

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

31/01/2026

Projekttitle: ZUKUNFTSANKER

Projektnummer:915025

Energieforschungsprogramm – Ausschreibung 2023

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	Ausschreibung 2023 Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/08/2024
Projektende	30/09/2025
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	13 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Institute of Building Research & Innovation ZT GmbH Technische Universität Wien Kurt Leonhartsberger Allora alpha GmbH
AnsprechpartnerIn	Dipl.-Ing. Felix Wimmer, BSc.
Postadresse	Wipplingerstraße 23/3, 1010 Wien
Telefon	+43 1 5811319 812
Fax	-
E-mail	felix.wimmer@ibri.at
Website	www.ibri.at

ZUKUNFTSANKER

Energieschwamm Zukunftsanker - Netzdienlichkeit durch Energiespeichertechnologien

AutorInnen:

DI Felix Wimmer BSc, Maximilian Oberzaucher BSc, Andreas Pummer MSc,
Johannes Pscheidl, DI Dr. Peter Holzer
IBR&I Institute of Building Research and Innovation ZT GmbH

Philipp Endl BSc., Dr. Andreas Werner, Dr. Heimo Walter
Institut für Energietechnik und Thermodynamik, TU Wien

Kurt Leonhartsberger MSc, Alexander Schwarz BSc
Kurt Leonhartsberger

DI Florian Amlacher
Allora Alpha GmbH & Co KG

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung.....	6
2.1	Aufgabenstellung	6
2.2	Schwerpunkte des Projektes.....	6
2.3	Einordnung in das Programm.....	6
2.4	Verwendete Methoden.....	7
2.5	Aufbau der Arbeit.....	7
3	Identifikation von Energieflüssen, Leistungen und Potenzialen	8
3.1	E-Mobilität.....	8
3.2	Wärme, Kälte und Warmwasser.....	10
3.3	Strom	11
3.3.1	Allgemeinstrom	11
3.3.2	Stromverbrauch Wärme, Kälte Warmwasser.....	12
3.3.3	Photovoltaik	12
4	Identifikation/Technicscreening von Technologien zur Speicherung thermischer Energie	13
4.1	Ergebnisse zum Technicscreening Speicherung thermischer Energie	13
4.1.1	Sensibler Wärmespeicher	14
4.1.2	Latente Wärmespeicher	14
4.1.3	Thermochemische Speicher.....	16
4.2	Ergebnisse zur Bereitstellung mathematischer Speichermodelle	19
4.2.1	Sensibler Wärmespeicher	19
4.2.2	Latenter Wärmespeicher	20
4.2.3	Thermochemische Speicher.....	20
5	Identifikation/Technicscreening von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie	21
5.1	Ergebnisse Speicherung elektrischer Energie	23
5.1.1	Auswahl und Bewertung relevanter Speichertechnologien	23
5.1.2	Speicheranwendungen sowie Bewertung der energietechnischen Potenziale...25	
5.1.3	Analyse der energietechnischen und energiewirtschaftlichen Potenziale für innovative Stadtquartiere am Beispiel des Stadtentwicklungsprojekts „Zukunftsanker“ ..27	
5.1.4	Handlungsempfehlungen	27
6	Modellierung	30
6.1	Aufbau des Modells	30
6.2	Modellannahmen	31
6.2.1	Windsignal und elektrochemischer Speicher	31
6.2.2	Anfangs- und Randbedingungen.....	33
7	Technisch-wirtschaftliche Synthese „Energieschwamm“	34

Energieforschungsprogramm – Ausschreibung 2023

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

7.1	Referenzsystem ohne Großspeicher	34
7.2	„Energieschwamm“ mit sensiblem thermischem Großspeicher	35
7.3	„Energieschwamm“ inkl. latenter Wärmespeicher	37
7.4	„Energieschwamm“ inkl. thermochemischen Wärmespeicher	39
7.5	Vergleich und Interpretation	40
7.5.1	Verwendete KPIs	40
7.5.2	Netzbezug und PV-Integration	42
7.5.3	Elektrochemischer Batteriespeicher	42
7.5.4	Thermische Speicher	42
7.5.5	Wirtschaftliche Analyse der Speicherintegration.....	43
8	Ausblick und Empfehlungen.....	44
9	Verzeichnisse	45
9.1	Literaturverzeichnis (Thermische Speicher)	45
9.2	Literaturverzeichnis Modellierung.....	47
9.3	Literaturverzeichnis elektrische Speicher	48
9.4	Abbildungsverzeichnis	48
9.5	Tabellenverzeichnis	49
10	Anhang	50
11	Kontakt Daten	51

1 Einleitung

Das Kapitel führt in das Forschungsprojekt „Zukunftsanker“ ein, dass die Transformation des ehemaligen Anker-Produktionsstandorts zu einem urbanen Innovationsquartier mit netzdienlichen Großspeichern untersucht. Im Mittelpunkt steht die Identifikation geeigneter Speichertechnologien, deren betriebliche Kopplung sowie die mathematische Modellierung des Energiesystems. Der Aufbau umfasst Energieflussanalyse, Technologieauswahl, Modellierung und die technisch-wirtschaftliche Synthese der Szenarien.

1.1 Aufgabenstellung

Am ehemaligen Produktionsstandort der Großbäckerei Anker im 10. Wiener Gemeindebezirk entsteht innerhalb der historische Bausubstanz ein Innovationsquartier für nachhaltige Technologien. Das Quartier soll zu einem "Energieschwamm" entwickelt werden, der einerseits Energie erzeugen kann aber auch Energie, welche von außen kommt, speichern und diese zum richtigen Zeitpunkt wieder an das Quartier oder netzdienlich an das regionale Versorgungsnetze abgeben kann. Teil seiner künftigen, vollständig nicht-fossilen, Energieversorgung wird das ehemalige Kornspeicher-Bauwerk sein. Dieses Bauwerk soll zu einem netzdienlichen Großspeicher für elektrische und thermische Energie weiterentwickelt werden.

Ziel des Forschungsprojektes "ZUKUNFTSANKER" ist die Identifizierung geeigneter Speichertechnologien und geeigneter Betriebsweisen des Großspeichers im Zusammenspiel mit anderen am Standort möglichen (Klein-)Speichertechnologien, sowie die Möglichkeiten der Einbindung eines thermischen und elektrischen Großspeichers in die urbanen Energienetze.

1.2 Schwerpunkte des Projektes

Die Schwerpunkte des Projekts liegen in der mathematischen Modellierung des Ankerareals mit unterschiedlichen Speicher- und Nutzungsszenarien sowie der daraus hervorgehenden Synthese zum Aufzeigen von möglichen Synergien zwischen Energiewirtschaft (Energieversorgern) und Immobiliengesellschaften.

1.3 Einordnung in das Programm

Das Sondierungsprojekt "Energieschwamm Zukunftsanker - Netzdienlichkeit durch Energiespeichertechnologien" zielt auf die Konfigurierung eines Speichersystems für thermische und/oder elektrische Energie ab. Zweck des Speichers ist die Netzunterstützung an der Schnittstelle zwischen den Lastprofilen der Energieanwendungen und der Energieerzeugung. Der Erkenntnisgewinn ist von großer Bedeutung für die weitere Ausrichtung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Energiespeicherung oder des Netzausbaus. Zusätzlich bieten die Ergebnisse relevante Handlungsempfehlungen für

Immobilienentwickler, da sie die lebendige Schnittstelle zwischen Energiewirtschaft und Objektentwicklung fördern und damit den Hebel der Optimierung des Energiesystems deutlich stärken.

1.4 Verwendete Methoden

Die verwendeten Methoden umfassen bei der Identifikation der Energieflüsse und des Technikscreensings vorrangig eine systematische Literaturrecherche sowie eine Schneeballsystem Recherche angewandt.

Bei der Bildung des mathematischen Modells des Ankerareals werden quantitative Modellierungsansätze sowie eine numerische Modellierung mit Matlab Version 2020a (MathWorks) angewandt. Eine genaue Beschreibung der verwendeten Methode der Modellierung ist im „Modellierungsbericht Energieschwamm“ dokumentiert.

1.5 Aufbau der Arbeit

Der erste Schritt der Arbeit war die Identifikation der Energieflüsse, Leistungen und Potenziale am Standort. Diese erfolgte in enger Abstimmung mit der Eigentümerin und dient als Basis für die Modellierung.

Der zweite Schritt umfasste das Technikscreening von Technologien zur Speicherung von thermischer und elektrischer Energie. Im Zuge dieses Technikscreensings wurden ebenfalls mathematische Speichermodelle erstellt, welche als Bausteine in die Modellierung einfließen. Die daraus entstanden Berichte können dem Anhang entnommen werden.

Der Hauptpunkt der Arbeit umfasst die Modellierung einer mathematischen Abbildung des Ankerareals zur Analyse von unterschiedlichen Szenarien. Dieses Modell wird in Matlab programmiert.

Die Analyse der Modellierung erfolgt im Kapitel Technisch-wirtschaftliche Synthese „Energieschwamm“. Hierbei werden die angenommenen Varianten untersucht und anschließend gegenüberstellt. Auf Basis dieser Vergleiche werden im letzten Kapitel Ausblicke und Empfehlungen für das Ankerareal gegeben.

2 Identifikation von Energieflüssen, Leistungen und Potenzialen

Zur Identifikation der Energieflüsse, Leistungen und Potenzialen wird das Ankerareal auf Basis der bisherigen Überlegungen der Eigentümerin analysiert. Zusätzlich zu den Standardlastflüssen von Wärme, Kälte, Warmwasser und Strom wird E-Mobilität als zusätzliche Last berücksichtigt. In der Kategorie Strom wird ebenfalls die lokale Erzeugung von Strom durch Photovoltaik (PV) berücksichtigt.

2.1 E-Mobilität

Die E-Mobilität wird im Sinne einer unidirektionalen elektrischen Last abgebildet. Als Vorbereitung zukünftiger Forschungsvorhaben wird das Lastprofil der E-Mobilität auf Basis charakteristischer Fahrzeugklassen und nutzungsspezifischen An- und Abfahrprofile entwickelt.

Es werden drei Fahrzeugklassen – (a) Personenkraftwagen (PKW), (b) Transporter (TPW) und (c) Lastkraftwagen (LKW) – nach realen Vorbildern und mit folgenden Kenngrößen deklariert: Kapazität, maximale Lade- und Entladeleistung sowie State of Charge (SOC) bei Ankunft und SOC bei Abfahrt. Für die beiden SOC-Kennwerte wird angenommen, dass sie um einen Erwartungswert normalverteilt sind. Demnach werden sie mit einem Erwartungswert und einer Standardabweichung beschrieben und für einen Wertebereich von 0 bis 1 begrenzt. Diese Wahrscheinlichkeiten sind nutzungsspezifisch und werden für die Nutzungen Büro und Produktion auf Basis von Lastprofilen der Software nPro (Wirtz) erstellt. Diese Wahrscheinlichkeiten sind wochentag- und tageszeitspezifisch. Tabelle 1 zeigt die deklarierten Fahrzeugklassen mit charakteristischen Kenngrößen.

