ersten Schritt über das Vergleichen des Verhaltens der isolierten Einzelkomponente und deren Ein- und Ausgangsgrößen realisiert. Im zweiten Schritt wurden wichtige Kennzahlen über längere Betriebsintervalle der Anlage im Gesamtzusammenhang verglichen.

Das systematische Vorgehen bei der Validierung der Einzelkomponenten ist gleich. Deshalb ist hier exemplarisch der Prozess für das Verhalten des BHKW dargestellt. Wie in 3.3.1 beschrieben, wurde eine Simulationsumgebung, welche auf zeitabhängigen Wirkungsgradmodellen basiert, entwickelt. Innerhalb des Prozesses der Validierung wurden die Messdaten von rund 160 Betriebsintervallen des BHKW analysiert und daraus das mittlere thermische und elektrische Verhalten für die weiteren Systembetrachtungen der Simulation abgeleitet. Das Vorgehen wurde für alle weiteren Einzelkomponenten für die ausschlaggebenden Ein- und Ausgangsgrößen angewendet. Mit den verbesserten Simulationsmodellen konnten wichtige Kennzahlen der Gesamtsimulation mit den Prüfstandsmessungen verglichen werden. Diese beinhalten Laufzeiten der Komponenten, deren kumulierten Energieertrag sowie die Ladezustände der Speichereinheiten. In Abbildung 13 sind Messdaten und simulierte Daten eines exemplarischen Tages gegenübergestellt. Die Vergleichsdaten in Tabelle 8 entsprechen der gleichen Messreihe. Abbildung 13 besteht aus drei Unterabbildungen. In der

Oberen, sind auf der positiven Achse die Messdaten und auf der negativen Achse die Simulationsdaten der thermischen Leistung des BHKW und der BWT über 24 Stunden aufgetragen. In der zweiten Unterabbildung wird die elektrische Leistung des BHKW aus der Simulation mit der der Messdaten verglichen. Über eine Vielzahl an Messungen ist ein Abfallen der BHKW-Leistung zu erkennen, welches aber mit der Durchführung der Wartung des BHKW behoben werden konnte. Für die Simulation wurde ein Mittelwert über die verschiedenen Messreihen ermittelt, ohne einen Leistungsabfall über die Zeit einzupflegen. Deshalb unterscheidet sich bei dieser Abbildung die Leistung des BHKW von der Simulation. Die dritte Unterabbildung stellt den Füllstand des elektrischen und des thermischen Speichers im Vergleich dar.

**Tabelle 8 - Vergleichsgrößen über 24 Stunden Messung am Tag 272 des MFH-ISE-8WE Szenarios (speichergeführt)**

	Einheit	Messung	Simulation	Differenz	Abweichung d. Simulation [%]
Thermisch Energie BHKW	[kWh]	73,3	81,9	8,6	10,5
Thermische Energie BWT	[kWh]	14,4	9,0	-5,4	-59,5
Thermische Energie WW-Emulator	[kWh]	33,2	33,2	0,0	0,0
Thermische Energie HK-Emulator	[kWh]	36,1	36,1	0,0	0,0
Gasbedarf BHKW	[kWh]	105,9	113,4	7,5	6,6
Gasbedarf BWT	[kWh]	14,8	9,2	-5,6	-61,4
Thermische Verluste Gesamtsystem	[kWh]	16,1	19,5	3,3	17,1
Mittlere thermische Leistung BWT	[kW]	23,2	27,1	3,9	14,5
Mittlere thermische Leistung BHKW	[kW]	10,7	11,3	0,5	4,8
Laufzeit BHKW	[h]	6,7	7,1	0,4	5,8
Laufzeit BWT	[h]	0,6	0,3	-0,3	-75,7
Elektrische Energie BHKW	[kWh]	22,5	23,7	1,1	4,7
Mittlere elektrische Leistung BHKW	[kW]	3,4	3,3	-0,1	-3,9
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	[ ]	0,2	0,2	0,0	-2,0
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	[ ]	0,7	0,7	0,0	4,1
Gesamtnutzungsgrad BHKW	[ ]	0,9	0,9	0,0	2,7
Nutzungsgrad BWT	[ ]	1,0	1,0	0,0	1,2

Innerhalb der Messung sind drei BHKW-Intervalle zu erkennen (vgl. Abbildung 13). Das erste Intervall wird durch eine speichergeführte Start- (EES ist leer) und eine speichergeführte Stoppbedingung (EES ist voll) erzeugt. Die erste Startbedingung erfolgt absolut zeitgleich. Eine Abweichung des SOC des EES zwischen der Simulation und der Messung erklärt die Zeitdifferenz zwischen den Abschaltvorgängen des BHKW. Ein Heizkreisintervall von ca. 5:10 bis 11:30 Uhr sorgt dafür, dass keine thermische Abschaltbedingung erfolgt. Die zwei anderen BHKW-Intervalle werden ebenfalls durch den entladenen EES gestartet. Der Zeitversatz der Starts wird hier durch den Versatz des SOC des EES zwischen Messdaten und der Simulation bestimmt.

Die thermischen Abschaltbedingungen der BHKW-Intervalle zwei und drei werden jeweils durch den Mittelwert der unteren Speichertemperaturen hervorgerufen, der einen Maximalwert überschreitet. Dies ist in der Abbildung am hohen SOC des TES (rot) zu erkennen.

In Abbildung 14 wird der Unterschied zwischen Temperaturmessung (durchgezogene Linien) und den Speichertemperaturen der Simulation (gestrichelte Linien) an der gleichen Messreihe ausgewertet. Die Mitteltemperatur der zwei unteren Temperaturmessungen ist für die thermische BHKW-Stoppbedingung relevant, deshalb wurden diese gemittelt und als „T<sub>TES unten</sub>“ in der Abbildung dargestellt. Abbildung 14 und Abbildung 13 stellen die Messreihe des speichergeführten Betriebes an einem Übergangstag dar.

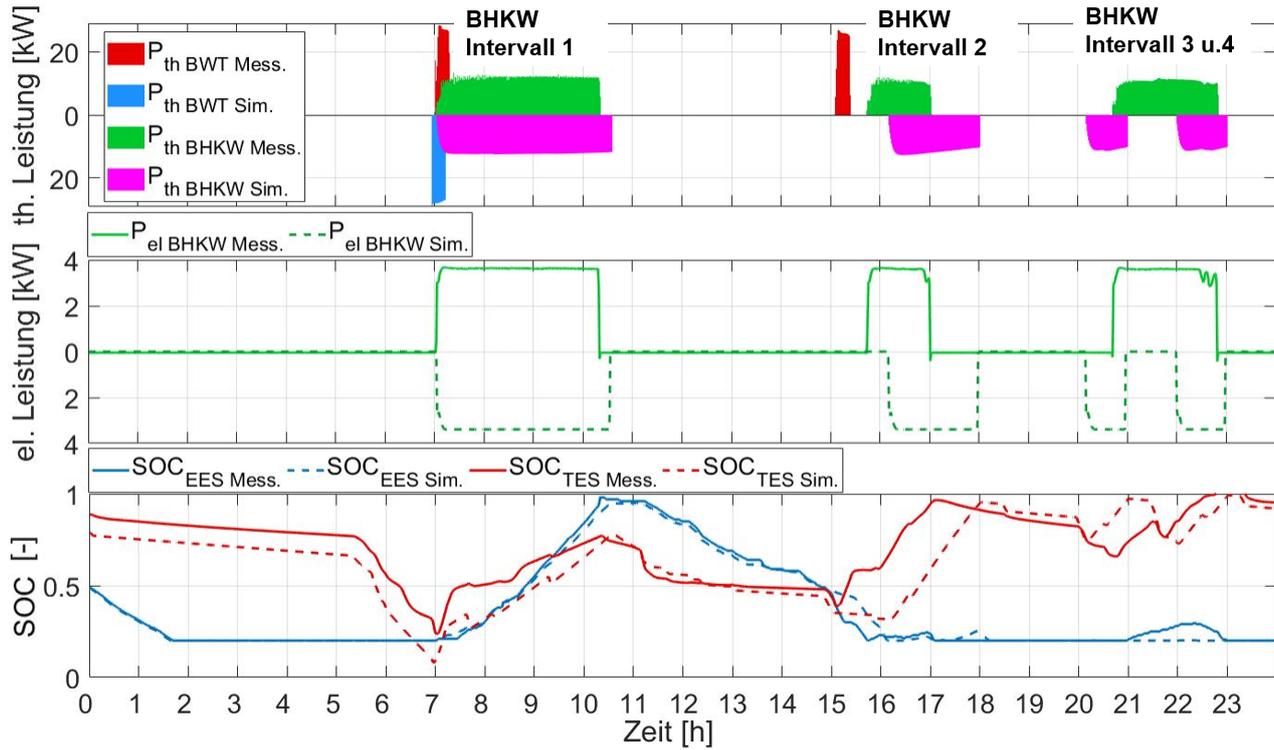


Abbildung 13 - Vergleich zwischen simuliertem und gemessenem Betrieb; Übergangstag im speichergeführten Betrieb

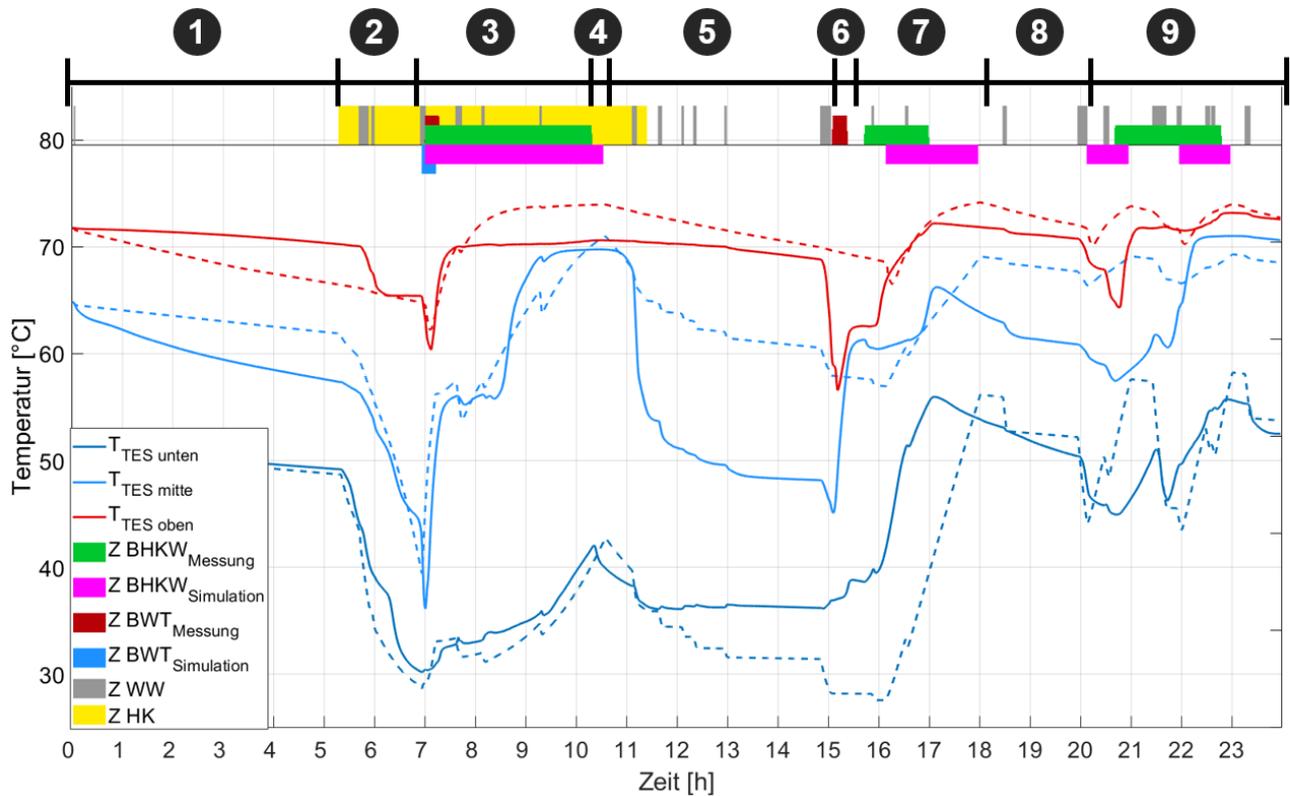


Abbildung 14 - Vergleich der Speichertemperaturen zwischen Messdaten und Simulation in Abhängigkeit der Zustände von BWT, BHKW, WW- und HK-Emulator; Übergangstag im speichergeführten Betrieb

Das Modell des TES ist ein Schichtmodell. Dabei wird der Energieaustausch mit den Verbrauchern, den Erzeugern, der Umgebung und den benachbarten Schichten in jedem Zeitschritt berechnet. Im Gegensatz dazu werden am Teststand vier punktuelle Temperaturmessungen realisiert. Das Schichtmodell reagiert träger auf Änderungen als die Temperaturmessung, da jede Schicht etwa ein Volumen von 96 Litern aufweist. Radiale oder winkelabhängige Phänomene (im Zylinderkoordinatensystem) können durch das Schichtspeichermodell nicht abgebildet werden. Demensprechend können am Teststand einzelne Strömungen im TES thermische An- und Abschaltvorgänge hervorrufen, wobei eine bilanzielle Betrachtung der Speicherschichten diese Vorgänge zu einem anderen Zeitpunkt hervorrufen würden. Dies kann den Zeitversatz bei den thermischen Abschaltvorgängen des BHKW (Intervall zwei und drei) erklären, sowie das Intervall der BWT in der Messung, welches nicht in der Simulation vorhanden ist.