Tabelle 1: Auflistung der generischen Fahrzeugklassen (¹Opel Astra Electric, ²Ford E-Transit, ³MAN eTGX) (eigene Tabelle)

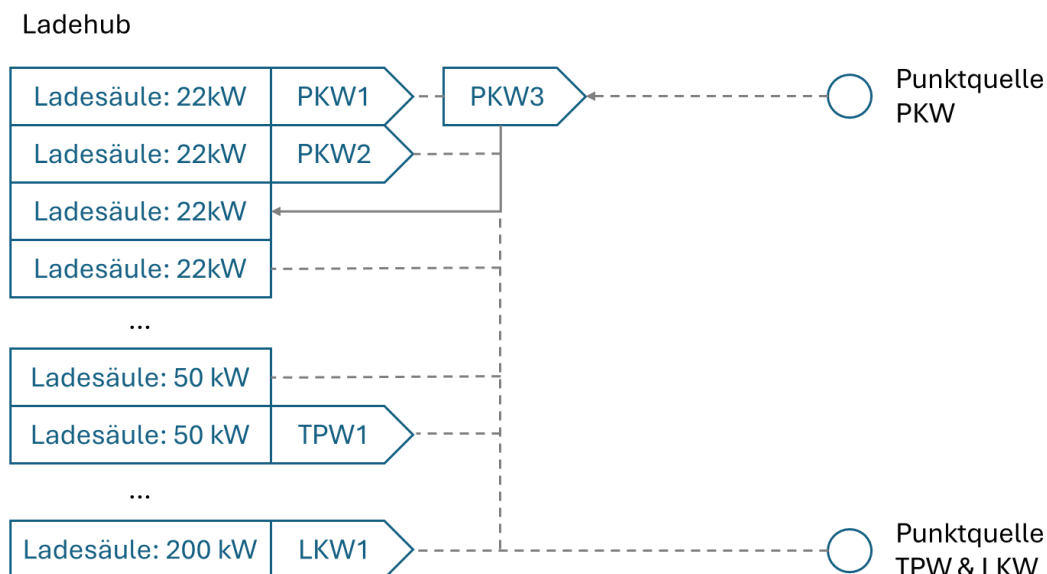
Eigenschaften	PKW ¹	Transporter ²	LKW ³
Batteriekapazität	50 kWh	64 kWh	500 kWh
max. Lade-/Entladeleistung	107 kW	125 kW	750 kW
SOC-Ankunft	0,30 +/- 0,05	0,20 +/- 0,05	0,25 +/- 0,05
SOC-Abfahrt	0,50 +/- 0,10	0,90 +/- 0,03	0,90 +/- 0,03

Nutzungsspezifische An- und Abfahrprofile geben eine diskrete Wahrscheinlichkeit an, dass ein Fahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt eine Ladesäule aufsucht. Sie wird eingesetzt, um das dynamische Zufahren von Fahrzeugen in das Ladehub zu modellieren. Das Abfahren eines Fahrzeuges ergibt sich aus der Abstelldauer, die nutzungsspezifisch (Büro, Produktion) um einen Erwartungswert normalverteilt angenommen wird. Aus ihr ist eine Priorisierung abzuleiten, welche Ladeleistung angesteuert wird. Diese Verteilung ist wieder

spezifiziert nach der Art der Nutzung (Büro oder Produktion). Für die Nutzung Büro wird eine diskrete Gleichverteilung von 1 bis 8 Stunden in 15-minütigen Schritten angenommen. Für die Nutzung Produktion wird eine diskrete Gleichverteilung von 30 bis 90 Minuten (in 15 Minutenschritten) angenommen. Weiters wird angenommen, dass bei keiner freien Ladesäule, neu ankommende Fahrzeuge das Ladehub wieder verlassen und nicht auf eine freie Ladesäule warten.

Aus den obigen Annahmen wird ein Belegungsprofil je Ladestation ermittelt. Es werden alle an dem Quartier errichteten Ladesäulen zu einem E-Ladehub zusammengefasst. Charakteristisch für jede einzelne Ladesäule ist die maximale Lade- und Entladeleistung, die aus der Quartiersbeschreibung hervorgehen. Der Belegungsvorgang am Ladehub lässt sich mit Abbildung 1 beschreiben. Fahrzeuge werden gemäß der nutzungsspezifischen Ankunftswahrscheinlichkeiten an Punktquellen generiert und überprüfen die Ladestationen im E-Ladehub auf Verfügbarkeit. Es wird angenommen, dass PKW tendenziell längere Abstellauern aufweisen als Transporter und LKWs. Daher wird angenommen, dass ein PKW die Ladestationen in aufsteigender Ladeleistung abfährt. Analog dazu werden kürzere Abstellauern für Transportwagen (TPW) und LKW angenommen. Diese überprüfen die Verfügbarkeit der E-Ladestationen in absteigender Form. Wird keine verfügbare Ladestation angetroffen wird kein Ladevorgang abgebildet und das Fahrzeug verlässt die betrachtete Systemgrenze. Wird eine Ladestation als frei identifiziert, wird das Fahrzeug an die Ladestation angeschlossen und verlässt diese nach Ablauf seiner individuellen Abstelldauer.

Abbildung 1: Illustration des modellbasierten Belegungsvorgangs im Ladehub (eigene Abbildung)



2.2 Wärme, Kälte und Warmwasser

Aufgrund in Literatur mangelnder Datengrunde von Lastprofilen für Wärme und Kälte von Bürogebäuden wird auf die Planungserfahrung des Konsortiums zurückgegriffen. Es wird ein Lastprofil einer thermischen Simulation für ein vergleichbares Bestands-Bürogebäude in ca. 5 km Entfernung in Wien mit den klimatischen Bedingungen der Klimaperiode 2050 im Klimaprojektionsszenario RCP4.5 herangezogen. Dieser Klimadatensatz wird mit der Software Meteonorm Version 8 (Meteotest) erstellt und weist eine Jahresmitteltemperatur von 14,1 °C, eine maximale Temperatur von 38,9 °C und eine minimale Temperatur von - 9,4 °C auf.

Die Energiebedarfe (Tabelle 2) und Flächen (Tabelle 3) werden gemäß des Planungsstandes von Q4 2024 der Grundstückseigentümer*innen angenommen. Die Strombedarfe umfassen hierbei lediglich die Stromverbraucher im Allgemeinbereich wie Beleuchtung in Stiegenhäuser, Aufzüge etc. Die Heiz- und Kälteenergiebedarfe werden auf das ausgewählte Lastprofil umgelegt.

Tabelle 2: Energiebedarfe je nach Nutzung (eigene Tabelle)

Energiebedarf	Einheit	Büro	Gewerbe	Sondernutzung	Datacenter
Heizenergiebedarf	kWh/m ² _{BGF.a}	37	30	20	5
Kälteenergiebedarf	kWh/m ² _{BGF.a}	39	45	0	300
Allgemeinstrombedarf	kWh/m ² _{BGF.a}	43	50	15	0

Tabelle 3: Aufteilung Nutzfläche und Energiebedarfe in den definierten Varianten (eigene Tabelle)

Nutzung		Einheit	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Büro	Nutzfläche	m ²	66.100	46.938	50.385
	Nutzwärmebedarf	MWh/a	3.057	2.171	2.330
	Nutzkältebedarf	MWh/a	3.222	2.288	2.456
	Allgemeinstrombedarf	MWh/a	2.862	2.032	2.182
Gewerbe	Nutzfläche	m ²	15.051	34.213	9.813
	Nutzwärmebedarf	MWh/a	564	1.283	368
	Nutzkältebedarf	MWh/a	847	1.722	552
	Allgemeinstrombedarf	MWh/a	758	264	494
Sondernutzung	Nutzfläche	m ²	5.806	5.806	5.806
	Nutzwärmebedarf	MWh/a	145	145	145
	Nutzkältebedarf	MWh/a	0	0	0
	Allgemeinstrombedarf	MWh/a	89	89	89
Datacenter	Nutzfläche	m ²	0	0	20.954
	Nutzwärmebedarf	MWh/a	0	0	131
	Nutzkältebedarf	MWh/a	0	0	26.702
	Allgemeinstrombedarf	MWh/a	0	0	0
Summe	Nutzfläche	MWh/a	86.957	86.957	86.957
	Nutzwärmebedarf	m ²	3.767	3.599	2.974
	Warmwasserbedarf	MWh/a	286	286	286
	Nutzkältebedarf	MWh/a	4.069	4.213	29.710

Energieforschungsprogramm – Ausschreibung 2023

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

	Allgemeinstrombedarf	MWh/a	3.709	3.843	29.466
--	----------------------	-------	-------	-------	--------

Bei der Umlegung der Lastprofile mit den Energiebedarfen zeigt sich über das ganze Jahr, dass bei Büronutzung die notwendige Kälteenergie überwiegt, was bei Betrachtung der Energiebedarfe in Tabelle 2 nicht überrascht.

Eine Warmwasserbereitung wird lediglich für die Nutzung Büro berücksichtigt. Hierbei wird das Lastprofil des gemäß ÖNORM B 8110-5:2019 (Austrian Standards International, 2019) herangezogen. Die Warmwasserbereitung wird mittels direkt elektrischen Einzelboilern angenommen, da diese Art bei Büronutzung, aufgrund der geringen Warmwassermenge, als effizienteste Art identifiziert wurde.

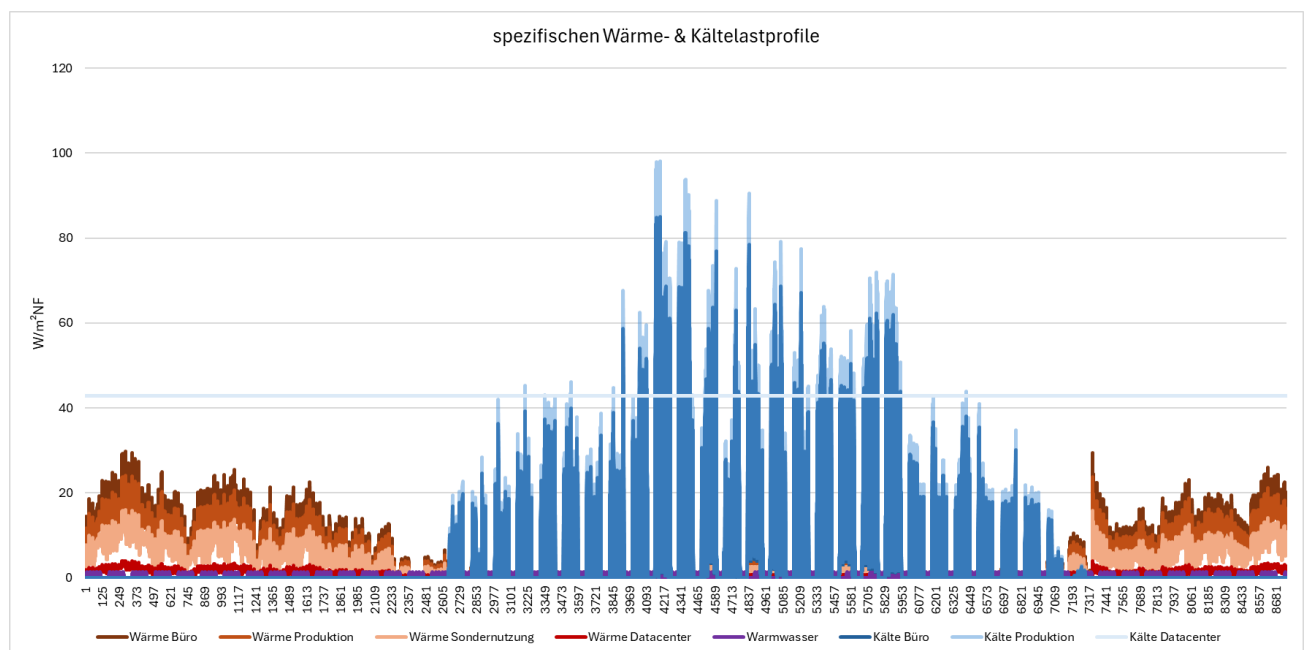


Abbildung 2: Jährlicher Verlauf der Lastprofile Wärme, Kälte und Warmwasser (eigene Abbildung)

2.3 Strom

Die Energieflüsse von Strom sind unterteilt in die Kategorien Allgemeinstrom, den Stromverbrauch von Wärme, Kälte und Warmwasser sowie Photovoltaik.

2.3.1 Allgemeinstrom

Bei den Lastprofilen des Allgemeinstrom wurden die Standardlastprofile des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) angewandt (Fünfgeld, Tiedemann, 2000). Diese Lastprofile müssen in Österreich von den Netzbetreibern den jeweiligen Verbrauchern zugeordnet werden (E-Control, 2021). Die Lastprofile sind in 15-minütiger Auflösung sowie einer Unterteilung in Winter, Sommer und Übergangszeit dargestellt. Die BDEW-Lastprofile umfassen folgende Nutzungen:

- H0: Haushalt
- G0: Gewerbe allgemein
- G1: Gewerbe werktags 8-18
- G2: Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
- G3: Gewerbe durchlaufend
- G4: Laden/Friseur
- G5: Bäckerei mit Backstube
- G6: Wochenendbetrieb
- L0: Landwirtschaftsbetriebe
- L1: Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht
- L2: Übrige Landwirtschaftsbetriebe

Für die Nutzung im gegenständlichen Forschungsprojekt wurden für Büronutzung das Lastprofil G2, für Produktion und Datacenter G3 und für Sondernutzung G5.

2.3.2 Stromverbrauch Wärme, Kälte Warmwasser

Der Stromverbrauch von Wärme, Kälte und Warmwasser wird direkt in der Modellierung berechnet unter Berücksichtigung der Randbedingungen zum jeweiligen Zeitpunkt. Die Methode kann dem Anhang „Modellierungsbericht Energieschwamm“ entnommen werden.