In Abbildung 14 sind nochmals die Intervalle der BWT und des BHKW, der Messung und der Simulation am oberen Rand dargestellt. Dabei sind auch die Zeitpunkte von Warmwasser- und Heizkreisintervallen eingetragen. Die Messreihe ist in einzelne Phasen unterteilt, welche im Folgenden detaillierter in chronologischer Ordnung erklärt werden. Die Nummern der nachfolgenden Aufzählung entsprechen den Markierungen in der Abbildung.

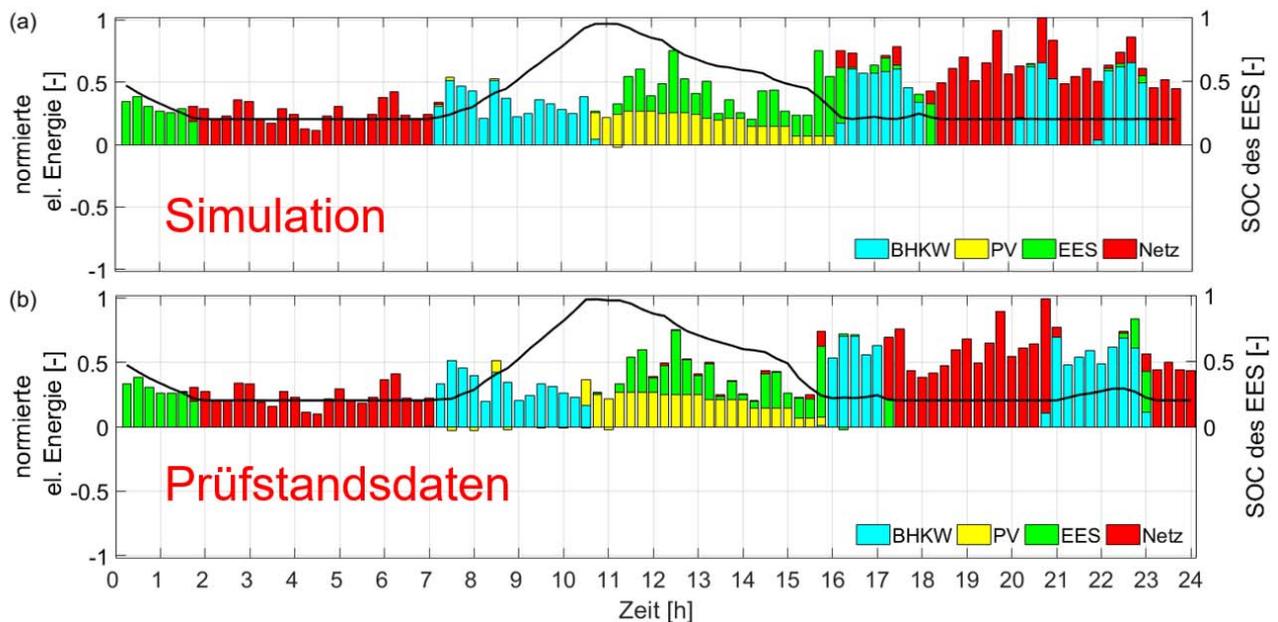
1. Von 0:00 bis 5:20 Uhr kühlt sich der TES ohne HK-/ oder WW-Intervalle ab. Dabei ist zu erkennen, dass die unterste Temperaturmessung (nicht dargestellt) und die Temperaturen „ $T_{TES\ oben}$ “ in der Messung wärmer, „ $T_{TES\ Mitte\ unten}$ “ (nicht dargestellt) und „ $T_{TES\ Mitte}$ “ kälter als in der Simulation sind.
2. Um 5:10 Uhr beginnt ein Heizkreisintervall in Kombination mit drei WW-Intervallen, welches um 11:30 Uhr endet. Das letzte WW-Intervall löst in Simulation und am Teststand ein BWT-Intervall aus.
3. Das kombinierte BWT- und BHKW-Intervall, ist gut an den Temperaturen des TES zu erkennen. Das zeitgleiche HK-Intervall sorgt dafür, dass der TES nicht zur Beendigung des BHKW-Intervalls führt, sondern das Füllen des EES.
4. Der Zeitversatz zwischen Simulation und Messung am Ende des BHKW-Intervalls wird durch den Unterschied des SOC des EES hervorgerufen (vgl. auch Abbildung 13).
5. In der Abkühlphase mit einzelnen Warmwasserzapfvorgängen ist zu erkennen, dass in der Simulation die WW-Zapfvorgänge vor allem „ $T_{TES\ unten}$ “ abkühlt, während die größte Abkühlung in der Messung eher an „ $T_{TES\ Mitte}$ “ zu erkennen ist und ein WW-Zapfvorgang sogar minimale Erwärmungen im unteren Speicherbereich hervorruft.
6. Der Temperaturunterschied zwischen Simulation und Messung in Phase 5 sorgt in Verbindung mit dem WW-Intervall um 15:00 Uhr für ein BWT-Intervall, welches durch die niedrige Temperatur von „ $T_{TES\ Mitte}$ “ in der Messung hervorgerufen wird. Diese Temperaturschicht ist in der Simulation wesentlich wärmer, weshalb das Intervall dort nicht ausgelöst wurde.
7. Das zweite BHKW-Intervall wird durch den SOC des EES gestartet und durch die Temperatur „ $T_{TES\ unten}$ “ beendet.
8. Zwischen 18:00 und 20:00 Uhr ist eine Abkühlphase des TES mit einzelnen WW-Zapfvorgängen zu sehen.
9. Das BHKW-Intervall 3 besteht in der Simulation aus zwei kürzeren Intervallen, welche jeweils von der thermischen Stoppbedingung beendet werden.

Erstellt man für den gesamten Zeitraum eine Energiebilanz, führt diese zu einem aussagekräftigen Ergebnis (vgl. Tabelle 8). Das Schichtmodell des TES ist hinreichend validiert und stellt unter anderem die Grundlage der thermischen Betrachtung dar.

Zum Abschluss der Validierung sind in Abbildung 15 die elektrischen Leistungsdaten der Messung am Prüfstand und der Simulation nach dem gleichen Abbildungsschema, wie in Abbildung 3 gegenübergestellt. Der Vergleich zeigt eine Übereinstimmung in den wesentlichen Phänomenen. Im letzten Drittel des Tages sind Unterschiede in den BHKW-Laufzeiten und Einschaltvorgängen zu sehen, wie auch die vorherigen Auswertungen belegen. Es ist anzumerken, dass es in den Nachtstunden durch die Entleerung des TES und

EES zu einer Initialisierung der Anfangszustände des Systems kommt und somit auch längere Betriebszeiten (mehrere Tage, Wochen) hinreichend realistisch simuliert werden können.

Der Vergleich der Daten von Simulation und Prüfstand zeigt wie wichtig prüfstandvalidierte Simulationsumgebungen sind. Ein exaktes Nachfahren der Prüfstandsdaten ist aufgrund der verwendeten vereinfachten Komponentenmodelle simulativ nicht möglich und auch nicht Ziel der Energiesystemsimulation. Jedoch können ein detailliertes Betriebsverhalten und Strategien mit Hilfe der Simulation nachvollzogen und vorhergesagt werden. Es wurde gezeigt, dass mit Hilfe prüfstandvalidierter Energiesystemsimulationen neue Betriebsstrategien für dezentrale Energiesysteme entwickelt werden können.



**Abbildung 15 - Vergleich der Prüfstands- mit den Simulationsdaten der Messung des Übergangstages im speichergeführten Betrieb**

### 3.3.8 Erfassung des Bestandsnetzes und Integrationsbedingungen des Zielsystems

In Abstimmung mit der Stadtwerke Straubing GmbH wurde ein exemplarisches Niederspannungsnetz im Ortsteil Schambach (Gemeinde Straßkirchen, Landkreis Straubing-Bogen) als Grundlage der Netzauswertungen gewählt, da dieses eine hohe Durchdringung mit PV-Anlagen aufweist. Im Niederspannungsnetz wurden im Zuge des Ausbaues der PV-Erzeugungsleistung bereits Netzausbaumaßnahmen vorgenommen. Die Ortschaft Schambach weist 462 Einwohner (Stand 2004), 207 Bezugspunkten<sup>11</sup> und drei unabhängig betriebene Teilnetze mit einer summierten Bemessungsleistung der Trafostationen (20 kV/0,4 kV) von 1.430 kVA auf. Mit einer installierten PV-Leistung von 1,24 MW<sub>peak</sub> (Stand 2014<sup>12</sup>) in den drei Teilnetzen liegt eine hohe Durchdringung des Netzes mit PV-Anlagen vor. Der Ertrag der eingespeisten Energiemengen der PV-Anlagen lag im Jahr 2014 bilanziell bei 136 % des jährlichen lokalen Bedarfs an elektrischer Energie.

Die folgenden Auswertungen beziehen sich auf das von den anderen beiden Netzabschnitten unabhängig betriebene Teilnetz der Transformatorstation „Untere Dorfstraße“ mit einer Bemessungsleistung von 630 kVA und gelten für das Jahr 2014. Im Netzabschnitt „Untere Dorfstraße“ befinden sich 82 Bezugspunkte mit einer jährlicher elektrischen Energieabnahme von ca. 335 MWh sowie 24 PV-Anlagen mit der summierten

<sup>11</sup> 154 Privathaushalte und 53 Gewerbe- bzw. Landwirtschaftsbetriebe

<sup>12</sup> Energie-Atlas Bayern, (<http://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten>; abgerufen am 10.02.2017)

Peakleistung von 566,5 kW. Die genannten Netzelemente wurden im Netzplanungsprogramm NEPLAN®<sup>13</sup> implementiert und die Netztopologie in Zusammenarbeit mit der Stadtwerken Straubing GmbH eingepflegt, vgl. Abbildung 22 (Anhang A 2). Die Auswirkungen der Durchdringung des Niederspannungsnetzes mit speichergeführten Systemen konnten durch die Simulation des Lastflusses im betrachteten Teilnetz berechnet werden.

Die Validierung des implementierten Netzmodelles erfolgte anhand der gemessenen Maximalbelastung bei Netzbezug der Transformatorstation „Untere Dorfstraße“ im Jahresverlauf von 2014. Zur Simulation des Maximallastfalles wurden folgende Annahmen getroffen:

- a) Elektrische Anschlüsse mit der Kategorie Wärmepumpe und Speicherheizung (5 von 82 Bezugspunkten) sind bei der Maximallastberechnung nicht berücksichtigt worden. Es wird davon ausgegangen, dass der Leistungsbezug dieser Anschlüsse nicht zur Bildung der Maximallast der restlichen Haus- bzw. Gewerbeanschlüsse beiträgt. Es wurde angenommen, dass die genannten Kategorien über eine Fernwirktechnik bzw. integrierte Steuerung zeitlich nicht zu Spitzenlastzeiten betrieben werden.
- b) Zur Bestimmung der Spitzenleistung der Hausanschlüsse wird auf die TAEV 2012<sup>14</sup> zurückgegriffen. Die Bemessungsleistung der Anschlüsse wird auf 18 kW gesetzt und anhand des Gleichzeitigkeitsfaktors von 0,166 bei 154 Anschlüssen im gesamten Niederspannungsnetz von Schambach ergibt sich eine zeitgleiche Spitzenleistung von 3 kW pro Hausanschluss. Der Gleichzeitigkeitsfaktor der Gewerbeanschlüsse wird mit 0,2 angenommen<sup>15</sup>, sodass sich eine Spitzenleistung von 3,6 kW ergibt.

Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich im Istzustand des Netzes eine Auslastung der Transformatorstation „Untere Dorfstraße“ im Spitzenlastfall von rd. 36,5 % bei 229 kW. Es tritt keine Überlastung der Betriebsmittel oder Verletzung der Spannungsgrenzen von +/- 10 % der Nennspannung auf. Bei maximaler Netzeinspeisung tritt eine Auslastung der Transformatorstation von 76,7 % bei 483,3 kW auf. Es sind keine Überlastung der Betriebsmittel oder Verletzung der Spannungsgrenzen von +/- 10 % der Nennspannung zu verzeichnen.

### 3.3.9 Untersuchung der Netzintegration und des Managements dezentraler Einspeisung

Zur Integration der EKOSTORE-Energiesysteme in das Niederspannungsnetz werden folgende Annahmen getroffen:

- a) Die Dimensionierung des zu implementierenden EKOSTORE-Energiesystems entspricht dem Verbrauchsszenario MFH-ISE-8WE mit 4 kW<sub>el</sub> Blockheizkraftwerk (BHKW), 10 kW<sub>el</sub> PV-Anlage und 12 kWh<sub>el</sub> EES.
- b) Das gewählte EKOSTORE-Energiesystem ist für einzelne Abnehmer im Netzgebiet aufgrund zu geringen Verbrauchs elektrischer Energie überdimensioniert. Um EKOSTORE-Systeme im Netzgebiet einzusetzen werden Hausanschlüsse von örtlich zusammenhängenden Verbrauchern zusammengefasst, bis der zusammengefasste Jahresbedarf an elektrischer Energie dem des Verbrauchsszenarios bestmöglich entspricht. Dadurch ergeben sich 17 sternförmige Mikronahwärmenetze im Netzgebiet „Untere Dorfstraße“ wie in Abbildung 21 (Anhang A 2) dargestellt ist<sup>16</sup>.

---

<sup>13</sup> NEPLAN® Version 5.5.7.R1

<sup>14</sup> TAEV (2012): Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt. Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH, Österreich.

<sup>15</sup> Aufgrund nicht verfügbarer Messdaten an den Gewerbeeinheiten wurde der Wert derart gewählt, dass sich mit dem Wert von 0,2 ein ähnliches Verhältnis der simulierten und real gemessenen Maximalbelastungen an den drei Trafostationen ergibt.

<sup>16</sup> Der 17. Stern wird nicht dargestellt, da sich dieser außerhalb des abgebildeten Kartenabschnitts befindet.

Bei der Variation der Durchdringung von EKOSTORE-Systemen im betrachteten Netzabschnitt wurden die bestehenden 24 PV-Anlagen in das jeweilige EKOSTORE-System integriert. In 12 der 17 Systeme waren PV-Anlagen mit ausreichender Dimensionierung vorhanden. Bei den restlichen wurden jeweils PV-Anlagen mit einer Leistung von  $10 \text{ kW}_{\text{Peak}}$  als neue Netzelemente eingefügt.

Die Untersuchung der Netzintegration der EKOSTORE-Systeme erfolgt anhand des maximalen Lastflusses und des maximalen Erzeugungsflusses im betrachteten Netzabschnitt, dazu werden im Folgenden die Netzbezugscharakteristik sowie die Netzeinspeisecharakteristik des EKOSTORE-Systems ausgewertet.

Die Netzbezugscharakteristik verschiedener Energiesysteme und Betriebsstrategien ist in Abbildung 16 dargestellt. Dabei wird die elektrische Leistung geordnet im Jahresverlauf über die Quantile von null bis eins aufgetragen. Beispielsweise bedeutet der Wert von  $1,9 \text{ kW}$  beim 0,5 Quantil des blau dargestellten Netzbezuges des Vergleichssystems Last, dass 50 % der auftretenden Leistungswerte der elektrischen Last kleiner gleich  $1,9 \text{ kW}$  sind. Ein Energiesystem ohne dezentrale Erzeugungsanlagen hat dieses Netzbezugsprofil. Da alle anderen Vergleichssysteme wenigstens einen dezentralen Erzeuger (BHKW oder PV-Anlage) aufweisen und die bereitgestellte Leistung vorrangig direkt genutzt wird, liegt die blaue Kurve stets über den Kurven der Vergleichssysteme. Die Fläche unter der Kurve gibt jeweils einen graphischen Aufschluss über die im Jahresverlauf bezogene Menge elektrischer Energie. Je kleiner die Fläche desto weniger Netzbezug tritt auf, bzw. desto höher ist der elektrische Autarkiegrad.

Durch die Integration einer PV-Anlage in das Energiesystem ergibt sich bei zeitgleicher Nutzung der durch die PV-Anlage bereitgestellten Leistung das orange dargestellte verringerte Netzbezugsprofil. Somit kann an 1910 Stunden im Jahresverlauf ein Netzbezug komplett vermieden werden. Im Mittel ergibt sich eine Absenkung des Netzbezuges um  $660 \text{ W}$  (in Bezug zum Vergleichssystem Last) wobei aber keine Reduktion des maximalen Bezugs beim 1,0 Quantil bei  $16,3 \text{ kW}$  auftritt. Der maximale Bezug findet nicht zu einem Zeitpunkt mit Photovoltaikleistung statt, somit tritt ohne EES zu diesem Zeitpunkt keine Netzbezugsreduktion auf, die insbesondere für die Dimensionierung der Stromnetze und Betriebsmittel entscheidend ist.

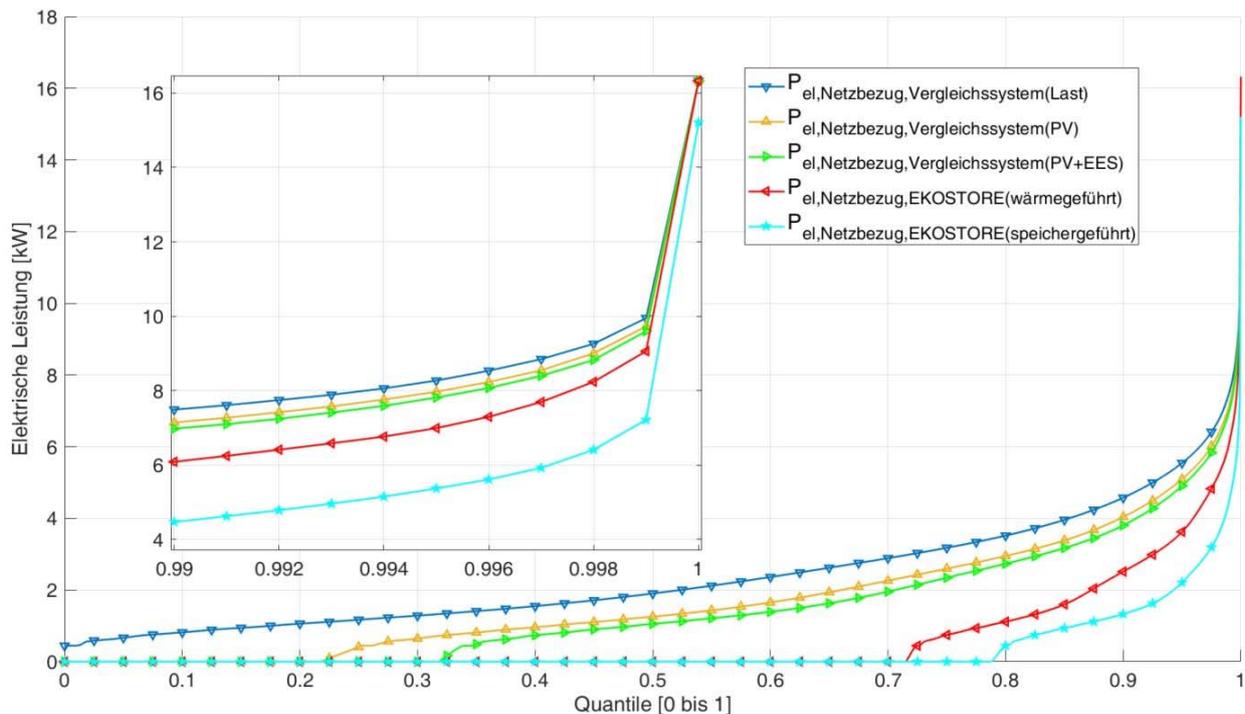
Wird ein EES zusammen mit einer PV-Anlage genutzt ergibt sich die im Vergleich zur reinen PV-Anlagen wiederum reduzierte grüne Netzbezugscharakteristik. Durchschnittlich wird der Netzbezug im Vergleich zum Vergleichssystem Last um  $870 \text{ W}$  reduziert, wobei wiederum keine Reduktion der maximalen Last auftritt. Zum Zeitpunkt der maximalen Last kann keine Leistung aus dem Speicher entnommen werden. An 2794 Stunden im Jahresverlauf tritt kein Netzbezug auf.

Bei Nutzung des EKOSTORE-Energiesystems mit BHKW, EES und PV-Anlagen bei wärmegeführtem BHKW-Betrieb wird durch den zusätzlichen Erzeuger bei der rot dargestellten Netzbezugscharakteristik eine mittlere Reduktion von  $1,72 \text{ kW}$  erzielt, siehe Abbildung 16. Lediglich an 2479 Stunden im Jahresverlauf kommt es zu Netzbezug. Es tritt keine Reduktion des maximalen Netzbezuges auf, da zu diesem Zeitpunkt weder das BHKW läuft noch Leistung aus dem EES entnommen werden kann. Dieses Verhalten unterliegt einem Zufallseinfluss, da der wärmegeführte Betrieb nicht auf das elektrische Energiesystem abgestimmt ist. Es ist möglich, dass die wärmegeführte Betriebsstrategie im realen Betrieb zum Zeitpunkt des maximalen Bezuges eine Leistung bereitstellen kann. Falls eine Leistungsbereitstellung auftreten würde, wäre sie ungeplant und trägt somit nicht zur planbaren Reduktion der Spitzenlast bei.

Wird das EKOSTORE-Energiesystem bei der zyanfarbenen dargestellten Netzbezugscharakteristik speichergeführt betrieben, ergibt sich eine mittlere Reduktion von  $2 \text{ kW}$ . Der Netzbezug kann auf 1831 Stunden im Jahresverlauf beschränkt werden. Es tritt eine Reduktion des maximalen Netzbezuges von  $1,12 \text{ kW}$  auf, die aber ebenso wie im wärmegeführten Betrieb ungeplant ist, (vgl. nächsten Absatz).

Zusammenfassend zeigen die Auswertungen der Netzbezugscharakteristik, dass trotz weitgehender Reduktion des Netzbezuges durch die betrachteten Systemkombinationen und Betriebsstrategien die Spitzenwerte des Netzbezuges gleich oder auf hohem Niveau verbleiben. Lediglich das EKOSTORE-System mit speichergeführter Betriebsstrategie erzielt eine Spitzenlastreduktion von ca. 7 %. Dies ist aber in Bezug

zur Zielsetzung der speichergeführten Betriebsstrategie bzw. dem verwendeten Speichermanagement des EES als ungeplante Reduktion des Spitzenbezugs zu bewerten (siehe nächster Absatz). Die Auswertung der Netzbezugscharakteristik zeigt, dass selbst Energiesysteme mit stark verringertem Netzbezug nahezu identische Maximallastwerte aufweisen. Daraus ist zu folgern, dass diese Energiesysteme mit den aktuell verwendeten Methoden zur Bestimmung der Dimensionierung elektrischer Betriebsmittel (Transformatoren und Leitungen) [Wieland2014] ausgelegt werden sollten und durch den Einsatz von den hier angeführten Erzeugungs- und Speichereinheiten keine Reduktion der Stromnetze mit den einhergehenden Betriebsmitteln möglich ist.

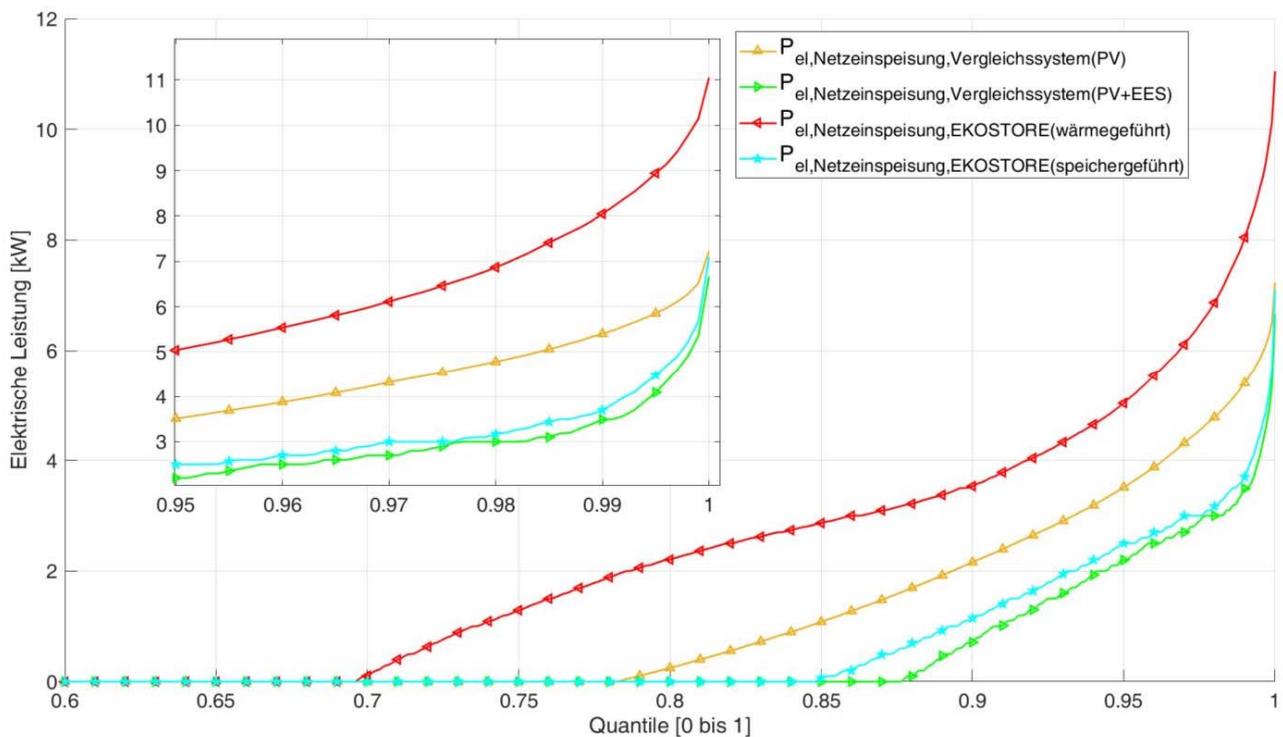


**Abbildung 16 - Netzbezugscharakteristik der im Jahresverlauf bezogenen elektrischen Leistungen – Systemvergleich (Bildausschnitt stellt eine Vergrößerung des Quantilbereiches von 0,99 bis 1 dar)**

Bei der speichergeführten Betriebsstrategie steht ein möglichst hoher elektrischer Autarkiegrad bei gleichzeitig minimaler Netzeinspeisung von BHKW und PV-Anlage im Vordergrund. Mit „Peak-Shaving“ Betriebsstrategien könnte eine Reduktion des maximalen Netzbezugs erzielt werden. Bei der Entladung des EES wird kein Entlademanagement genutzt. Der Speicher entlädt die angeforderte Leistung unter Berücksichtigung der Leistungsbeschränkungen und des aktuellen SOC des Batteriesystems. Die Auswertungen in Abschnitt „Auswertung der Netzsimulation“ im betrachteten Netzabschnitt „Untere Dorfstraße“ zeigen, dass auf die Nutzung von „Peak-Shaving“ Betriebsstrategien verzichtet werden kann. Die maximal auftretende Einspeiseleistung liegt aufgrund der hohen Durchdringung mit PV-Anlagen bei dem 2,2-fachen des maximal auftretenden Netzbezuges.

Die Netzeinspeisecharakteristik des EKOSTORE-Systems ist in Abbildung 17 dargestellt. Die elektrische Leistung ist im Jahresverlauf geordnet anhand der Quantile von null bis eins aufgetragen. Das Vergleichssystem Last weist keine Netzeinspeisung auf, da keine dezentralen Erzeugungsanlagen in diesem System auftreten. Als Vergleichsgröße wird das Vergleichssystem mit PV-Anlage (orange Kurve) verwendet. Die Netzeinspeisung im Vergleichssystem mit PV-Anlage tritt an 1.909 Stunden im Jahr mit einem Mittelwert von 2,2 kW (bei Einspeisung größer als Null) und einem Maximalwert von 7,2 kW auf. Durch die Integration eines EES in das Vergleichssystem mit PV-Anlage und der Verwendung einer dynamischen

Einspeisebegrenzung [Bergner2015] zur Beschränkung der Netzeinspeisung kann die Netzeinspeisung auf 1.340 Stunden im Jahr bei einem Mittelwert von 1,4 kW und einem Maximalwert von 6,6 kW reduziert werden. Diese Einspeisecharakteristik (grüne Kurve) stellt unter den betrachteten Systemkombinationen und Betriebsstrategien, das aus Sicht des Netzbetriebs bezogen auf die Spitzenlast, bestmögliche Systemverhalten dar. Zur Implementierung der dynamischen Einspeisebeschränkungen werden angepasste Last- und Erzeugungsprognosealgorithmen verwendet (vgl. Abschnitt 3.3.5). Durch Prognosefehler bei der Last und PV-Erzeugungsleistung wird das theoretisch mögliche Potential bei der Einspeisebeschränkung reduziert. Weiterführend wird angemerkt, dass bei der Netzplanung aufgrund der zeitlichen Divergenz von Einspeiseleistung und Last dennoch aufgrund der volatilen und witterungsabhängigen Erzeugungsleistung von keiner gesicherten Einspeiseleistung ausgegangen werden kann und somit die entscheidende planerische Größe für das Netz die maximale Last bleibt. Zusätzlich gilt es im Zusammenhang mit der Spannungserhöhung die maximale Einspeiseleistung zu berücksichtigen.



**Abbildung 17 - Netzeinspeisecharakteristik der im Jahresverlauf erzeugten elektrischen Leistungen – Systemvergleich (Bildausschnitt stellt eine Vergrößerung des Quantilbereiches von 0,95 bis 1 dar)**

Wird das EKOSTORE-System mit wärmegeführtem BHKW genutzt ergibt sich die rot dargestellte Einspeisecharakteristik, siehe Abbildung 17. Durch die in Bezug auf die PV-Leistung unkoordinierte Leistungsbereitstellung durch das BHKW erfolgt eine deutliche Erhöhung der Netzeinspeisung an 2.654 Stunden im Jahr mit einem Mittelwert von 2,8 kW und einem Maximalwert von 11 kW.

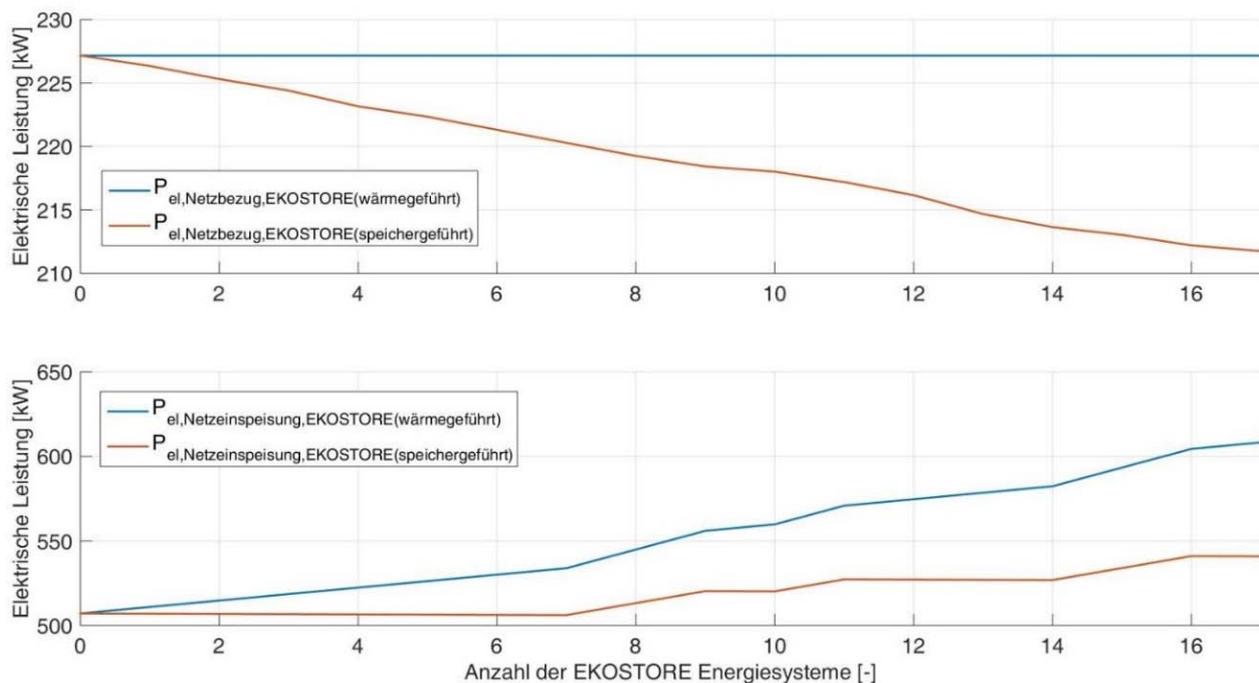
Im speichergeführten BHKW-Betrieb weist die Einspeisecharakteristik des EKOSTORE-Systems (Kurve Zyan, siehe Abbildung 17) eine deutliche Absenkung der mittleren Einspeisung von 1 kW im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb und von 0,4 kW im Vergleich zum Vergleichssystem mit PV-Anlage auf. Die Netzeinspeisung wird auf 1.340 Stunden im Jahr bei einem Mittelwert von 1,8 kW und einem Maximalwert von 7,1 kW reduziert.

Die Auswertung der Netzeinspeisecharakteristik zeigt die Problematik wärmegeführter BHKW-Anlagen im Verbund mit PV-Anlagen auf. Eine hohe Durchdringung wärmegeführter BHKW in Netzabschnitten mit ebenfalls hoher Durchdringung von PV-Anlagen, wie beispielsweise dem betrachteten Ortsteil Schambach,

hat ein hohes Potential die Einspeiseproblematik zu verschärfen. Die maximal auftretende Einspeiseleistung im ausgewerteten System wird um 52,9 % erhöht. Durch die Verwendung der speichergeführten Betriebsstrategie ergibt sich ein nahezu gleichbleibendes Einspeiseverhalten bei einer Reduktion der maximalen Einspeiseleistung von ca. 2 %. Daraus kann gefolgert werden, dass bei angepasster Dimensionierung der EKOSTORE-Systemkomponenten, der Integration vorhandener PV-Anlagen in das EKOSTORE-Energiesystem und der Nutzung der speichergeführten Anlagensteuerung aktuell betriebssichere Netze durch die Integration von BHKW nicht zusätzlich belastet werden. An der Dimensionierung der Netze, u.a. bezogen auf die Last bzw. maximale Last, ändert sich durch diese Betriebsweise der Erzeugungsanlagen nichts.

### 3.3.10 Auswertung der Netzsimulation und wirtschaftliche Evaluation

Bei den folgenden Auswertungen werden in den beiden Szenarien maximaler Netzbezug und maximale Netzeinspeisung für verschiedene Durchdringungsraten von EKOSTORE-Systemen betrachtet. In Abbildung 18 ist oben die maximal an der Transformatorstation auftretende Last im wärmegeführten und speichergeführten Betrieb dargestellt. Wie in Abschnitt 3.3.9 beschrieben, wird durch den wärmegeführten BHKW-Betrieb die maximal auftretende Bezugsleistung nicht reduziert, sodass sich auch keine Auswirkung der Durchdringung von EKOSTORE-Systemen im wärmegeführten Betrieb auf das Niederspannungsnetz ergibt. Die leichte Reduktion des maximalen Bezugs der speichergeführten BHKW-Systeme führt zu einer geringeren Auslastung der Transformatorstation von 34 % bezogen auf den Istzustand bei 36,5 %.