2.3.3 Photovoltaik

Die Berechnung der PV-Anlage erfolgt in der Modellierung und besitzt in der Standardvariante eine Peak-Leistung von 1.600 kWp, mit südlicher Ausrichtung und einer Neigung von 5°. Die genaue Modellierung der PV-Anlage ist dem Anhang „Modellierungsbericht Energieschwamm“ zu entnehmen.

3 Identifikation/Technikscreening von Technologien zur Speicherung thermischer Energie

Das Ziel des Arbeitspaketes war die Identifikation bzw. ein Technikscreening von Technologien zur Speicherung thermischer Energie, welche am Standort des Ankerareals zum Einsatz kommen könnten, sowie die Bereitstellung mathematischer Modelle für die Berechnung ausgewählter thermischer Speicher.

Für die Erreichung des Gesamtzieles wurde sowohl für das Technikscreening als auch für die mathematische Modellierung der thermischen Energiespeicher (sensible, latente und thermochemische) eine umfangreiche Literaturrecherche durchgeführt.

3.1 Ergebnisse zum Technikscreening Speicherung thermischer Energie

In der öffentlich zugänglichen Literatur sind eine sehr hohe Vielfalt an thermischen Speichern beschrieben, welche für die unterschiedlichsten Anwendungsszenarien bzw. Speicherdauern – von Langzeit- über Kurzzeit- bis hin zu saisonalen Speichern – entwickelt wurden oder sich in Entwicklung befinden. In die Literaturrecherche fanden alle drei prinzipiellen thermischen Speichertechnologien, sensible, latente und thermochemische Speicher, wie in Abbildung 3 [1] dargestellt, Berücksichtigung.

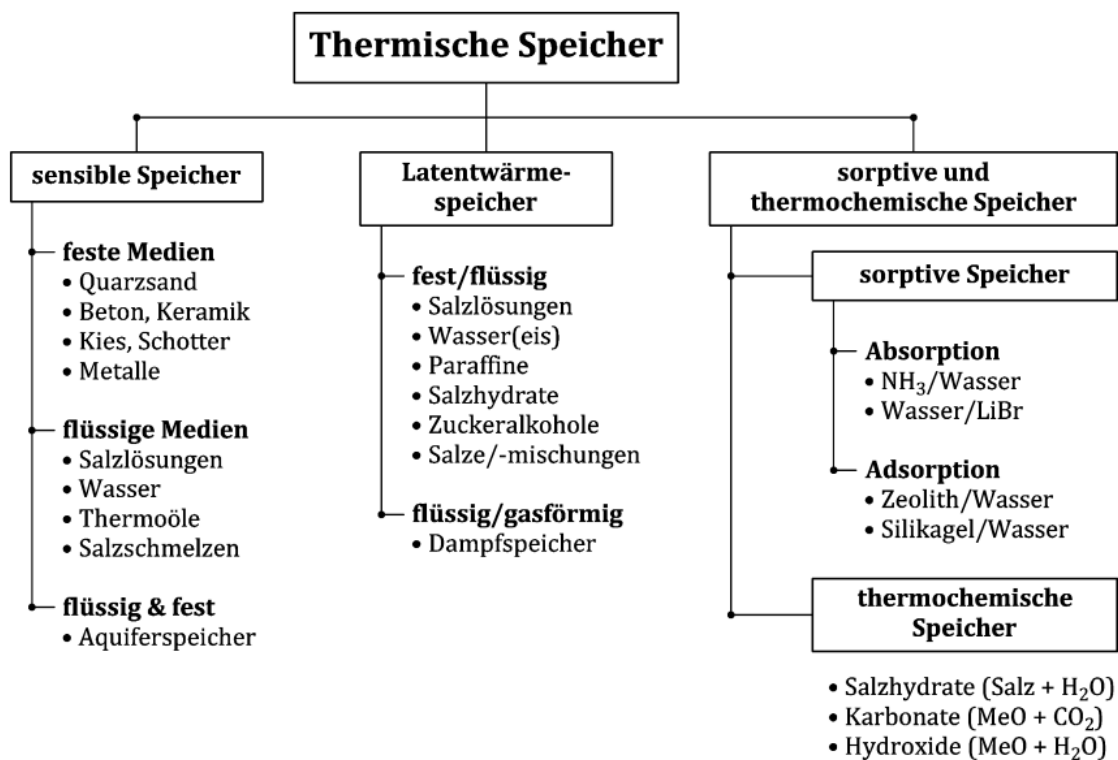


Abbildung 3: Einteilung der thermischen Speichertechnologien

Im Folgenden soll eine Zusammenfassung der Erkenntnisse aus der Literaturstudie gegeben werden. Für weiterführende Informationen sei auf den Anhang bzw. auf die angeführte Literatur verwiesen.

3.1.1 Sensibler Wärmespeicher

Bei einem sensiblen Wärmespeicher bewirkt das Be- bzw. Entladen des Speichers eine Temperaturänderung des Mediums. Die gespeicherte innere Energie eines sensiblen Speichers hängt von der Speichermasse, der spezifischen Wärmekapazität des Speichermaterials (diese ist vom gewählten Speichermaterial abhängig; z.B. 4,19 kJ/(kg K) für flüssiges Wasser oder 0,8 kJ/(kg K) für Beton) und von der Temperaturdifferenz des Speichermediums zwischen der Be- und Entladung des Speichers ab. Prinzipiell kann jedes Material (im festen, flüssigen oder gasförmigen Aggregatzustand) als sensibler Energiespeicher zum Einsatz kommen, wobei Wasser das wichtigste und am meisten zum Einsatz kommende Speichermedium, speziell im Gebäudebereich, darstellt. Die Verwendung von sensiblen Speichermaterialien unterliegt jedoch dahingehend einer Beschränkung, als dass beim Betrieb eines solchen Energiespeichers die Phasenwechseltemperatur (fest-flüssig, fest-gasförmig oder flüssig-gasförmig) nicht überschritten werden darf. Feste Speichermaterialien können in Vergleich zu flüssigen oder gasförmigen Materialien einen höheren Temperaturbereich abdecken bzw. können sehr hohe Speichertemperaturen erreicht werden.

Ein Nachteil von sensibler Wärmespeicherung sind die Speicherverluste aufgrund von Temperaturdifferenzen zwischen Speichermedium und Umwelt, Windgeschwindigkeiten, eventuell vorhandene Grundwasserströme und solare Einstrahlung. Die Speicherverluste werden grundlegend von der Auslegung des Speichers mit Isolierung beeinflusst [2]. Dem Speicherdesign liegt ein Optimierungsproblem zugrunde zwischen Kosten des Isolationsmaterials bzw. des Behälters und den Kosten, welche durch die Wärmeverluste und dem Platzbedarf anfallen. Speziell bei Schichtenspeichern ist die thermische Isolierung entscheidend, da Wärmeverluste die Mischungen unter den Schichten steigern und somit einen höheren Exergieverlust bewirken [3].

Sensible thermische Speicher können sowohl als Tages- als auch als saisonale Speicher ausgeführt werden. Typische Vertreter saisonaler Speicher wären, großvolumige Warmwasserspeicher, Erdbeckenspeicher, Erdsondenspeicher oder Aquiferspeicher, wobei die beiden letztgenannten Speicher sowohl für Kälte- als auch Wärmespeicherung eingesetzt werden.

Als Vorteil für die sensible Speichertechnologie können die eher geringen Investitionskosten und der hohe Reifegrad angeführt werden [4], [5].

3.1.2 Latente Wärmespeicher

Im Gegensatz zu sensiblen Wärmespeichern nutzen latente Wärmespeicher neben der sensiblen Wärme, die zum Erreichen der Phasenumwandlungstemperatur und nach dem Phasenumwandlungsprozess zur weiteren Temperatursteigerung zugeführt werden muss, auch latente Wärme in Form von Schmelzenthalpie. Durch die Nutzung der

Schmelzenthalpie kann bei konstant gehaltenem/r Speichervolumen bzw. Speichermasse im Vergleich zum sensiblen Energiespeicher mehr thermische Energie gespeichert werden. Im Gegensatz zum sensiblen Speicher kommt der Phasenwechselspeicher in einem relativ kleinen Temperaturintervall um die Schmelz- bzw. Erstarrungstemperatur des Phasenwechselmaterials zum Einsatz. Der sensible Anteil an Wärme bis zur unteren Einsatztemperatur des Latentspeichers ist in der Regel nicht zur Nutzung für die Wärmebereitstellung gedacht, sondern stellt einen parasitären Anteil des Energiespeichers an der eingebrachten thermischen Energie dar. Häufig kommen Phasenwechselmaterialien (PCM) zur Anwendung, die eine Änderung des Aggregatzustandes vom festen auf die flüssige Phase nutzen. Obwohl der Phasenübergang von der flüssigen auf die dampfförmige Phase im Allgemeinen eine höhere latente Wärme aufweist, gestaltet sich der Reaktorbau aufgrund des höheren Volumens der Dampfphase und der damit einhergehenden Drucksteigerung im geschlossenen Reaktor schwieriger. Im Gegensatz zu sensiblen Speichern weisen Latentspeicher bei den Erstarrungs- und Schmelzprozessen unterschiedliche dominierende Wärmeübertragungsmechanismen auf. Während der Erstarrung wird die Wärmeübertragungsfläche unmittelbar nach Beginn der Entladung mit festem PCM bedeckt, was zu einer konduktionsbasierten Wärmeübertragung für die weitere Erstarrung führt. Beim Schmelzprozess dominiert die Wärmeübertragung dagegen auf Basis einer natürlichen Konvektion in der Schmelze. Die charakteristische Eigenschaft latenter Wärmespeicher - der nahezu konstanten Temperatur während des Ein- und Ausspeichervorganges im zweiphasigen Bereich - macht sie zu idealen Kandidaten für die Kondensation/Verdampfung eines Wärmeträgermediums, was in diesem Einsatzbereich auch zu niedrigen Exergieverlusten führt.

Für die Anordnung und Strömungskonfiguration von Phasenwechselmaterial und Wärmeträgerfluid (HTF) gibt es verschiedene Ansätze, wobei sich der sogenannte Shell and Tube-Wärmetauscher mit dem HTF in einem Rohr strömend umgeben vom PCM (anstatt umgekehrt) und gleicher Strömungsrichtung des HTF beim Ein- und Ausspeichern in numerischen Simulationen durchgesetzt hat [6]. Neben dem Shell and Tube-Wärmetauscher sind auch mikro- und makroverkapselte Systeme, Eisspeicher, Direktkontaktspeicher sowie sogenannte Phasenwechsel-Slurry, welche durch die Dispersion von Phasenwechselmaterial-Partikeln in einer Trägerflüssigkeit entsteht, in Entwicklung bzw. im Einsatz. Eisspeicher eignen sich besonders gut um thermische Energie, welche auf einem niedrigen Temperaturniveau, wie z.B. aus einem Rechenzentrum, vorliegt, sowohl saisonal [7] aber auch tageweise [8] zu speichern. Diese gespeicherte Energie kann verwendet werden um z.B. im Winter diese gespeicherte Energie in Form von Anergie an eine Wärmepumpe abzugeben.

Nachteilig beim Betrieb eines Latentwärmespeichers ist die schlechte Wärmeleitfähigkeit vieler PCM-Materialien, weshalb in der Literatur eine Vielzahl an verschiedenen Techniken vorgeschlagen werden, wie z. B. Lamellen bzw. Rippen [9], [10], Metall- und Graphit-Verbindungsmatrizen [11], dispergierte Partikel im PCM [12] und Mikro- [13] und Nanoverkapselung um diese zu verbessern. Neben der schlechten Wärmeleitfähigkeit stellt die Neigung zur Unterkühlung einiger Phasenwechselmaterialien während des

Entladevorganges und die Langzeitstabilität sowie die Korrosionsneigung mit dem Behältermaterial ein wichtiges Auswahlkriterium für das Speichermaterial der Phasenwechselspeicher dar.

3.1.3 Thermochemische Speicher

Beim Beladen wird das thermochemische Material (TCM) in einer endothermen Reaktion in seine Bestandteile aufgespalten und die Produkte können separat gelagert werden. Beim Entladen reagieren die Produkte in einer exothermen Reaktion wieder zurück zum Ausgangsmaterial und die gespeicherte Wärme wird in Form der Reaktionsenthalpie frei. Thermochemische Wärmespeicher besitzen im Vergleich zu sensiblen und latenten Speichern höhere Speicherdichten und sind aufgrund der geringen Speicherverluste auch für Langzeitspeicherung geeignet. Während sich sensible und latente Wärmespeicher bereits im industriellen Einsatz befinden, ist der Technologiereifegrad des thermochemischen Speichers ca. bei Level 5-7 (ggf. auch 3-4).