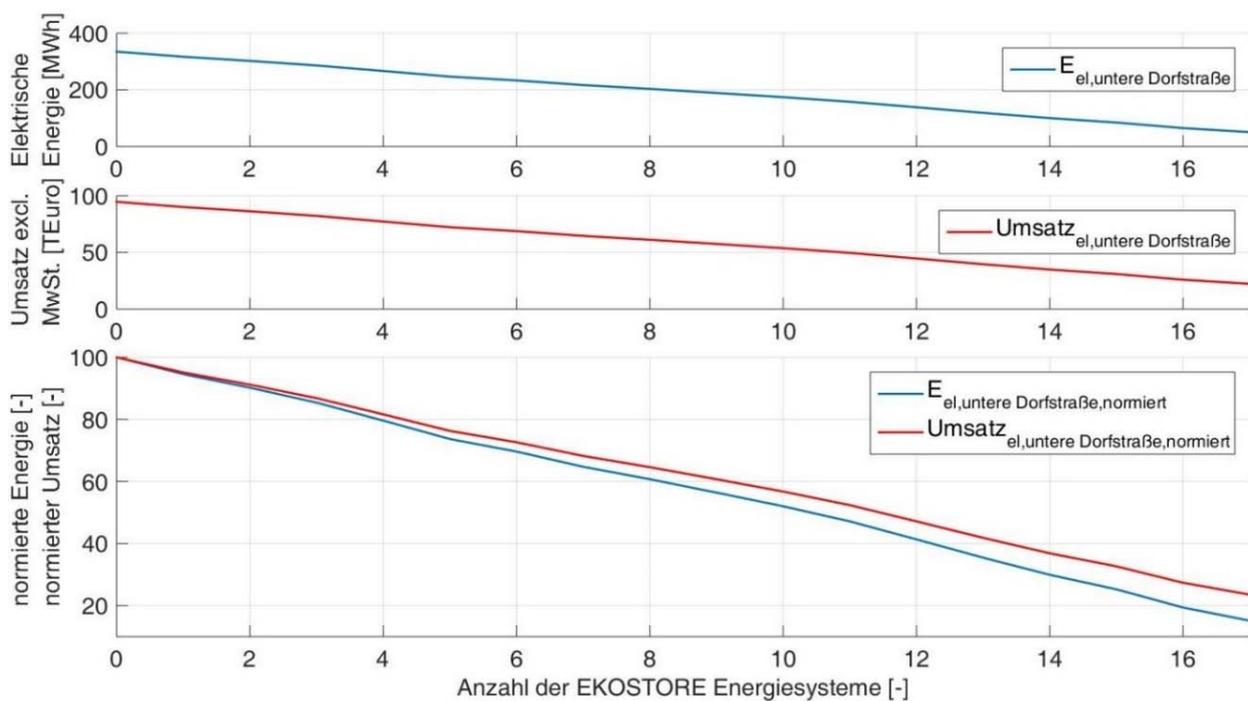


**Abbildung 18 - Maximaler Netzbezug und maximale Netzeinspeisung für verschiedene Durchdringungsraten von EKOSTORE-Systemen**

Im unteren Teil der Abbildung 18 ist die an der Transformatorstation maximal auftretende Erzeugungsleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen im wärmegeführten und speichergeführten Betrieb dargestellt. Bei der Variation der Durchdringung von EKOSTORE-Systemen wurden, wie in „Untersuchung der Netzintegration und des Managements dezentraler Einspeisung“ beschrieben, in den EKOSTORE-Systemen 8, 9, 11, 15 und 16 jeweils eine neue PV-Anlage mit jeweils 10 kW Peakleistung in das Netzmodell eingefügt. Dadurch ist die sprunghafte Steigerung der Netzeinspeisung bei diesen Systemen im speicher- und wärmegeführten BHKW-

Betrieb zu erklären. Das in Abschnitt 3.3.9 beschriebene Verhalten der Netzeinspeisung führt im wärmegeführten Betrieb zu einer deutlichen Erhöhung der Auslastung der Transformatorstation auf 91,9 %. Im speichergeführten Betrieb steigt die Auslastung der Trafostation auf 81,7 % wobei die Auslastung bei dem Zubau von 50 kW Peakleistung im Vergleich zum Istzustand des Netzes 82,4 % beträgt. In keinem Fall tritt eine Überlastung der Betriebsmittel oder Verletzung der Spannungsgrenzen von +/- 10 % der Nennspannung auf. Trotz des absoluten Anstiegs der Auslastung der Transformatorstation vom Istzustand bei 76,7 % durch den Zubau von 50 kW Peakleistung konnte gezeigt werden, dass der sichere Betrieb des Netzabschnittes „Untere Dorfstraße“ auch bei hohen Durchdringungsraten von EKOSTORE-Systemen gewährleistet ist.

Das Zielsystem mit 4 kW<sub>el</sub> BHKW, 10 kW<sub>el</sub> PV-Anlage und 12 kWh<sub>el</sub> elektrischem Energiespeicher weist im Verbrauchsszenario MFH-ISE-8WE einen energetischen Autarkiegrad von ca. 82 % auf. Demzufolge werden lediglich 18 % des elektrischen Bedarfs durch den Energieversorger gedeckt. Wird dieses Ergebnis auf den Netzabschnitt „Untere Dorfstraße“ übertragen, ergibt sich bei zunehmender Durchdringung des Netzes mit EKOSTORE-Systemen ein hoher Rückgang der gelieferten Energiemenge bei nahezu gleichbleibenden maximalen Belastungen der Netzelemente. Im Folgenden wird angenommen, dass alle im Netzabschnitt „Untere Dorfstraße“ vorhandenen Netzanschlüsse denselben Stromtarif<sup>17</sup> nutzen.



**Abbildung 19 - Übersicht des Stromabsatzes bei Variation der Anzahl der EKOSTORE-Energiesysteme**

In Abbildung 19 ist eine Übersicht des Energieabsatzes im Netzabschnitt „Untere Dorfstraße“ bei Variation der Anzahl der EKOSTORE-Energiesysteme angegeben. Die obere Darstellung zeigt die Reduktion der gelieferten Energiemenge von 335 MWh im Istzustand hin zu 51 MWh bei vollem Ausbau der EKOSTORE-Systeme. Dies entspricht einer relativen Reduktion des Absatzes (vgl. Abbildung 19 unten, blaue Kurve) um 84,9 %-Punkte auf 15,1 %. Damit verbunden ist eine exemplarische Reduktion des Umsatzes (basierend auf den beschriebenen Annahmen) durch den Energieabsatz von 95 TEuro auf 22,3 TEuro. Die relative Reduktion des Umsatzes ist durch den fixen Anteil der Grundgebühr pro Anschluss um 76,5 %-Punkte auf 23,5 %

<sup>17</sup> Sondertarif "aktiv TH" für Haushaltskunden (privater Gebrauch): Der Grundpreis beträgt brutto 9,52 €/Monat. Der Arbeitspreis beträgt brutto 25,47 ct/kWh (<http://www.stadtwerke-straubing.de>; abgerufen am 05.01.2018).

geringer als beim Absatz der elektrischen Energie. Es wird angemerkt, dass hier bewusst keine Unterscheidung der unterschiedlichen Komponenten des Strompreises, wie z.B. Energie, Netz, Steuern und Abgaben, getroffen wurde.

Durch den Einsatz der hier angeführten Modellberechnungen mit 4 kW<sub>el</sub> BHKW, 10 kW<sub>el</sub> PV-Anlage und 12 kWh<sub>el</sub> EES sowie der jeweiligen Variation der Durchdringung von EKOSTORE-Energiesystemen zeigt sich, dass der Anteil der Eigenversorgung im Netzbereich bei höherer Durchdringung zunimmt. Der resultierende Absatz von elektrischer Energie sowie die verteilten Energiemengen über das Netz nehmen nahezu linear mit der Durchdringung von EKOSTORE-Energiesystemen ab, sinngemäß gilt dies auch für die ökonomischen Umsatzzahlen. Die für die Dimensionierung der Netze maßgeblichen Leistungen, wie z.B. maximale Last bei minimaler Einspeisung und minimale Last bei maximaler Einspeisung, ändern sich nicht. Die Netze können somit auch bei einer Zunahme der EKOSTORE-Energiesysteme nicht leistungsschwächer dimensioniert werden, die resultierenden Netzkosten für den Bau, Betrieb und Instandhaltung bleiben gleich. Deshalb könnte für diese Systeme mit einer höheren Anzahl von EKOSTORE-Energiesystemen das Tarifsystem, bezogen auf den Energiepreis und die Netzkosten, nicht wirtschaftlich fortgeführt werden. Insbesondere für die Netztarife ist somit eine Einführung einer gesonderten (höheren) Leistungskomponente für den Bezug von elektrischer Energie unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens bzw. der resultierenden Vorgaben anzudenken, um so die gleichbleibenden Netzkosten bei Abnahme der verteilten elektrischen Energie decken zu können.

### 3.4 Projektstatus im Vergleich zu Arbeitsplan und Meilensteinen

In diesem Abschnitt wird der Projektstatus nach Ende des Förderzeitraums anhand der in der Projektbeschreibung definierten Arbeitstakte und Meilensteinen ausgewertet.

#### **Arbeitspakete:**

Das erste Arbeitspaket „Definitions-, Auslegungsphase und Wirtschaftlichkeits- und Systemanalyse“ wurde im ersten und zweiten Berichtszeitraum abgeschlossen. Die erweiterte Bearbeitungsdauer des AP 1.4 zur Entwicklung der speichergeführten Anlagensteuerung [E1] führte zu einem späteren Abschluss des AP 1.6, welches die Optimierung der Zielsysteme anhand der speichergeführten Anlagensteuerung beinhaltet. Nach der Anschaffung hochauflösender elektrischer und thermischer Lastprofile [ISE2018] konnten das AP 1.3 abgeschlossen werden und somit die Prognosealgorithmen zur Evaluierung der speichergeführten Anlagensteuerung erfolgreich getestet werden.

Während des zweiten und dritten Berichtszeitraums konnte das zweite Arbeitspaket „Entwicklung Systemsteuerung/-regelung“ abgeschlossen werden. Nach Projektplan war das zweite AP in dem zweiten Berichtszeitraum abzuschließen. Aufgrund der verlängerten Bearbeitungsdauer des ersten Arbeitspaketes bei der Erstellung der speichergeführten Anlagensteuerung, wurde dieses in den AP 2.2 sowie AP 2.5 bei der Erstellung der Elektronik und Software sowie der Umsetzung der integrierten Steuerung der Systemkomponenten für den Demonstrator zu Beginn des dritten Berichtszeitraums abgeschlossen.

Das dritte Arbeitspaket „Netzseitige Auswirkungen bei Marktdurchdringung eines oder mehrerer Zielsysteme“ wurde im zweiten und dritten Berichtszeitraum abgeschlossen. Die Untersuchung der Netzintegration und Leistungsmanagements im AP 3.2 wurde aufgrund der verlängerten Bearbeitungsdauer bei der Definition der Zielsysteme in AP 1.6 in den dritten Berichtszeitraum verlängert. Nach Abschluss des AP 3.2 konnte die wirtschaftliche Auswertung bei erhöhter Durchdringung der Zielsysteme in AP 3.3 im dritten Berichtszeitraum planmäßig abgeschlossen werden. Die Validierung der Leistungscharakteristik am Netzanschlusspunkt der Zielsysteme wurde im AP 3.4 durch die im vierten Arbeitspaket erhobenen Betriebsdaten des Demonstrators validiert.

Im zweiten und dritten Berichtszeitraum wurde das vierte Arbeitspaket „Aufbau und Betrieb einer Demonstrationsanlage“ abgeschlossen. Nach der Fertigstellung der Demonstrationsanlage im AP 4.4 konnten

die Feld- bzw. Dauerversuche am TZE sowie deren Optimierung in den AP 4.5 und AP 4.6 durchgeführt werden. Durch den Abgleich der im ersten Arbeitspaket erstellten Simulationsdaten mit den in AP 4.5 und AP 4.6 gemessenen Betriebsdaten konnten die Simulationsmodelle der Systemkomponenten in AP 4.7 verbessert werden. Abschließend wurden in AP 4.8 Optimierungsstrategien für die Zielsysteme erarbeitet und die erhobenen Simulations- und Messdaten ausgewertet.

#### **Meilensteine:**

MS1 „Spezifizierte Komponenten und definierte Schnittstellen der Zielsysteme“: Der erste Projektmeilenstein wurde wie im ersten und zweiten Zwischenbericht beschrieben, nach dem Abschluss des AP 1.6 im zweiten Berichtszeitraum durch die Definition der Zielsysteme in den einzelnen Verbrauchsszenarien erreicht. Ein Zielsystem wurde als Demonstrationsanlage ausgewählt.

MS2 „Demonstrationsanlage ist in Betrieb“: Der zweite Projektmeilenstein konnte im zweiten Berichtszeitraum bei Beginn des AP 4.4 durch den Start des Betriebs der Demonstrationsanlage erreicht werden.