Im Gegensatz zum sensiblen Speicher, welcher in einem größeren Temperaturbereich der Energie zu- oder -abfuhr betrieben werden kann, werden latente und thermochemische Energiespeicher nur in einem sehr engen Temperaturband um die Schmelztemperatur im Falle des latenten Speichers und um die Reaktionstemperatur im Falle des thermochemischen Speichers betrieben. Dies hat zur Konsequenz, dass für den Betrieb eines latenten und thermochemischen Energiespeichers das Temperaturniveau entscheidend dafür ist, welches Speichermaterial zur Anwendung kommt bzw. ob das Material prinzipiell überhaupt für den vorgesehenen Einsatz geeignet ist.

Tabelle 4 gibt eine Zusammenfassung der Ergebnisse zur umfangreichen Literaturrecherche der thermischen Energiespeicher, welche die wichtigsten Erkenntnisse in kondensierter Form darstellt.

Tabelle 4: Überblick über thermische Speichertechnologien (eigene Tabelle)

	Sensibler Speicher	Latentspeicher	Thermochem. Speicher
Speicherprinzip	Änderung der inneren Energie eines Stoffes, Temperaturänderung (sensible Wärme) [1]	Nutzung des Phasenwechsels eines Stoffes (Schmelz- bzw. Erstarrungsenthalpie (latente Wärme) [1]	Wärme durch (physik. bzw. chemische) Bindungsenergie zweier Stoffe gespeichert [14]
Materialien (vgl. Abb. 1-1)	Wasser, Thermoöle, Beton, Quarzsand, Keramik	Paraffine, Salzhydrate, Zuckeralkohole, Salzlösungen, Wasser/Eis Eine gute Übersicht gibt auch [15], [16]	Adsorptionsprozesse: Anorganisches Salz und Wasserdampf, Metallverbindung und Ammoniak u. a. [17]

Energieforschungsprogramm – Ausschreibung 2023

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Korrosion	Geringes Korrosionspotenzial oder geringe Reaktivität gegenüber Wärmeträgern [18]	Korrosiv, hängt von der Kombination von Speicher- und Containermaterial ab [17] Viele Speichermaterialien im Mitteltemperaturbereich sind Salze, wie z.B. NaNO_3 , welche korrosive Eigenschaften aufweisen. Organische und anorganische Materialien sind zumeist nicht korrosiv [19] oder [20]	abhängig von TCM [17], [21]
Toxizität	Viele verfügbare Materialien (z.B. Wasser, Beton, Sand, Steine, usw.), welche keine Toxizität aufweisen	Materialabhängig. Eine gute Übersicht zu Toxizität und Gesundheitsgefahren von PCMs gibt [22]	Abhängig von TCM [21]
TRL [23]	8-11	4-9	3-7
Speicherdauer (Verluste)	Wasserspeicher: Kurzzeitspeicher Aquifer-Speicher: saisonaler Energiespeicher [24] Tank, Pit, Erdsonden, Aquifer – saisonale Energiespeicher, spezielle geologische Randbedingungen [25] Verluste 2-4% der Kapazität /Tag nach [4]	Die Speicherdauer eines Latentspeichers hängt einerseits von Oberflächen zu Volumenverhältnis und der Schmelz- bzw. Erstarrungstemperatur des eingesetzten Materials ab. Latentspeicher können sowohl im Bereich der Kurz- bis saisonale (z.B. Eisspeicher) Speicher angesiedelt werden. Verluste 2-4% der Kapazität /Tag nach [4]	Geringe bis keine Verluste, wenn Produkte separat und dicht gelagert werden; saisonaler Speicher [26]
Lebensdauer, Rezyklierbarkeit	Abhängig vom Speichertyp wird die Lebensdauern zwischen 20 und 50 Jahre angegeben bzw. prognostiziert. So sind z.B. beim PIT-Speicher die Auskleidungsfolien der limitierende Faktor.	Rezyklierbarkeit ist stark materialabhängig. Eine Übersicht zu dieser Thematik geben z.B. [27], [28], [29], oder [30]	Da sich die Technologie der thermochemischen Speicher erst am Anfang der Entwicklung befindet, können zum jetzigen Zeitpunkt darüber keine Aussagen gemacht werden.

Energieforschungsprogramm – Ausschreibung 2023

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Temperatur-niveau	Druckloser Wasserspeicher: Hochtemperatur: Thermoöle, geschmolzene Salze: Betonziegel:	Spiegeln die gesamte Bandbreite der in der Industrie benötigten Temperaturniveaus wider. Eutektische Salz-Wasser Lösungen wie z.B. die 30.5 gew% $\text{Al}(\text{NO}_3)_3/\text{H}_2\text{O}$ Lösung weist eine Schmelztemperatur von - 30.6 °C auf, während Metalle wie z.B. Cu eine Schmelztemperatur von 1083 °C besitzen [31]	TCS können, je nach Stoffpaarung in weiten Temperaturbereichen eingesetzt werden [32]
Speicherdichte	Feststoff 70-150 kWh/m ³ Flüssig 70-200 kWh/m ³ [4]	Ca. 100 kWh/m ³ [4] Eine gute Übersicht geben auch z.B. [15][16]. Liegen in der Speicherdichte zwischen sensible und thermochemische Speichermaterialien. Laut [33] ca. 50 bis 100 mal größer als fühlbare Wärme.	150 - 500 kWh/m ³ [4]. Diese Speichertechnologie wird durch Druck und Temperatur gesteuert und bietet die höchste Energiedichte ohne erwartete Energieverluste [33].
Leistung (Einspeicherbare Leistung); konstant	Sensible Speichertechnologien weisen während des be- und Entladevorganges mit konstantem HTF- Massenstrom eine variable Leistungsauf- bzw. -abnahme aufgrund der sich ändernden Speichertemperatur auf.	Phasenwechselmaterialien zeigen im Temperaturband um die Phasenwechseltemperatur (= Einsatzbereich des eingesetzten Materials) ein degressives Verhalten der Leistungsauf- bzw. - abgabe auf. Dies ist eine Folge der sich zeitlich und räumlich ändernden Schmelzfront. (siehe auch [9] oder [34])	Die Leistung ist vom Reaktortyp bzw. davon abhängig, ob Reaktor und Speicher in einem Behälter kombiniert sind. [35]
Schätzung Investitions- kosten	Feststoff 15-40 €/kWh Flüssig 20-50 €/kWh [4]	40 – 80 €/kWh [4]	Aufgrund des TRL's sind gesicherte Aussagen dazu schwierig, für Wirbelschichtreaktoren findet man einige Aussagen in [35]

3.2 Ergebnisse zur Bereitstellung mathematischer Speichermodelle

Die Literatursuche wurde zu Speichermodellen wurde basierend auf den Erkenntnissen von Meetings mit den Projektpartnern dahingehend eingeschränkt, um wie in dem Forschungsvorhaben geplant auch den saisonalen Verlauf des Wärmebedarfs für die Betriebsweise des Ankerareals untersuchen zu können. Die Berechnungsmodelle wurden daher entsprechend dieser Anforderungen entwickelt bzw. aus der Literatur verfügbare Modelle adaptieren. Dies hatte zur Folge, dass eine 3D-Simulation eines z.B. latenten Energiespeichers in diesem Fall aufgrund des großen Rechen- und somit Zeitbedarfs nicht zweckmäßig wäre. Daher wurde vom Konsortium beschlossen für die Modellierung der sensiblen und latenten Speicher eine eindimensionale Diskretisierung der Speichergeometrie – und somit des Speichermaterials – sowie eine nulldimensionale Diskretisierung für den thermochemischen Speicher gewählt. Für jedes Speichermodell wurde auch das zugehörige Berechnungsschema erstellt.

3.2.1 Sensibler Wärmespeicher

Für die sensiblen Energiespeicher wurden zwei Modelle - ein Zweipunktspeicher sowie ein Schichtspeicher – entwickelt. Diese Speichertypen wurden gewählt, da diese als aktives System mit Wasser als Speichermedium keine zusätzlichen Wärmetauscher verwendet werden müssen. Zudem besitzt Wasser eine hohe Umweltverträglichkeit sowie günstige thermodynamische Eigenschaften, wie z.B. eine hohe spezifische Wärmekapazität. Wasserspeicher weisen zudem eine hohe technologische Reife und gute Skalierbarkeit auf und können als Schichtenspeicher umgesetzt werden, was die Effizienz des Speichers erhöht [36].

Das Modell des **Zweipunktspeichers** teilt das Speichermedium in zwei vom Beladungszustand abhängige Massen – einer kalten und einer warmen Schicht, wobei zwischen den beiden Speichermassen kein Massen- und Wärmeaustausch stattfindet. Der Verlustwärmestrom an die Umgebung wird mit Hilfe eines Wärmedurchgangskoeffizienten und der dazugehörigen Oberfläche für die heiße und die kalte Masse getrennt berechnet. Dieser thermische Verlust wird durch eine Temperaturänderung der Schichten berücksichtigt.

Der **Schichtspeicher** wurde als idealer Schichtenspeicher bestehend aus einer höheren Anzahl an gleichen raumfesten Zellen modelliert. In einer Zelle des Speichers herrscht eine einheitliche Temperatur. Die Temperatur der Zellen im Speicher steigt ausgehend vom Speicherboden zur Speicherdecke an. Zwischen benachbarten Zellen findet keine Stoff- und Wärmeübertragung statt. Die Gesamtmasse im Wärmespeicher ist konstant. Durch die Implementierung einer Ladelanze in das Modell, wird der Vorlaufmassenstrom in eine passende Zelle eingebracht und die Temperaturen der darunterliegenden Zellen nach unten verschoben.

Für weitere Details zu den Modellen, den Gleichungen sowie dem Berechnungsschema sei auf den Anhang verwiesen.

3.2.2 Latenter Wärmespeicher

Nach [6] werden zwei Geometrien sehr häufig als PCM-Containment verwendet: rechteckige und zylindrische Behälter. Die am intensivsten analysierte latente thermische Energiespeichereinheit ist der **Shell and Tube-Wärmetauscher** mit einem Anteil von über 70 %. Dies liegt nach [37] wahrscheinlich daran, dass die meisten technischen Systeme zylindrische Rohre verwenden und der Wärmeverlust des Rohrbündelsystems minimal ist. Für die bautechnische Umsetzung eines latenten Speichers im Projekt Zukunftsanker wurde daher so ein Rohr in Tank-System angenommen, da diese einen hohen TRL-Wert aufweisen und sich sehr gut in wassergeführte Rohrnetzwerke integrieren lässt.

Für die Berechnung des Speicherverhaltens von **Latentwärmespeichern** wurde die ε -NTU Methode, welche auf der Charakterisierung des Wärmewiderstands zwischen der Wärmeträgerschicht und der Phasenübergangsgrenze basiert, ausgewählt. Diese Methode stellt ein einfaches und bewährtes Berechnungskonzept für Wärmetauscher dar. Anhand dieser Methode lassen sich somit sehr gut Shell and Tube-Wärmetauscher mit relativ einfacher und genügender Genauigkeit berechnen.

Für weitere Details zum Modell, den verwendeten Gleichungen, den Randbedingungen, den Beschränkungen sowie dem Berechnungsschema sei auf den Anhang verwiesen.

3.2.3 Thermochemische Speicher

Für den thermochemischen Speicher wurden 2 Modelle, eines ohne und eines mit Materialvorwärmung und –abkühlung entwickelt. Mit Hilfe der Materialvorwärmung und -abkühlung wird die Effizienz des Systems erhöht, weil das in den Reaktor eintretende Material von dem, den Reaktor verlassenden Stoffstrom vorgewärmt wird. Daraus folgt, dass bei Vorwärmung im Reaktor weniger thermochemisches Material eingesetzt werden muss, um einen gewünschten Reaktionsenthalpiestrom umzusetzen. Die beiden Modelle sind im Anhang im Bericht „Identifikation/Technikscreening von Technologien zur Speicherung thermischer Energie“ genauer beschrieben.

4 Identifikation/Technikscreening von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie

Im Zuge von AP4 wurde der Einsatz von Stromspeichern in städtischen Quartieren, insbesondere der damit verbundenen Potenziale eines Großspeichers im urbanen Bereich aus energietechnischer als auch aus energiewirtschaftlicher Perspektive untersucht.

Dahingehend wurden unter anderem folgende Ziele verfolgt:

- Identifikation geeigneter Energiespeichertechnologien für den Einsatz in urbanen Gebieten
- Entwicklung geeigneter Kriterien, um die Eignung von Energiespeichertechnologien in urbanen Gebieten zu bewerten und zu vergleichen.
- Identifikation möglicher Nutzungsoptionen des Batteriespeichers bzw. darauf aufbauend Bewirtschaftungsstrategien und Vermarktungsmöglichkeiten am
- Bewertung der Potenziale am konkreten Beispiel des Stadtentwicklungsprojekts „Zukunftsanker“ mittels Modellierung und Simulation
- Ableitung praktischer Handlungsempfehlungen für die Integration von Speichern in urbane Quartiere

Daraus lässt sich die folgende zentrale Fragestellung ableiten:

„Wie können in Stadtquartieren generell und im Speziellen als Fallstudie am Areal des Stadtentwicklungsprojekts „Zukunftsanker“ Stromspeicher integriert werden, welche Bewirtschaftungskonzepte maximieren den Nutzen und welche Handlungsempfehlungen lassen sich daraus für andere Quartiere ableiten?“

Um diese Ziele zu erreichen, wurde folgende Vorgehensweise gewählt

Zu Beginn des Projekts wurde eine umfangreiche Literaturrecherche durchgeführt, mit dem Ziel bestehende Arbeiten zu diesem Thema zu identifizieren und daraus zu lernen. Darüber hinaus wurden relevante Informationen zu Speichertechnologien recherchiert und verschriftlicht, um einen Überblick über verschiedene Möglichkeiten der Stromspeicherung zu erhalten.

Als Grundlage für die Auswahl und Dimensionierung sowie die geplante Simulation wurden auch die Rahmenbedingungen für das Stadtentwicklungsprojekt „Zukunftsanker“ (zur Verfügung stehende PV-Flächen, Verbrauchsszenarien, möglicher Einfluss der Elektromobilität, ...) recherchiert bzw. ermittelt und eine entsprechende Datengrundlage (Last- und Erzeugungsprofile) aufgebaut. Fehlende Daten bzw. nicht verfügbare Informationen wurden mittels Recherche, Abstimmungen im Konsortium und ExpertInnen-Interviews erhoben bzw. abgeschätzt.

Als Grundlage für die Modellierung und Simulation wurden mögliche Speicheranwendung erhoben und deren Eignung bzw. sinnhafter Einsatz für den urbanen Bereich bewertet. Weiters wurden die standortspezifischen technisch, rechtlich und regulatorischen Anforderungen am Stadtentwicklungsprojekt „Zukunftsanker“, aber auch allgemein für urbane Gebiete, erhoben. Dies erfolgte im Rahmen eines projektinternen Workshops, Abstimmungen mit ExpertInnen sowie einer begleitenden Literaturrecherche.

Basierend auf den standortspezifischen Anforderungen wurden Kriterien abgeleitet bzw. ein Kriterienkatalog für die Bewertung möglicher Speichertechnologien und deren Einsatz in urbanen Gebieten ermöglicht. Dies erfolgt im Rahmen mehrerer bilateraler Abstimmungen mit ExpertInnen sowie Co-Creation Workshops mit ProjektpartnerInnen um mögliche Kriterien zu erarbeiten und deren Bedeutung zu bewerten. Abschließend erfolgte eine Validierung der erarbeiteten Kriterien sowie eine Bewertung ausgewählter Speichertechnologien im Rahmen eines projektinternen Workshops, jedoch mit punktueller Einbindung externer ExpertInnen.

Als Grundlage für die Simulationen wurde ein entsprechendes Modell in Matlab erarbeitet. Um die Bewertung verschiedener Technologien und Anwendungen durchzuführen, wurden anschließend Szenarien für die Nutzung des Quartiers erarbeitet und daraus mittels dem synPRO-Lastprofilgenerator vom Fraunhofer-Institut Lastgänge abgeleitet. Für die quartierseigene Stromerzeugung wurden Photovoltaikanlagen auf den Dachflächen eingesetzt, welche bereits einen Teil des Stromverbrauchs selbst decken sollen. Mit diesen Eingangsdaten wurden die Simulationen durchgeführt.

In der Folge wurde in den ersten Simulationen das Verhalten eines Mustergebäudes simuliert, welches übertragbare Ergebnisse für andere Stadtquartiere liefern soll. Anschließend wurden die Simulationen auf das Areal des Zukunftsankers übertragen und auch dessen Energieflüsse simuliert. Dabei wurden verschiedene Speicherbewirtschaftungsalgorithmen wie etwa das PV-Überschussmanagement oder die Spitzenlastkappung betrachtet.

Im Rahmen der Simulation wurden auch weitere Flexibilitäten mitbetrachtet (z. B. Elektromobilität) sowie verschiedene Anwendungen (z. B. Lastspitzenreduktion, Spot-Markt, ...) untersucht. Abschließend wurden die Ergebnisse aus den Simulationen ausführlich diskutiert und verglichen. Dadurch konnte ermittelt werden, wie sich unterschiedliche Speicherkonfigurationen, Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen und Vermarktungsoptionen auswirken. Schlussendlich wurden Handlungsempfehlungen für andere Quartiere abgeleitet.

4.1 Ergebnisse Speicherung elektrischer Energie

Im Folgenden sind die Ergebnisse des Technologiescreenings zur Speicherung von elektrischer Energie dargestellt. Im ersten Teil wird sich mit der Auswahl und Bewertung relevanter Speichertechnologien befasst, gefolgt von einer Analyse von Speicheranwendungen sowie einer Bewertung der energietechnischen Systeme. Danach wird konkret auf die Potenziale des Zukunftsanker-Areals eingegangen, ehe im letzten Teil Handlungsempfehlungen ausgesprochen werden.

4.1.1 Auswahl und Bewertung relevanter Speichertechnologien

Basierend auf den standortspezifischen Anforderungen wurden zahlreiche Kriterien abgeleitet und darauf ein Kriterienkatalog für die Bewertung möglicher Speichertechnologien und deren Einsatz in urbanen Gebieten erarbeitet. Der Kriterienkatalog enthält die folgenden Indikatoren, die aus Sicht des Konsortiums die wichtigsten Kriterien darstellen:

Tabelle 5: Beschreibung der Kernindikatoren (eigene Tabelle)

Kernindikator	Qualitativ/Quantitativ	Einheit
Technology Readiness Level	Quantitativ	-
Energiedichte	Quantitativ	Wh/L
Leistungsdichte	Quantitativ	W/kg
Wirkungsgrad	Quantitativ	%
Zyklen-Lebensdauer	Quantitativ	Jahre
Reaktionszeit	Quantitativ	-
Investitionskosten (CAPEX)	Quantitativ	€/kWh
Treibhausgasemissionen für die Speicherherstellung	Quantitativ	kg CO ₂ e/kWh Speicherkapazität
Safety-Score	Qualitativ	-

Für die anschließende Bewertung wurde ein Ampelsystem verwendet und jeder einzelne Parameter je Technologie mit der Farbskala rot, gelb und grün bewertet, wobei grün die beste und rot die schlechteste Bewertung darstellt. Anschließend wurden für jede Technologie ein Gesamtscore erstellt und die Technologien nach der Eignung gereiht. Bei grauen Bewertungen waren keine Daten zum jeweiligen Kriterium auffindbar, folglich nicht bewertbar.

Wie in Tabelle 6 ersichtlich, eignen sich Lithium-Ionen-Batterien und Natrium-Ionen-Batterien am besten für den Einsatz in urbanen Gebieten. Diese weisen eine hohe technologische Reife, gute Wirkungsgrade, eine hohe Energiedichte und kurze Reaktionszeiten auf. Schwungradspeicher und Superkondensatoren punkten durch lange Lebensdauern und eine hohe Leistungsdichte. Viele neue Technologien zeigen auch großes Potenzial sind aber noch nicht marktreif und schneiden deshalb schlechter ab.

Tabelle 6: Bewertung der Energiespeichertechnologien (eigene Tabelle)

Speichertechnologie	Technology Readiness Level	Energie-dichte	Leistungs-dichte	Wirkungs-grad	Zyklen-Lebens-dauer	Reaktions-zeit	Investment-kosten	Treibhaus-gas-emissionen	Safety Score	Gesamt-score
Lithium-Ionen-Batterien	Green	Green	Green	Green	Yellow	Green	Green	Yellow	Yellow	Green
Natrium-Ionen-Batterien	Green	Green	Green	Green	Red	Green	Yellow	Green	Green	Green
Schwungradspeicher	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Red	Red	Yellow	Yellow
Superkondensatoren	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Red	Red	Green	Yellow
Supraleitende Spulen	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Red	Red	Green	Yellow
NiB-Salzwasser	Green	Red	Grey	Green	Yellow	Green	Yellow	Green	Green	Yellow
Magnesium-Ionen-Batterien	Red	Green	Green	Grey	Red	Grey	Green	Green	Grey	Yellow
Lithium-Luft-Batterien	Red	Grey	Green	Yellow	Red	Green	Green	Green	Red	Yellow
Lithium-Schwefel-Batterien	Yellow	Green	Green	Grey	Red	Green	Green	Yellow	Red	Yellow
Redox-Flow-Batterien	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Yellow	Yellow	Green	Yellow
Pumpspeicherkraftwerke	Green	Red	Red	Yellow	Green	Red	Green	Green	Green	Red
Druckluftspeicher diabat	Green	Red	Red	Red	Green	Red	Green	Green	Green	Red
Druckluftspeicher adiabatisch	Red	Red	Red	Red	Green	Red	Yellow	Green	Green	Red
Blei-Säure-Akkumulatoren	Green	Green	Yellow	Yellow	Red	Green	Red	Red	Yellow	Red
Zink-Ionen-Batterien	Red	Yellow	Red	Yellow	Red	Grey	Green	Green	Green	Red
Na-S-Batterien HT	Green	Red	Red	Yellow	Yellow	Green	Green	Grey	Red	Red
Zink-Luft-Batterien	Red	Green	Red	Red	Red	Yellow	Green	Green	Green	Red
Aluminium-Ionen-Batterien	Red	Grey	Grey	Yellow	Green	Grey	Green	Grey	Red	Grey
Na-S-Batterien RT	Red	Grey	Grey	Red	Red	Green	Grey	Grey	Red	Grey

4.1.2 Speichieranwendungen sowie Bewertung der energietechnischen Potenziale

Aktuell werden in Österreich Stromspeicher primär eigenverbrauchsoptimiert bewirtschaftet. Um das Potenzial dieser Anwendung in Stadtquartieren festzustellen, werden für ein Mustergebäude mit 1.000 m² Bruttogeschossfläche die folgenden Nutzungsszenarien simuliert:

1. Büronutzung (100 % Lastprofil Büro)
2. Büronutzung und Industrie leicht (50 % Lastprofil Büro und 50 % Industrie leicht)
3. Büronutzung und Industrie schwer (50 % Lastprofil Büro und 50 % Industrie schwer)
4. Industrie schwer (100 % Lastprofil Industrie schwer)
5. Datencenter (100 % Datencenter)

Diese werden jeweils in Kombination mit folgenden Erzeugungsszenarien simuliert:

1. Photovoltaikerzeugungsprofil 50 % Ost-West-Ausrichtung (99 kWp)
2. Photovoltaikerzeugungsprofil 100 % Südausrichtung (121 kWp)
3. Photovoltaikerzeugungsprofil 100 % Ost-West-Ausrichtung (198 kWp)
4. Photovoltaikerzeugungsprofile 100 % Ost-West-Ausrichtung 198 kWp und 1.000 m² Fassadenfläche (nicht auf Nordfläche)
5. Photovoltaikprofil 200 % Ost-West (396 kWp)
6. Photovoltaikerzeugungsprofil 200 % Ost-West (396 kWp) und 1.000 m² Fassadenfläche (nicht auf Nordfläche)

Die Simulationsergebnisse zeigen dabei deutlich, dass der Speichereinsatz in Stadtquartieren zur Eigenverbrauchsoptimierung nicht zielführend ist, da gerade Gebäude mit vielen Stockwerken bereits ohne Speicher hohe Direktnutzungsanteile erzielen. Wie in Tabelle 7 ersichtlich, können bereits bei einer reinen Büronutzung bei einem mehrstöckigen Gebäude rund 75 % auf 100 % der erzeugten Energie auch ohne Speicher direkt genutzt werden. Das Potenzial eines Speichers, um den Direktnutzungsanteil zu erhöhen, ist somit sehr gering bzw. mitunter nicht vorhanden.