MS3 „Pressekonferenz auf kommunaler Ebene“: Laut Projektplan erfolgt zum Abschluss des dritten Meilensteins eine Präsentation der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsstudien und Siedlungsanalysen sowie der ersten Ergebnisse des Feldversuchs. Bei der Planung zum Erreichen dieses Meilensteins wurde auf die Durchführung einer kommunalen Pressekonferenz zugunsten der Ausstellung des Projektes EKOSTORE auf der INTERSOLAR Europe Fachmesse 2018 in München [E11], einem Fachvortrag auf der gleichzeitig stattfindenden EM-Power Fachmesse in München [E12] sowie der Publikation von Pressemitteilungen [HAW2018], [Steinmann2018], [Pabst2018] verworfen. Anhand der genannten Publikationen konnten die technischen und wirtschaftlichen Ergebnisse des Projektes EKOSTORE einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

MS4 „Optimierungsstrategien und Netzintegration“: Der vierte Meilenstein wird nach der Erarbeitung von Optimierungsstrategien durch den Betrieb der Demonstrationsanlage und dem Vergleich mit den bisherigen Simulationsergebnissen erreicht. Dabei sind die Ergebnisse aus dem AP 3 zu berücksichtigen. Anhand der Bearbeitung der AP 3 und AP 4 konnte der letzte Projektmeilenstein erreicht werden.

### **3.5 Darstellung der wirtschaftlichen Auswirkungen für Bayern**

Innerhalb des Projektes wurde die Patentanmeldung „Speichergeführte Anlagensteuerung für eine Kraftwärmekopplungsanlage“ [E1] eingereicht. Aktuell befindet sich das Patent im Status des Prüfungsverfahrens wobei ein Beschwerdeverfahren eingeleitet wurde. Im Falle der Gewährung könnte es zu Lizenzentnahmen kommen. Unabhängig davon erfolgt eine wissenschaftliche Verwertung in Folgeprojekten der HAW Landshut. Im letzten Drittel des Projekts EKOSTORE konnte ein Projekt im EU geförderten Programm zur grenzübergreifenden Zusammenarbeit Freistaat Bayern – Tschechische Republik Ziel ETZ 2014–2020 in Zusammenarbeit mit dem NTC Pilsen eingeworben werden. Im Rahmen des Projekts „FSTORE: Grenzüberschreitende Plattform für Forschung an zukünftigen Energiespeichern und deren Integration“ werden die in EKOSTORE entwickelten Energiesystemsimulationen und Betriebsstrategien aufgegriffen und weiterentwickelt. Im Speziellen wird an der Integration von Redox-Flow Batteriespeichern in dezentrale Energiesysteme geforscht. Dazu werden die in EKOSTORE entwickelten Modelle zur Simulation von elektrischen Energiespeichern auf die neue Redox-Flow Technologie angepasst und die Funktionalität von Redox-Flow Batteriespeichern am im Projekt EKOSTORE entwickelten Prüfstand für dezentrale Energiesysteme getestet. Weitere Forschungsziele des Projektes FSTORE sind die thermische Integration von Redox-Flow Batterien zur Abwärmenutzung sowie die Entwicklung von innovativen Betriebsstrategien von Redox-Flow Batterien in der Funktion eines Quartierspeichers, zum Energieausgleich ganzer Areale.

Aktuell wird an einer Projekteinreichung mit der Ratiotherm Heizung + Solartechnik GmbH & Co. KG, ENERPIPE GmbH und dem Lehrstuhl für Informatik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

vertreten durch Prof. Pruckner gearbeitet, der im Bereich der Energieinformatik forscht. Ziel der Kooperation ist es, die Kopplung der im Projekt EKOSTORE entstandenen Simulationsmethoden mit innovativen Methoden aus der Informatik wie dem maschinellen Lernen und mathematischer Optimierung zu koppeln. Die Betriebsstrategien, die somit entwickelt werden, sollen anhand von Software-in-the-Loop Entwicklung in real einsetzbare Steuerungssoftware für dezentrale Energiesysteme auf Quartiersebene überführt werden.

Die Anzahl der beim BAFA zugelassenen neuen, modernisierten und nachgerüsteten KWK-Anlagen im Leistungsbereich größer 2 kW und kleiner gleich 10 kW liegt bundesweit (keine gesonderte Auskunft für Bayern erhältlich) im Zeitraum von 2009 bis 2016 bei im Mittel 2263 Anlagen pro Jahr, bei einer durchschnittlichen elektrischen Nennleistung des Blockheizkraftwerkes von 5,5 kW [BAFA2018]. Der Zubau von elektrischen Speichersystemen mit Kopplung von Photovoltaiksystemen betrug im Jahr 2016 bundesweit 22.517 Anlagen (davon 42 % des Zubaus in Bayern) mit durchschnittlicher nutzbaren Batteriekapazität von 6,78 kWh [Figgener2017]. Diese aktuellen Ausbautzahlen legen dar, dass sich bundesweit wie in Bayern weiterhin ein Potenzial zur Nutzung der speichergeführten Betriebsstrategie bildet, wobei keine Datengrundlage zu der aktuellen Anzahl der Systeme mit Blockheizkraftwerk, Photovoltaikanlage und elektrischem Speichersystem verfügbar ist. Grundsätzlich sind alle Komponenten auf dem Markt verfügbar und weisen einen stabilen Absatz in dezentralen Energiesystemen auf.

Wie in Abschnitt 3.3.3 in Abbildung 6 gezeigt wurde, sind neben dem Strompreis die Modulkosten des Blockheizkraftwerkes und des elektrischen Energiespeichers maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit des EKOSTORE-Energiesystems. Während bei der Entwicklung von preisgünstigeren Batteriespeichern vielversprechende Fortschritte gemacht werden und signifikante Preisreduktionen prognostiziert werden [Schmidt2017], werden im Bereich der Mikro-Blockheizkraftwerk Technologie keine absehbaren Preisreduktionen in Aussicht gestellt. In jedem Fall könnte ein vermehrter Absatz durch verbesserte Produktionsauslastungen zu kostengünstigeren Blockheizkraftwerken führen. Um dies zu erreichen, ist die im Projekt vorgeschlagene Betriebsstrategie ideal, da bei verbesserter Wirtschaftlichkeit mehr Systeme mit Blockheizkraftwerk, Photovoltaik und elektrischem Energiespeicher Abnehmer finden.

### 3.6 Zusammenarbeit mit den Verbundpartnern

Die Zusammenarbeit mit den Verbundpartnern wurde über regelmäßig stattfindende Gesamttreffen und Telefonkonferenzen organisiert. Zur übergeordneten Planung wurden die im Projektplan definierten Arbeitspakete weiter ausformuliert und die Aufgaben unter den Projektpartnern abgestimmt. Die Verbundpartner WOLF GmbH und Saft Batterien GmbH lieferten in dem ersten und zweiten Arbeitspaket die Spezifikationen der thermischen und elektrischen Systemkomponenten sowie deren Schnittstellendefinition. Die thermischen und elektrischen Systemkomponenten für den Teststandaufbau im vierten AP wurden von der WOLF GmbH sowie der Saft Batterien GmbH bereitgestellt. Die Entwicklung der speichergeführten Betriebsstrategie wurde in enger Abstimmung auf die technischen Randbedingungen der thermischen und elektrischen Systemkomponenten in Kooperation mit der WOLF GmbH und Saft Batterien GmbH durchgeführt.

Die Entwicklung und Umsetzung der speichergeführten Betriebsstrategie wurde in Zusammenarbeit mit der emz - Hanauer GmbH & Co KGaA im zweiten Arbeitspaket durchgeführt. Die Auswertungen der Simulationsdaten und der Messdaten des Demonstrators mit speichergeführter Anlagensteuerung wurden allen Projektpartnern präsentiert und zur Diskussion gestellt. Die daraus gewonnenen Optimierungsansätze wurden zur Weiterentwicklung der speichergeführten Betriebsstrategie genutzt. In Kooperation mit der Stadtwerke Straubing GmbH wurde die Netzstruktur des Niederspannungsnetzes von Schambach im dritten Arbeitspaket in dem Netzplanungsprogramm NEPLAN modelliert und simuliert. Dazu wurden Vorortbesichtigungen der Bestandsanlagen in Schambach durchgeführt. Die Erstellung der Simulationsergebnisse und deren Interpretation erfolgten in Zusammenarbeit mit der Stadtwerke Straubing GmbH.

## 4 Veröffentlichungen im Rahmen des Projektes

Die im Rahmen des Projektes EKOSTORE erschienenen Veröffentlichungen werden mit der Kennzeichnung [E] zitiert. Die Vorträge [E10 bzw. E13] basieren auf den Vortragsfolien [E8 bzw. E12] und wurden nicht nochmals in den Anhang aufgenommen. Aufgrund des Umfangs der Abschlussarbeiten [E15 bis E21] sind diese nicht Bestandteil des Anhangs.

### Patentanmeldung:

[E1] Hochschule Landshut: **Speichergeführte Anlagensteuerung für eine Kraftwärmekopplungsanlage**, (Amtliches Aktenzeichen: 102017100639.7), Patentanmeldung (DE), 2017

### Begutachtete Veröffentlichungen (peer Review):

[E2] Ummenhofer, C. D.; Heyer, G.; Roediger T.; Olsen J.; Page J.: **Improved system control logic for an MCHP system incorporating electric storage**, *Preprint submitted to Applied Energy Journal*, 2017

[E3] Ummenhofer, C. D.; Olsen J.; Page J.; Roediger T.: **How to improve peak time coverage through a smart-controlled MCHP unit combined with thermal and electric storage systems**, *Energy and Buildings*, Volume 139, Pages 78-90, 2017

### Konferenzbeiträge / Vorträge:

[E4] Ummenhofer, C.D.; et al.: **Smart control of an MCHP unit combined with thermal and electrical storage systems: A case study**, 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Vienna, Austria, 2015

[E5\_1] Heyer, G.; Roediger T.: **Systemkombination von Batteriespeicher und Mikroblockheizkraftwerk zur dezentralen Eigenenergieversorgung**, Entwicklerforum: Batterien & Ladekonzepte Vortrag, Hochschule München, 2016

[E5\_2] Heyer, G.; Roediger T.: **Systemkombination von Batteriespeicher und Mikroblockheizkraftwerk zur dezentralen Eigenenergieversorgung**, Entwicklerforum: Batterien & Ladekonzepte Tagungsunterlagen, Hochschule München, 2016

[E6] Roediger T.; Heyer, G.: **Projekt EKOSTORE: Dezentrale Energiesysteme mit hohem elektrischen Autarkiegrad durch die Systemkombination von Batteriespeichern und Mikroblockheizkraftwerk**, Fachgespräche Intelligente Energienetze: Microgrids, Energiezellen, teilautonome Subsysteme, intelligente Verteilnetze - neue Schlagworte oder Problemlösungen, Universität Leipzig, 2016

[E7] Heyer, G.; Rödiger T.: **Projekt: EKOSTORE - Hybride, dezentrale Energieversorgung durch die Systemkombination von Batteriespeicher, Photovoltaik und Blockheizkraftwerk**, *Posterpräsentation Nacht der Wissenschaft*, Hochschule Landshut, 2016

[E8] Gackstatter, F.; Heyer, G.; Rödiger T.: **Projekt EKOSTORE; Systemkombination von Batteriespeicher, PV- Anlage und Mikroblockheizkraftwerk zur dezentralen Eigenenergieversorgung**, *Präsentation Landshuter Energiegespräche*, Hochschule Landshut, 2017

[E9\_1] Heyer, G.; Gackstatter, F.; Pettinger K. H.; Rödiger T.: **Speichergeführte Betriebsstrategie für die Systemkombination von Batteriespeicher, Photovoltaikanlage und Mikroblockheizkraftwerk in der zukünftigen dezentralen Energieversorgung**, Entwicklerforum: Batterien & Ladekonzepte Vortrag, Hochschule München, 2017

[E9\_2] Heyer, G.; Gackstatter, F.; Pettinger K. H.; Rödiger T.: **Speichergeführte Betriebsstrategie für die Systemkombination von Batteriespeicher, Photovoltaikanlage und Mikroblokheizkraftwerk in der zukünftigen dezentralen Energieversorgung**, Entwicklerforum: Batterien & Ladekonzepte Tagungsunterlagen, Hochschule München, 2017

[E10] Rödiger, T.: **Projekt EKOSTORE - Systemkombination von Batteriespeicher und Mikroblokheizkraftwerk zur dezentralen Eigenenergieversorgung**, Vortrag Netzwerktreffen Energieeffizienz, 29./30. März 2017.