Limitierender Faktor ist hier vielfach die für eine PV-Installation verfügbare und geeignete Fläche, denn während der Direktnutzungsanteil hoch ist, ist der Autarkiegrad in der Regel äußerst überschaubar.

Mehr PV-Leistung wäre dahingehend sinnvoll und würde auch den Einsatz eines Stromspeichers unterstützen – technisch ist dies aufgrund der begrenzten Fläche jedoch oftmals nicht möglich.

Diese Ergebnisse zeigen deutlich die Problematik von dicht besiedelten Quartieren mit mehrstöckigen Gebäuden: Hier gibt es oftmals nur beschränkte Möglichkeiten und Flächen für die Installation von erneuerbaren Energieträgern. Im Gegenzug ist der Energieverbrauch aufgrund der dichten und in der Regel mehrgeschossigen Bauweise besonders hoch.

Tabelle 7: Direktnutzungsanteil nach Erzeugungsvarianten und Stockwerken (eigene Tabelle)

	50 % Ost-West	100 % Süd	100 % Ost-West	100 % Ost-West + Fassade	200 % Ost-West	200 % Ost-West + Fassade
1 Stockwerk	75,6%	62,6%	49,8%	36,9%	29,1%	20,9%
5 Stockwerke	100,0%	99,3%	95,5%	84,8%	83,0%	66,6%
10 Stockwerke	100,0%	100,0%	100,0%	96,4%	95,5%	84,8%
25 Stockwerke	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	98,6%

In der Folge wurden daher weitere Anwendungen Möglichkeiten evaluiert, um den Einsatz von Stromspeichersystemen bzw. deren Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Tabelle 8 stellt die Erlösmöglichkeiten in Österreich verschiedener Bewirtschaftungsstrategien dar.

Tabelle 8: Erlösmöglichkeiten für Speicheranwendungen (Esterl und Maggauer 2025, S. 5)

	Use Cases	Erwartete Erlöse (aktuell)	Erwartete Entwicklung (zukünftig)	
1	Peak Shaving	Niedrig	➡	Höhere Preise/Netzentgelte in Peak-Zeiten
2	Day-ahead (DA) Preisdifferenzen	Mittel	➡	Zukünftig höhere Preisvolatilität
	Intraday Preisdifferenzen	Hoch	?	Unklare Auswirkung der 15 min DA-Auktionen auf Preisvolatilität & Liquidität
3	FCR (Primärregelreserve)	Mittel	➡	Marktsättigung
	aFFR (Sekundärregelreserve)	Hoch	➡	Steigender Bedarf an Flexibilität
	mFRR (Tertiärregelreserve)	Niedrig	➡	Bereits bestehende Marktsättigung
4	Reduktion von Ausgleichsenergie	Niedrig	➡	Potenziell steigende Ausgleichsenergiekosten

Die höchsten Erlöse können folglich durch den Intraday-Handel und die Sekundärregelreserve erzielt werden. Gerade die Erbringung von Sekundärregelleistung ist besonders interessant, da Erlöse aus der Sekundärregelreserve durch den starken Ausbau erneuerbarer Energien aus heutiger Sicht noch zunehmen werden (Esterl und Maggauer 2025, S. 5). Aus heutiger Sicht könnten damit für einen 2 h-Stromspeicher mit einer Leistung von einem Megawatt jährliche Erlöse in Höhe von 100.000 bis 200.000 EUR erzielt werden.

4.1.3 Analyse der energietechnischen und energiewirtschaftlichen Potenziale für innovative Stadtquartiere am Beispiel des Stadtentwicklungsprojekts „Zukunftsanker“

Abschließend wurden die bisherigen Erkenntnisse am konkreten Beispiel des Stadtentwicklungsquartiers „Zukunftsanker“ evaluiert. In der Referenzvariante ohne Photovoltaikanlage und Speicher liegt der jährliche Stromverbrauch (und damit auch der Netzbezug) bei rund 5,5 GWh. Bei der Integration einer Photovoltaikanlage mit 1.600 kWp was der maximal möglichen Belegung entspricht, kann der Netzbezug auf rund 4 GWh abgesenkt werden (bei gleichzeitiger Netzeinspeisung von ca. 220.000 kWh). Daraus resultiert ein Direktnutzungsanteil von ca. 88 % sowie ein Autarkiegrad von 28 %. Der Einsatz eines Energiespeichers mit einer Nutzkapazität von 1.600 kWh führt zu einer Steigerung des Direktnutzungsanteil um sechs Prozentpunkte auf ca. 94 % (bzw. ca. 100.000 kWh mehr Direktnutzung), der Autarkiegrad steigt auf 30 %.

Bei der Spitzenlastkappung erweist sich die Speicherkapazität mit 1.600 kWh als durchaus sinnvoll, da sich die Lastspitze von ursprünglich 1.822 kW um über 400 kW auf 1.400 kW reduzieren lässt. Eine Begrenzung der Spitzenlast auf 1.200 kW ist mit 1.600 kWh Speicherkapazität nicht möglich, hierzu wäre eine Verdoppelung der Nutzkapazität auf 3.200 kWh erforderlich.

Auch die Möglichkeit flexible Tarife zu nutzen, bietet durchaus Potenzial. Im Rahmen des Projekts wurden 2 statische Szenarien simuliert:

- Variante 1: Laden bei Einkaufspreis < 5 ct/kWh, Entladen bei Verkaufspreis > 10 ct/kWh
- Variante 2: Laden bei Einkaufspreis < 4 ct/kWh Entladen bei Verkaufspreis > 8 ct/kWh

Damit lassen sich die jährlichen Stromkosten (ohne Netzentgelte und Steuern und Abgaben) von rund 410.000 EUR auf etwa 390.000 EUR reduzieren.

Eine dynamische Herangehensweise wäre hier jedoch zielführender. Das bedeutet, dass die Be- bzw. Entladegrenzen täglich an die nächsten 24 h (basierend auf dem vorhandenen Forecast) angepasst werden.

4.1.4 Handlungsempfehlungen

Aus der Arbeit lassen sich somit die folgenden Handlungsempfehlungen ableiten:

Einsatz von Speichern nur für die Eigenverbrauchsoptimierung in Quartieren nicht sinnvoll

Wie sich aus dieser Arbeit schlussfolgern lässt, ist der Einsatz eines Energiespeichers rein für die Erhöhung des Eigenverbrauches in Quartieren mit begrenzten PV-Flächen und dichter Bebauung nicht sinnvoll, da in der Regel die PV-Erzeugung auch ohne Speicher zu einem (sehr) hohen Anteil direkt genutzt wird. Dies wird sowohl bei den Simulationen des Mustergebäudes aber auch anhand der Fallstudie „Zukunftsanker“ deutlich.

Multi-Use von Energiespeicheranwendungen

Eine Lösung dafür, dass die Eigenverbrauchsmaximierung alleine nicht wirtschaftlich ist, kann der sogenannte Multi-Use oder wie bei Englberger et al. bezeichnete „Stacking“ von Speicheranwendungen sein (Englberger et al. 2020). Diese Methode ist in Abbildung 4 dargestellt. Dabei wird zum Beispiel die

Lastspitzenkappung mit der Erhöhung des Eigenverbrauchs kombiniert, um die Wirtschaftlichkeit des Speichers zu steigern.

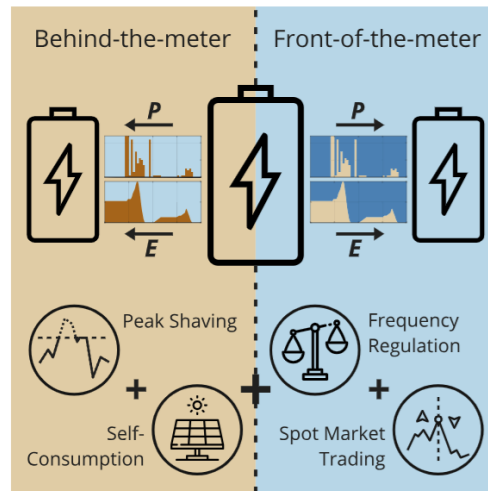


Abbildung 4: Stacking von Energiespeichieranwendungen (Englberger et al. 2020)

Englberger et al. schlussfolgern aus ihren Wirtschaftlichkeitsbewertungen, dass bei Einzelnutzung von Speichieranwendungen die Batterie-Leistungs- und Energiekapazitäten stark untergenutzt bleiben und das volle wirtschaftliche Potenzial durch den mehrfachen Nutzen erzielbar ist.

Darauf weisen auch Rohrer et al. in ihrer Arbeit über die Profitabilität von Energiespeichern im Single- und Multi-Use-Anwendungen auf der Basis von realen Lastprofilen in kleinen und mittleren Unternehmen in Deutschland hin (Rohrer et al. 2025). Gemäß den Autorinnen kann die Kombination verschiedener Anwendungen einen deutlichen Mehrwert darstellen. Zukünftig sind hier auch innovative Vermarktungsstrategien zu berücksichtigen wie z. B. Energiegemeinschaften.

Synergien mit Elektromobilität und Wärmepumpen nutzen

Elektromobilität sollte bei der energietechnischen Quartiersplanung von Beginn an mitgedacht werden. Durch das Smart Charging von Elektrofahrzeugen können diese zu flexiblen Lasten werden und somit dazu beitragen den Eigenverbrauch von PV-Strom zu erhöhen (Fachrizal et al. 2024, S. 4–5). Weiters können durch intelligentes Laden hohe Bezugsleistungen vermieden werden. Dass ein vehicle-to-building (V2B)-System auch gemeinsam mit einem stationären Batteriespeicher und einer Photovoltaikanlage sinnvoll eingesetzt werden kann zeigen Ghafoori et al. in einer Arbeit (Ghafoori et al. 2023). In ihrer Case-Study über ein Gewerbegebäude zeigen die AutorInnen, dass die Kombination aus Ladestationen, einem stationären Speicher, einer PV-Anlage und Machine Learning die Lastspitzen in diesem Gebäude um bis zu 36,5 % senken kann.

Diese Kombination aus Ladestationen und stationärem Energiespeicher könnte insofern für Stadtquartiere interessant sein, da sich in den Simulationen für den Zukunftsanker gezeigt hat, dass für eine Lastspitzenkappung auf 1.200 kW bereits die doppelte Speicherkapazität erfordert, wie die Reduktion der Maximallast auf 1.500 und 1.400 kW. Insofern könnte die Nutzung von

sektorübergreifenden Synergien den Energiespeicherbedarf für die Lastspitzenkappung erheblich reduzieren.

Eine weitere Flexibilitätsoption stellt der Einsatz von Wärmepumpen dar (Spalthoff et al. 2022). Diese zeichnen sich durch eine moderate Maximalleistung aber durch hohe Gleichzeitigkeiten aus. Da kurzfristige Unterbrechungen beim Einsatz problemlos möglich sind, ergeben sich Potenziale für den netzdienlichen Betrieb.

Netzentgeltsituation für Energiespeicher verbessern

Eine weitere Handlungsempfehlung betrifft die Netzentgeltsituation in Österreich. Hierzulande werden Energiespeicher (ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke) nämlich als Anlagen gesehen, die sowohl Strom aus dem Netz beziehen und auch in dieses einspeisen. Das bedeutet, dass wie in Abbildung 44 ersichtlich, sowohl beim Laden aus dem Stromnetz als auch beim Entladen (seitens des Beziehers) Netzentgelte zu entrichten sind (Esterl und Maggauer 2025, S. 10). In Deutschland hingegen entfallen die Netzentgelte beim Laden des Speichern unter bestimmten Voraussetzungen.



Abbildung 5: Netzentgeltsituation für Energiespeicher in Österreich und Deutschland (Esterl und Maggauer 2025, S. 10)

5 Modellierung

Das Ziel dieses Arbeitspakets ist die Erstellung eines Rechenmodells, anhand dessen die verschiedene Speichertechnologien realitätsnah und eingebunden in das Gesamtsystem „Energieschwamm“ miteinander vergleichen zu können. Es sollen dynamisch unter anderen die Energieströme, Exergie- und Temperaturverhältnisse, aber auch wirtschaftliche Kennzahlen, berechnet werden.

Zur Erreichung dieses übergeordneten Ziels wird abweichend von gewerblichen Simulationsprogrammen eine systemoffene Programmierplattform eingesetzt, um die spezifischen Eigenschaften und Betriebsweisen der individuellen Speichertechnologien abzubilden und mit anderen thermischen und elektrischen Akteuren im Gesamtsystem „Energieschwamm“ zu verknüpfen. In Abstimmung mit dem Konsortium wurde die Wahl der Programmierplattform mit MATLAB festgelegt.

5.1 Aufbau des Modells

Für die Modellentwicklung wird ein objektbasierter Ansatz verfolgt. Das Gesamtsystem „Energieschwamm“ aus einzelnen Objekten zusammengesetzt. Jedes Objekt besitzt eigene Systemeigenschaften, wie etwa Stoff- und Geometrieparameter, und charakteristische Operation, wie zum Beispiel Be- und Entladen im Fall von Speichertechnologien oder ein Durchfließen des Objekts mit einem Wärmetransportfluides – im Fall von Wärmeabgabesystemen. Diese objektorientierte Modellansatz wird für elektrische und thermische Systemkomponenten verwendet.

Übergeordnet werden Objektklassen in elektrische und thermische Systemkomponenten (siehe Tabelle 9) eingeteilt, die eindeutig einer Gruppe zugeordnet sind: Verbraucher, Verteilung, Speicher, Erzeuger und Energieversorger.

Tabelle 9: Überblick der elektrischen und thermischen Systemkomponenten der Modellierung (eigene Tabelle)

	Elektrische Systemkomponenten	Thermisch Systemkomponenten
Verbraucher	• E-Mobilität • Allgemeinstrom • Warmwasser	• Heizung
Verteilung	• Stromverteilnetz	• Wärmeverteilnetz
Speicher	• elektrochemisch	• sensibel • latent • thermochemisch
Erzeuger	• Photovoltaik	• Wärmepumpe • Kältemaschine
Energieversorger	• Stromnetz	• Fernwärmenetz

Die Beschreibung der einzelnen Objektklassen werden als eigener Deliverable im Anhang in „Modellierungsbericht Energieschwamm“ zur Verfügung gestellt. Eine Kopplung der einzelnen Objektklassen erfolgt durch eine übergeordnete Objektklasse, die einerseits die definierten Akteure beinhaltet und sie über hydraulische oder elektrische Verbindungen vernetzt. Für die Abbildung von Übergangszeit, Heiz- und Kühlperiode werden drei Programme definiert, die eine solche Vernetzung der Einzelobjekte vornimmt, Randbedingungen definiert und das daraus entstehende Gleichungssystem explizit numerisch löst (siehe Abbildung 6. Eine detaillierte Beschreibung dieser Programmaufteilung findet sich im dazugehörigen Deliverable.

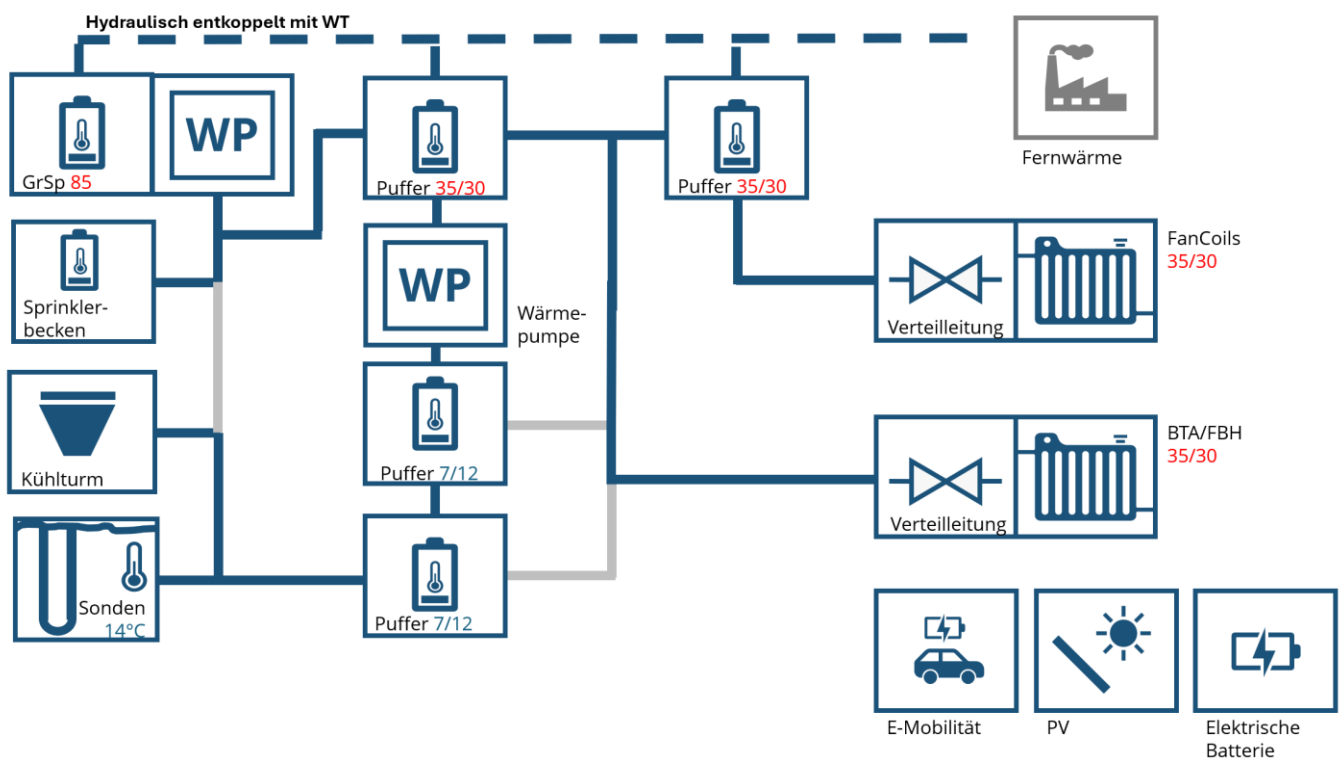


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Koppelung der Einzelobjekte miteinander im Modell Zukunftsanker mit exemplarischen Temperaturniveaus für den Heizfall (eigene Abbildung)

5.2 Modellannahmen

Die zeitliche Schrittweite der Simulation wird auf 15 Minuten festgelegt, basierend auf dem numerischen Lösungsverfahren, und für die Dauer eines Jahres durchgeführt. Für jede Speichervariable entsteht ein Vektor mit 35.040 Elementen. Es wird angenommen, dass die Genauigkeit der elektrischen Akteure in Form von "single precision" für die Genauigkeit der Simulationsergebnisse ausreichend ist. Dies führt zu einer Einsparung von Arbeitsspeicher und einer Reduktion der Berechnungszeit. Berechnungen betreffend thermische Akteure werden in „double precision“ durchgeführt.

5.2.1 Windsignal und elektrochemischer Speicher

Die getroffenen Annahmen des eingesetzten elektrochemischen Batteriespeichers resultieren direkt aus dem Jahresprofil der Windsignale. Diese werden direkt als Signal zur Beladung des elektrochemischen

Speichers verwendet. Die Analyse der Windsignale über ein Jahr gibt Aufschluss über eine sinnvolle Speichergröße im Sinne der maximal speicherbaren Energiemenge und die notwendige Lade- beziehungsweise Entladeleistung des Speichers.

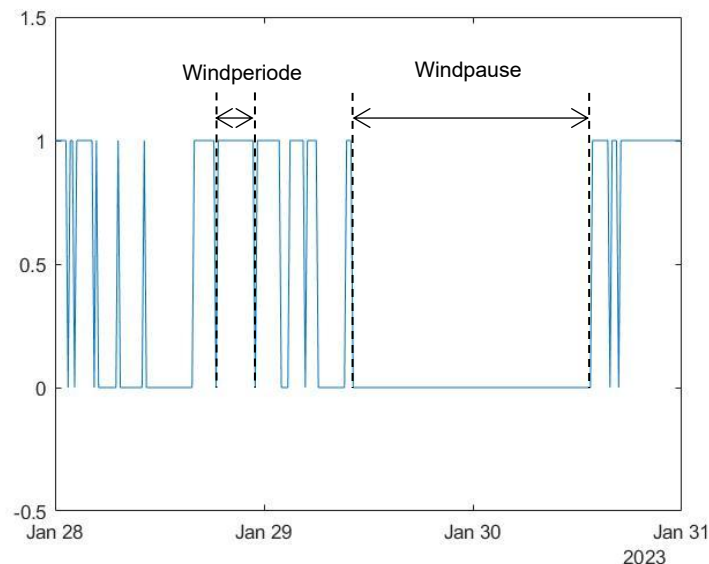


Abbildung 7: Windsignal 28.1.23 bis 31.1.23 (eigene Abbildung)

Abbildung 7 zeigt den Verlauf des Windsignals über einen exemplarisch gewählten Zeitraum. Es ist also das Vorhandensein des Signals sowie die Dauer des Signals bekannt. Betrachtet man den Verlauf des Windsignals über das gesamte Simulationsjahr, so kann man die Windsignale entsprechend ihrer Dauer sortieren. Abbildung 8 zeigt diese Häufigkeitsverteilung der Windsignale (a) und Windpausen (b).

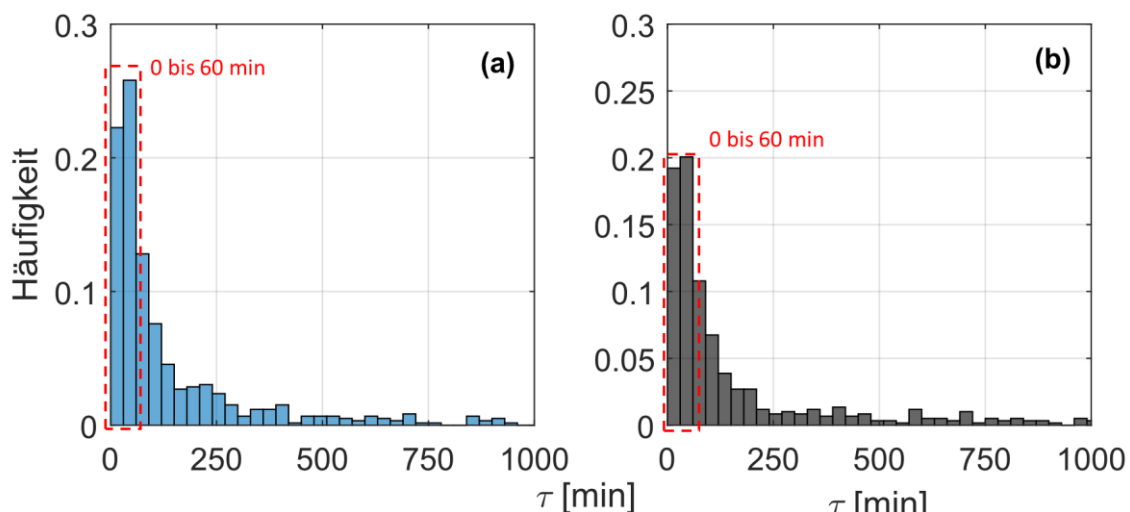


Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung (a) Windsignale und (b) Windpausen (eigene Abbildung)

Aus der Häufigkeitsverteilung der Windpausen wird ersichtlich, dass zirka 50% der Windpausen eine Länge von ungefähr 120 Minuten aufweisen. Aus diesem Zusammenhang und einer maximalen elektrischen Last von knapp 2 MW (siehe Abschnitt 6.1) ergibt sich eine sinnvoll nutzbare elektrische Speicherkapazität von 5 MWh. Diese Annahme inkludiert einen Puffer von etwa 1 MWh. Ein geringer gewählte Lade- und Entladeleistung resultiert in einer schlechteren Auslastung des Speichers. Dies wird

durch die reduzierte Anzahl an Volladezyklen des Batteriespeichers quantifiziert. Die gezeigten Simulationsergebnisse ergeben sich aus einer Lade- beziehungsweise Entladeleistung von 2 MW. Die Beladung des Speichers aus dem Netz erfolgt ausschließlich bei Vorhandensein eines Windsignals oder bei einem Produktionsüberschuss an elektrischer Energie seitens der Photovoltaikanlage.

5.2.2 Anfangs- und Randbedingungen

Eine Simulation der definierten Systemvarianten (vgl. 3. Identifikation von Energieflüssen) erfordert Anfangs- und Randbedingungen. Varianten mit Speichertechnologie werden mit einer Speicherbeladung von fünf Prozent initialisiert. Gemäß der definierten thermischen und elektrischen Lastprofile und der Kopplung der Einzelkomponenten werden Systemzustände bis Jahresende in 15-minütigen Zeitschritten berechnet.

Die Speicherkapazität des elektrochemischen Speichers wird durch Analyse des Windsignals argumentiert (siehe 6.2.1).