[E11] Gackstatter, F.; Rödiger T.: **Projekt: EKOSTORE - Hybride, dezentrale Energieversorgung durch die Systemkombination von Batteriespeicher, Photovoltaik und Blockheizkraftwerk**, Aussteller / Poster-Präsentation am Bayern Innovativ GmbH Messestand auf Intersolar Europe 2018 , 20.-22. Juni 2018.

[E12] Rödiger, T.: **Projekt EKOSTORE: Systemkombination von Batteriespeicher, PV- Anlage und Mikroblokheizkraftwerk zur dezentralen Eigenenergieversorgung**, Vortrag in der „Energie Kompakt für kommunale Liegenschaften & öffentliche Gebäude – Best Practice“ Session der EM-Power Messe, 20. Juni 2018.

[E13] Pettinger, K-H; Rödiger, T.: **Energiesysteme mit Batteriespeicher und Betriebsstrategie für Ein- und Mehrfamilienhäuser**, Vortrag „imh-Tagung Stationäre Batteriespeicher“, Wien, 15. November 2018.

[E14] Gackstatter, F.; Heyer, G.; Rödiger, T.: **Experimental assessment of a novel system control logic for an MCHP system incorporating an electric energy storage**, Conference Abstract, Präsentation “International Conference on Innovative Applied Energy”, Oxford, 14.-15 März 2019

#### **Abschlussarbeiten:**

[E15] Ganslmeier, R. G.: **Integration einer Wetterstation und Entwicklung einer datenbankgestützten Messdatenerfassungssoftware für Wetterdaten**, Bachelorarbeit, HAW Landshut, 2015

[E16] Huber, M.: **Simulation und Dimensionierung eines dezentralen Energiesystems (BHKW, thermischem Speicher, Lithium-Ionen Akkumulator) zur innovativen Gebäudeenergieversorgung**, Masterarbeit, HAW Landshut, 2016

[E17] Sladek, C.: **Webservice zur Bereitstellung von dynamischen Wetterdaten**, Masterarbeit, HAW Landshut, 2016

[E18] Poisl, B.: **Optimierung der Anlagensteuerung eines BHKW mittels Lastprognosen zur Autarkiegradsteigerung unter Berücksichtigung der Lastprognosefehler**, *Masterarbeit, FH Oberösterreich, 2016*

[E19] Schmidtbauer, T.: **Verbesserung der Betriebsführung dezentraler, hybrider Energiewandlungssysteme mit technischer und ökonomischer Zielstellung**, *Masterarbeit, Fachhochschule Burgenland GmbH, 2018*

[E20] Thral, F.: **Simulation des EKOSTORE Energiesystems mittels Matlab® Simulink®**, Bachelorarbeit, Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut, 2018

[E21] Tandara, F.: **Integration von Warmwasserwärmepumpen in thermische Gebäudesimulationen zur Bewertung der Nachhaltigkeit solar-unterstützter Blockheizkraftwerke in Mehrfamilien-häusern**, Bachelorarbeit, Hochschule für angewandte Wissenschaften München, 2018

**Presse:**

[Pabst2018] Pabst, S.: **Die Batterie ist der Boss - Wie ein speichergeführtes BHKW die Netzeinspeisung minimiert**, online verfügbar unter: <https://www.em-power.eu/index.php?id=15424&L=1>, abgerufen am 30.10.2018

[Steinmann2018] Steinmann, H.: **Batterie ist der Boss**, online verfügbar unter: <https://buildingtimes.at/allgemein/batterie-ist-der-boss/>, abgerufen am 30.10.2018

[HAW2018] Pressestelle HAW Landshut: **Die Batterie ist der Boss Hochschule Landshut forscht für intelligente Stromerzeugung und ein stabileres Stromnetz**, online verfügbar unter <https://www.haw-landshut.de/aktuelles/news/news-detailansicht/article/die-batterie-ist-der-boss.html>, abgerufen am 30.10.2018

## 5 Literatur

[Nowak2010] Nowak, W.; Arthkamp, J.: **BHKW-Grundlagen**, Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, Hamburg, 2010

[Lödige2016] Lödige, D.; Thomas, B.; Widmann, C.: **Stromoptimierter Betrieb von KWK-Anlagen durch intelligentes Wärmespeichermanagement**, Reutlingen, Hochschule Reutlingen, 2016

[IWES2017] Kneiske, T. M.: **Reduktion von CO<sub>2</sub> Emission durch eine kombinierte Regelungsstrategie für PV-KWK Hybridsysteme**, 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), 2017

[Serafin2009] Serafin, v. R.: **Mikro-KWK und virtuelle Kraftwerke**, in FfE-Fachtagung 2009: Stromversorgung des 21. Jahrhunderts (Eds: Prof. Dr.-Ing. U. Wagner), München, 2009

[ISE2018] Fraunhofer ISE: **elink Solutions synPRO**, Bezug von: <https://www.elink.tools/elink-tools/synpro>, abgerufen am: 30.10.2018

[co2online2016]: co2online gemeinnützige GmbH: **die Stromsparinitiative**, Bezug von: <http://www.diestromsparinitiative.de>, abgerufen am: 03.02.2016

[Loga2015]: Loga, T.; et al.: **Deutsche Wohngebäudetypologie Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden**, Darmstadt: IWU, 2. erw. Aufl., 2015

[VDI4655]: VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt: **Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen**, Beuth Verlag GmbH, 2008

[VDI2067] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: **Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung**, Düsseldorf, VDI-Verlag, 2012

[KWKR] **Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kWel (Mini-KWK-Richtlinie) (BAnz AT 29.12.2014 B5)**, Bezug von: Bundesanzeiger Verlag GmbH

[KFW275] KfW Bankengruppe.: **Erneuerbare Energien – Speicher**, Bezug von <http://www.kfw.de>, abgerufen am 08.02.2019

[EEG] **Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066)**, das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist

[KWKG] **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498)**

- [Figgenger2017] Figgenger, J.; et al.: **Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017**, ISEA der RWTH Aachen, 2017
- [Schmidt2017] Schmidt, O.; et al.: **The future cost of electrical energy storage based on experience rates**, Nat. Energy 2, 17110, DOI: 10.1038/nenergy.2017.110, 2017
- [Fuchs2017] Fuchs, G. (Hrsg.): **Lokale Impulse für Energieinnovationen - Bürgerwind, Contracting, Kraft-Wärme-Kopplung, Smart Grid**, Springer Vieweg, DOI 10.1007/978-3-658-14801-0, 2017
- [Graulich2018] Graulich, K.; et al.: **Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen**, Verbundprojekt BuergEn, Freiburg, 2018
- [Buckley2012] Buckley, R.C.: **Development of an energy storage model. Master's thesis**, The University of Tennessee at Chattanooga, Chattanooga, Tennessee, 2012.
- [Kazhamiaka2016] Kazhamiaka, F; et al.: **Li-ion storage models for energy system optimization: the accuracy-tractability tradeoff**. In: Seventh international conference on future energy systems (e-Energy '16). New York, NY, USA: ACM; 2016.
- [INSEL2018] **Integrated Simulation Environment Language (INSEL)**, <http://insel.eu.>, abgerufen am 08.02.2019
- [BSM2018] Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: **Entwicklung des deutschen PV-Marktes Auswertung und grafische Darstellung der Meldedaten der Bundesnetzagentur – Stand 31.1.2018**, 2018
- [Hawkes2006] Hawkes, A. D.; Leach, M. A.: **Cost-effective operating strategy for residential microcombined heat and power**, Energy 32, doi:10.1016/j.energy.2006.06.001, 2006
- [Karmacharya2013] Karmacharya, S.; et al.: **Simulation of energy use in buildings with multiple micro generators**, Applied Thermal Engineering 62, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.09.039>, 2013
- [Schütz2018] Schütz, T.; et al.: **Optimal design of energy conversion units for residential buildings considering German market conditions**, Energy 139, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.024>, 2017
- [Houwing2008] Houwing, M.; et al.: **Uncertainties in the design and operation of distributed energy resources: The case of micro-CHP systems**, Energy 33, doi:10.1016/j.energy.2008.07.003, 2008
- [Bergner2015] Bergner, J. ; et al.: **Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen**, 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2015
- [Wieland2014] Wieland, T.; et al.: **Gleichzeitigkeitsfaktoren in der elektrischen Energieversorgung – Konventioneller und probabilistischer Ansatz**, e & i Elektrotechnik und Informationstechnik Volume 131, 2014

## 6 Anhang

### A1: ergänzende Tabellen

Tabelle 9 - Übersicht der Jahresverbräuche von Nutzenergie: VDI Szenarien

Gebäudetyp	PE / WE	Gebäudetyp	Elektrisch	Heizung	Warmwasser
<b>Niedriger Verbrauch [MWh]</b>					
Einfamilienhaus	3 PE	EFH_H	3,1	5,8	1,4
Einfamilienhaus	5 PE	EFH_C	4,2	9,4	2,8
Mehrfamilienhaus	4 WE	MFH_B	6,8	6,0	4,3
Mehrfamilienhaus	8 WE	MFH_F	13,6	11,1	6,4
<b>Mittlerer Verbrauch [MWh]</b>					
Einfamilienhaus	3 PE	EFH_H	3,9	14,2	1,4
Einfamilienhaus	5 PE	EFH_C	5,5	25,3	2,8
Mehrfamilienhaus	4 WE	MFH_B	9,0	25,3	4,3
Mehrfamilienhaus	8 WE	MFH_F	18,0	34,5	6,4
<b>Hoher Verbrauch [MWh]</b>					
Einfamilienhaus	3 PE	EFH_H	4,7	18,1	1,4
Einfamilienhaus	5 PE	EFH_C	6,6	45,1	2,8
Mehrfamilienhaus	4 WE	MFH_B	11,0	41,2	4,3
Mehrfamilienhaus	8 WE	MFH_F	22,0	55,8	6,4

Tabelle 10 - Übersicht der Jahresverbräuche von Nutzenergie: ISE Szenarien

Gebäudetyp	PE / WE	Bezeichnung	Elektrisch [MWh]	Heizung [MWh]	Warmwasser [MWh]
Mehrfamilienhaus	4 WE	MFH-ISE-4WE	11.322	32,557	8,984
Mehrfamilienhaus	8 WE	MFH-ISE-8WE	20,756	26,090	12,708
Mehrfamilienhaus	17 WE	MFH-ISE-17WE	40,070	51,172	33,800

Tabelle 11 - Anlagendimensionierung der Referenzsysteme

Gebäudetyp	PE / WE	BHKW [kW <sub>el</sub> ]	PV-Anlage [kW <sub>Peak</sub> ]	EES [kWh <sub>Nominal</sub> ]	elektrischer Autarkiegrad [%]
<b>Niedriger Verbrauch</b>					
Einfamilienhaus	3 PE	1	2	4	97
Einfamilienhaus	5 PE	1	2	6	99
Mehrfamilienhaus	4 WE	1	6	8	94
Mehrfamilienhaus	8 WE	1	12	12	85
<b>Mittlerer Verbrauch</b>					
Einfamilienhaus	3 PE	1	2	6	98
Einfamilienhaus	5 PE	1	2	6	97
Mehrfamilienhaus	4 WE	1	4	6	95
Mehrfamilienhaus	8 WE	2	8	12	91
<b>Hoher Verbrauch</b>					
Einfamilienhaus	3 PE	1	4	6	99
Einfamilienhaus	5 PE	2	4	6	98
Mehrfamilienhaus	4 WE	2	4	8	94
Mehrfamilienhaus	8 WE	3	6	10	90

Tabelle 12 – Vergleich Messdaten mit Simulationsdaten; Tag 161

	Einheit	Messung	Simulation	Differenz	Abweichung d. Simulation [%]
Thermisch Energie BHKW	[kWh]	44,7	40,2	-4,5	-11,3
Thermische Energie BWT	[kWh]	14,8	24,5	9,7	39,6
Thermische Energie Warmwasser	[kWh]	33,3	33,3	0,0	0,0
Thermische Energie Heizkreis	[kWh]	0,0	0,0	0,0	0,0
Gasbedarf BHKW	[kWh]	68,3	59,0	-9,2	-15,6
Gasbedarf BWT	[kWh]	16,9	25,8	9,0	34,7
Thermische Verluste Gesamtsystem	[kWh]	12,7	19,0	6,3	33,1
Mittlere thermische Leistung BWT	[kW]	20,1	25,4	5,3	20,8
Mittlere Leistung BHKW	[kW]	10,1	10,3	0,1	1,2
Laufzeit BHKW	[h]	4,3	3,8	-0,5	-13,2
Laufzeit BWT	[h]	0,7	1,0	0,3	26,7
Elektrische Energie BHKW	[kWh]	14,2	12,4	-1,7	-14,1
Mittlere elektrische Leistung BHKW	[kW]	3,4	3,3	-0,2	-5,8
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	[ ]	0,2	0,2	0,0	1,4
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	[ ]	0,7	0,7	0,0	3,7
Gesamtnutzungsgrad BHKW	[ ]	0,9	0,9	0,0	3,2
Nutzungsgrad BWT	[ ]	0,9	0,9	0,1	7,5

Tabelle 13 - Vergleich Messdaten mit Simulationsdaten; Tag 18

	Einheit	Messung	Simulation	Differenz	Abweichung d. Simulation [%]
Thermisch Energie BHKW	[kWh]	155,4	165,0	9,6	5,8
Thermische Energie BWT	[kWh]	121,4	115,8	-5,6	-4,8
Thermische Energie Warmwasser	[kWh]	46,1	46,1	0,0	0,0
Thermische Energie Heizkreis	[kWh]	200,1	200,1	0,0	0,0
Gasbedarf BHKW	[kWh]	218,8	228,0	9,2	4,0
Gasbedarf BWT	[kWh]	120,2	118,8	-1,4	-1,2
Thermische Verluste Gesamtsystem	[kWh]	19,8	22,2	2,4	10,7
Mittlere thermische Leistung BWT	[kW]	23,4	26,6	3,2	12,1
Mittlere Leistung BHKW	[kW]	11,4	11,5	0,1	1,3
Laufzeit BHKW	[h]	13,5	14,2	0,7	4,6
Laufzeit BWT	[h]	4,8	4,4	-0,5	-11,1
Elektrische Energie BHKW	[kWh]	48,3	47,6	-0,7	-1,4
Mittlere elektrische Leistung BHKW	[kW]	3,6	3,4	-0,2	-6,8
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	[ ]	0,2	0,2	0,0	-5,7
Thermischer Nutzungsgrad BHKW	[ ]	0,7	0,7	0,0	1,9
Gesamtnutzungsgrad BHKW	[ ]	0,9	0,9	0,0	0,2
Nutzungsgrad BWT	[ ]	1,0	1,0	0,0	-3,6

## A 2: ergänzende Abbildungen



Abbildung 20 - Gesamtansicht der thermischen und elektrischen Teststandkomponenten



Abbildung 21 - Anordnung der sternförmigen Mikronahwärmenetze in Schambach Teilnetz „untere Dorfstraße“

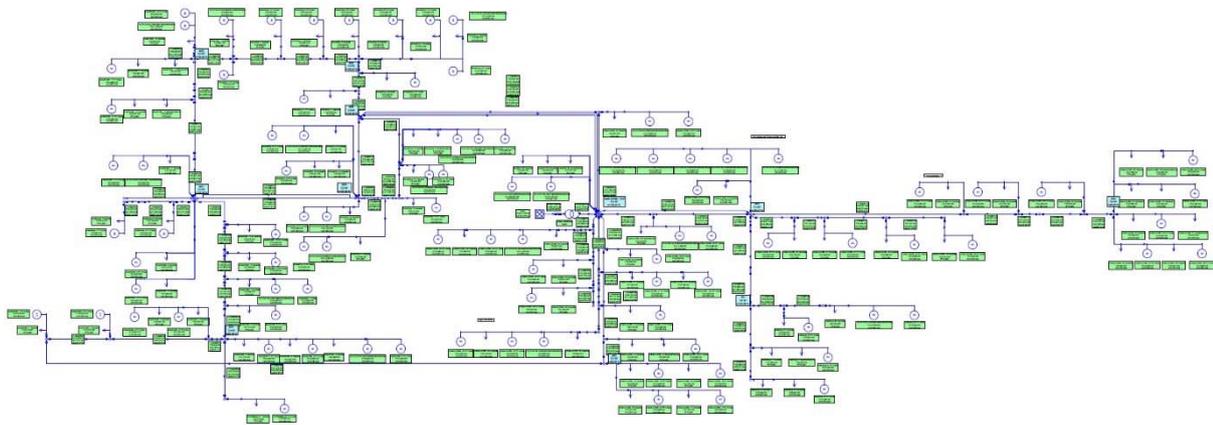
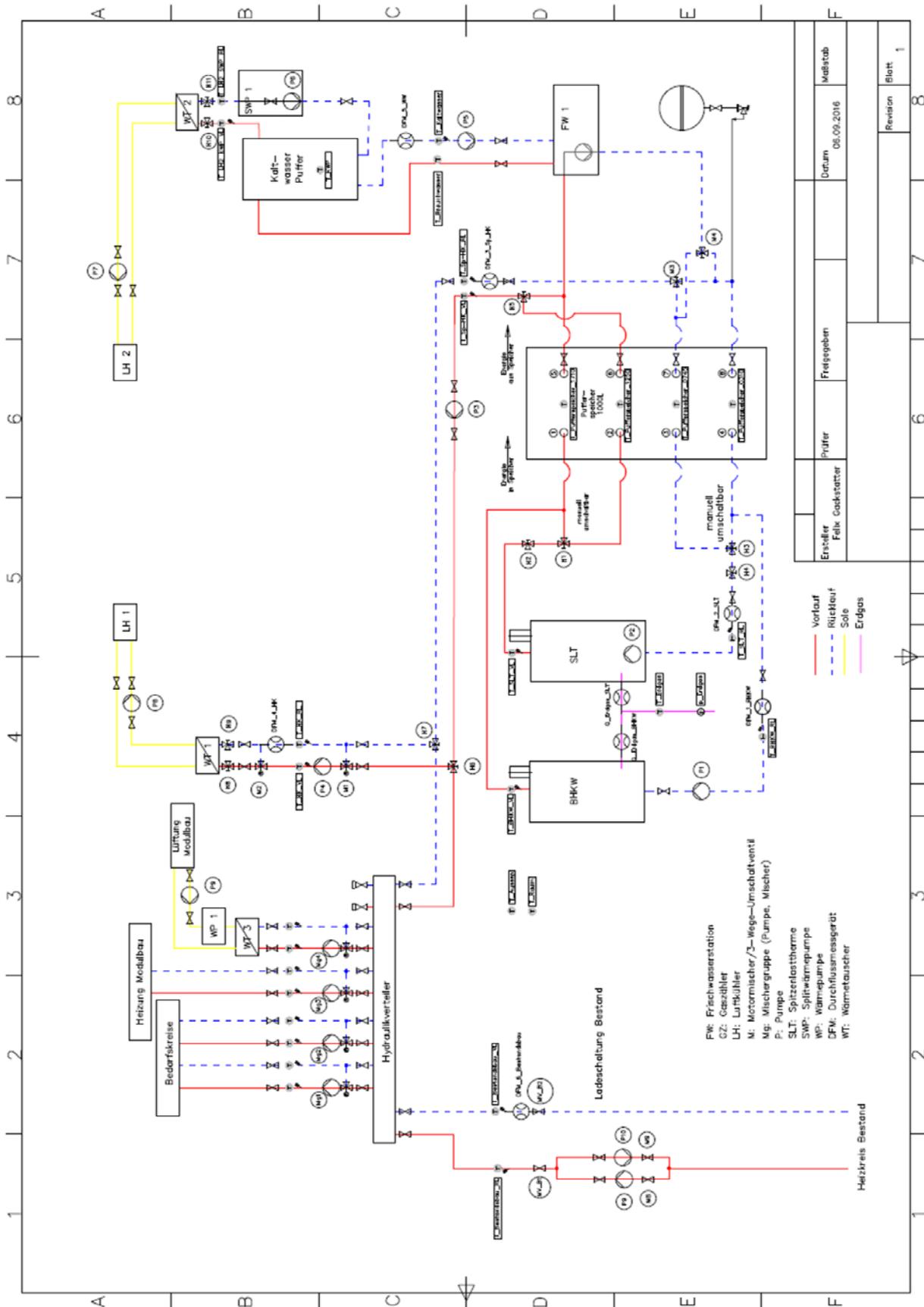


Abbildung 22 - NEPLAN Modell Schambach Teilnetz „Untere Dorfstraße“

### A 3: Hydraulikschema des BHKW-Teststands



#### A 4: Messstellen der Anlagensensorik

Variable	Messbereich	Signal	Sensortyp	Beschreibung
T_Bestandsbau_VL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Vorlauftemperatur zum Hydraulikverteiler
T_BHKW_VL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Vorlauftemperatur des BHKW
T_BHKW_RL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Rücklauftemperatur des BHKW
T_SLT_VL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Vorlauftemperatur der Brennwerttherme
T_SLT_RL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Rücklauftemperatur der Brennwerttherme
T_SP-HK_VL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Vorlauftemperatur des Speiseheizkreises
T_SLT_RL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Rücklauftemperatur des Speiseheizkreises
T_Erdgas	0...100 °C	4...20 mA	PT-100	Erdgastemperatur
T_Brauchwasser	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Brauchwassertemperatur
T_Kaltwasser	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Kaltwassertemperatur
T_LH2_KWP_VL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Temperatur zwischen Kaltwasserpuffer und Wärmetauscher (Warmwassersimulator)
T_LH2_SWP_RL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Temperatur Wärmetauscher und Wärmepumpe (Warmwassersimulator)
T_Bestandsbau_RL	0...100 °C	4...20 mA	Krohne TRA-C30 OPTITEMP	Rücklauftemperatur vom Hydraulikverteiler
T_Pufferspeicher_0310	-5...90 °C	RTD	RTD PT1000	Temperatur des Pufferspeichers auf 310 mm Höhe
T_Pufferspeicher_0745	-5...90 °C	RTD	RTD PT1000	Temperatur des Pufferspeichers auf 745 mm Höhe
T_Pufferspeicher_1250	-5...90 °C	RTD	RTD PT1000	Temperatur des Pufferspeichers auf 1250 mm Höhe
T_Pufferspeicher_1710	-5...90 °C	RTD	RTD PT1000	Temperatur des Pufferspeichers auf 1710 mm Höhe
T_HK_VL	-5...90 °C	RTD	RTD PT1000	Vorlauftemperatur des Heizkreissimulators
T_HK_RL	-5...90 °C	RTD	RTD PT1000	Rücklauftemperatur des Heizkreissimulators
T_Aussen	-5...90 °C	RTD	RTD PT1000	Außentemperatur
p_Erdgas	0...2 bar	0...10 V	Sensor Technik CTE8002AQ0N	Absolutdruck in der Erdgaszuleitung
P_el_BHKW	±6,92 kW	0...10 V	Müller Pdr-MU Ziegler	Elektrische Leistung des BHKW
Q_BHKW_Erdgas	0,025...4m³/h	Digital Input	Elster IN-Z61	Erdgasvolumenstrom zum BHKW
Q_SLT_Erdgas	0,025...4m³/h	Digital Input	Elster IN-Z61	Erdgasvolumenstrom zur Brennwerttherme
DFM_1_BHKW	0...250 l/h	4...20mA	Krohne Optiflux 2100	Volumenstrommessung am BHKW
DFM_2_SLT	0...3 m³/h	4...20mA	Krohne Optiflux 2100	Volumenstrommessung an der Brennwerttherme
DFM_3_Sp_HK	0...3 m³/h	4...20mA	Krohne Optiflux 2100	Volumenstrommessung am Speiseheizkreislauf
DFM_4_HK	0...3 m³/h	4...20mA	Krohne Optiflux 2100	Volumenstrommessung am Heizkreissimulator
DFM_5_WW	0...3 m³/h	4...20mA	Krohne Optiflux 2100	Volumenstrommessung am Warmwassersimulator
DFM_6_Bestandsbau	0...3 m³/h	4...20mA	Krohne Optiflux 2100	Volumenstrommessung zum Hydraulikverteiler
P_el_Akku_Janitza	±13,5 kVA	Ethernet	Janitza UMG 604	Leistungsmessung vor dem Batteriewechselrichter
P_el_Akku_SMA	±13,5 kVA	Ethernet	SMA Sunny Island 8.0	Leistungsmessung des Batteriewechselrichters
SOC_el_SMA	0...100%	Ethernet	SMA Sunny Island 8.0	Speicherstand des elektrischen Speichers
P_el_PV	±13,5 kVA	Ethernet	Janitza UMG 604	Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage
P_el_Last	±13,5 kVA	Ethernet	Janitza UMG 604	Leistungsmessung der elektrischen Last