Die Dimension thermischer Großspeicher ergibt sich anhand des physischen Raumangebots im ehemaligen Kornspeicher. Durch eine Auswertung historischer Pläne und einer Vorortbesichtigung wurde – unter Berücksichtigung von Verteilleitungen und Wärmedämmung und Annahme eines zylindrischen Speicherkörpers – ein effektiver Errichtungsort von 16,3 m Durchmesser und 21,6 m identifiziert. Im Fall eines sensiblen thermischen Speichers wird von einer Wärmedämmung von 40 cm und einer maximalen Beladetemperatur von 85 °C ausgegangen. Als Phasenwechselmaterial des latenten Wärmespeichers wird RT35HC mit den Material Eigenschaften nach (Rubitherm Technologies GmbH, 2020) verwendet. Die Stoffdaten des modellierten thermochemischen werden (Lager, 2017) entnommen. Die wichtigsten Kenngrößen, welche sich aus den physischen Gegebenheiten des ehemaligen Kornspeichers und den physikalischen Eigenschaften der jeweiligen Speichermodelle ergeben sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Kenngrößen der modellierten thermischen Speicher

	Sensibler Speicher	Latentwärmespeicher	Thermochemische Speicher
max. Beladetemperatur	85 °C	40 °C	135 °C
max. Beladeleistung	2,5 MW _{th}	2,5 MW _{th}	500 kW
max. Speicherkapazität	408 MWh _{th}	198 MWh _{th}	125 MWh _{th}

6 Technisch-wirtschaftliche Synthese „Energieschwamm“

Das hier ausgeführte Kapitel der technisch-wirtschaftlichen Synthese des „Energieschwamm“ Zukunftsanker beleuchtet die Auswirkungen der netzdienlichen Integration der in Kapitel 3 näher beschriebenen thermischen Speicher, sowie eines elektrochemischen Batteriespeichers auf die Simulationsergebnisse für die angesetzten Quartiersvarianten nach Kapitel 3. Da eine gesonderte Beleuchtung der Einflüsse der untersuchten Speichersysteme je Quartiersvariante den Umfang des vorliegenden Ergebnisberichts übersteigen würde, wird die Interaktion der unterschiedlichen Speichersysteme mit dem „Energieschwamm“ im Folgenden nur in Bezug auf Quartiersvariante 1 detaillierter erarbeitet. Eine Gegenüberstellung der übrigen Quartiersvarianten wird in Kapitel 6.5 mittels charakteristischer Kennzahlen realisiert. Anhand der zusammengefassten Kennzahlen werden die technisch-wirtschaftlichen Auswirkungen auf die jeweilige Variante erarbeitet. Auf die übrigen Varianten wird im beiliegenden „Modellierungsbericht Energieschwamm“ näher eingegangen.

Die nachfolgend gezeigten elektrischen Lastgangkurven beziehen sich demnach ausschließlich auf die nach Kapitel 2 definierte Quartiersvariante 1.

6.1 Referenzsystem ohne Großspeicher

Die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse veranschaulichen das Zusammenspiel der Systemkomponenten ohne die Integration eines thermischen Großspeichers und eines elektrochemischen Speichers. Die Auswirkungen der Integration der untersuchten thermischen und elektrochemischen Speichertechnologien werden gegenüber dieser Referenzvariante dargestellt. Die Analyse der verbraucherseitigen als auch versorgerseitigen, elektrischen Lastgangkurven, gibt Aufschluss über anfallende Spitzenlasten, benötigte beziehungsweise bereitgestellte Energiemengen und die Aufteilung des Energieflusses im betrachteten Zeitraum. Konkret zeigen die nachfolgenden elektrischen Lastgangkurven die Simulationsergebnisse für das betrachtete Jahr 2023, da es sich bei diesem Jahr um kein Schaltjahr handelt.

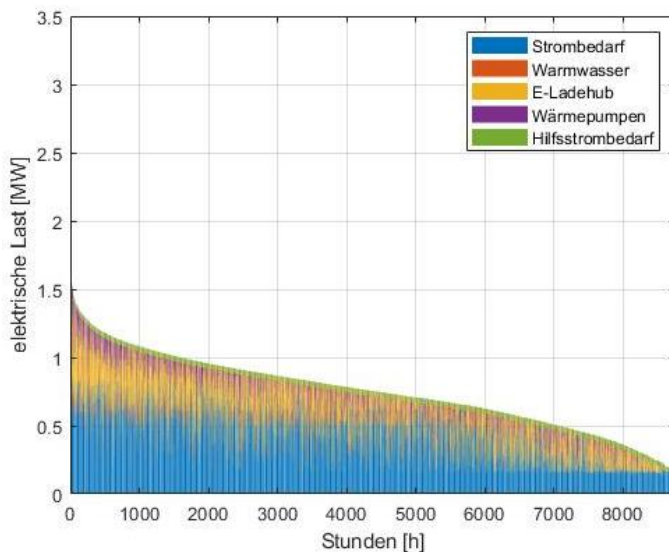


Abbildung 9: Elektrischer Lastgang - Verbraucher
(Variante 1, eigene Abbildung)

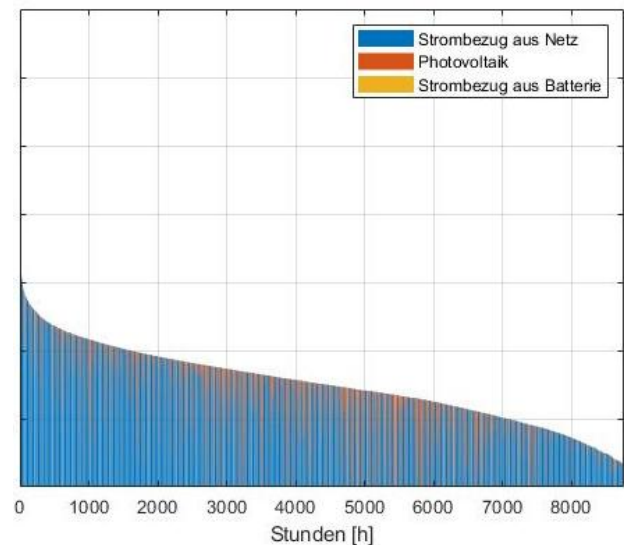


Abbildung 10: Elektrischer Lastgang – Versorger
(Variante 1, eigene Abbildung)

Abbildung 9 und Abbildung 10 bilden die geordneten elektrische Lastgangkurve der Verbraucher beziehungsweise der Versorger ab. Je 15 Minuten Zeitschritt werden die elektrischen Lasten der Verbraucher summiert, um einen Gesamtwert je Zeitschritt ermitteln zu können. Bei der hier untersuchten Quartiersvariante handelt es sich um Variante 1 laut Kapitel 2.

Der Vergleich zeigt die Deckung der anfallenden elektrischen Last seitens der Verbraucher durch die zur Verfügung stehenden Versorger. Es kommt demnach zu einer gemeinsamen Deckung der Last durch Strombezug aus dem Netz und Produktion aus der lokalen Photovoltaikanlage. Die hier dargestellten Lastgangkurven dienen als Basis für den Vergleich der Auswirkungen der Integration unterschiedlicher thermischer Speichersysteme, sowie eines elektrochemischen Batteriespeichers.

6.2 „Energieschwamm“ mit sensiblem thermischem Großspeicher

In nachfolgendem Abschnitt wird das System „Energieschwamm“ inklusive eines elektrochemischen Speichers und einem sensiblen thermischen Speicher nach 3.1.1 beschrieben und die Auswirkungen der eingesetzten Speichertechnologie auf das Gesamtsystem beleuchtet.

Elektrische Lastgangkurven

Gegenüber dem beschriebenen Referenzsystem ist der Einfluss sowohl des elektrochemischen Batteriespeichers als auch des thermischen Großspeichers ersichtlich. Hierbei ist der Batteriespeicher mit einer Kapazität von 5 MWh und einer Lade- und Entladeleistung von 2 MW initiiert. Bei dem implementierten thermischen Großspeicher handelt es sich um einen sensiblen Wärmespeicher, welcher nach dem Zweipunktspeichermodell (siehe 3.2.1) modelliert wird. Dieser wird mittels einer Hochtemperatur-Wärmepumpe beladen, welche notwendig ist, um das Temperaturniveau der heißen Speicherschicht von etwa 80°C erreichen zu können. Der Betrieb der Hochtemperatur-Wärmepumpe und die damit einhergehende verbraucherseitige elektrische Last ist im entsprechenden elektrischen

Lastgang ersichtlich. Wird das Temperaturniveau niedriger gewählt, so reduziert sich auch die notwendige elektrische Energie aufgrund des niedrigeren Temperaturhubs. Gleichzeitig fällt auch die gespeicherte Energiemenge im sensiblen Großspeicher geringer aus. Um den Einfluss der thermischen Speichersysteme auf die verbraucherseitigen elektrischen Lastgangkurven hervorheben zu können wird in Abbildung 11 auf die Abbildung des elektrochemischen Batteriespeichers verzichtet. Die elektrochemischen Batteriespeicher und die Interaktion dieser mit dem Gesamtsystem werden mittels charakteristischer Kennzahlen in Abschnitt 6.5 näher behandelt.

Die versorgerseitige Lastgangkurve (Abbildung 12) zeigt, dass die Integration eines elektrochemischen Batteriespeichers mit Ausnahme der Spitzenlastzeiten eine Entlastung des Netzanschlusses darstellt. Eine geeignete Auslegung in Bezug auf Kapazität und Ladeleistung spielt eine Schlüsselrolle bei der Eigenverbrauchsoptimierung und der netzdienlichen Verwendung des Batteriespeichers.

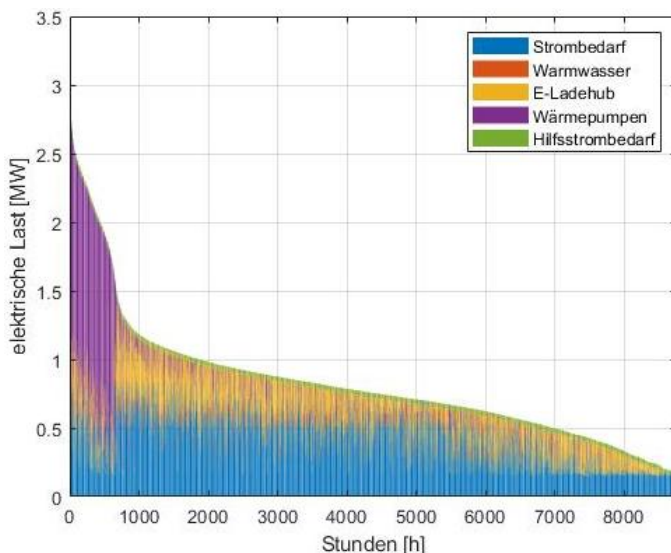


Abbildung 11: Elektrischer Lastgang - Verbraucher
(Variante 1, eigene Abbildung)

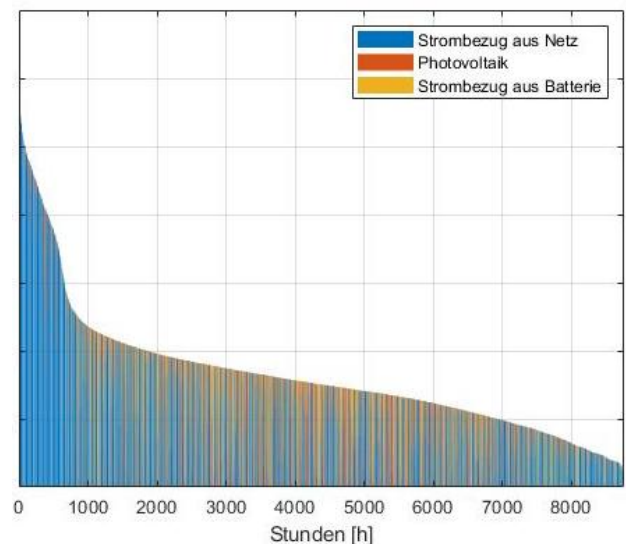


Abbildung 12: Elektrischer Lastgang – Versorger
(Variante 1, eigene Abbildung)

Thermischer Großspeicher (sensibler Wärmespeicher)

Die Nutzung eines sensiblen Wärmespeichers nach den in 5.2.2 beschriebenen Annahmen ermöglicht die Speicherung von Wärmeenergie und die direkte Verwendung dieser zur Versorgung der thermischen Verbraucher ohne erneute Umwandlung beispielsweise durch eine Wärmepumpe. Zu den thermischen Verbrauchern zählen primär die Wärmeabgabesysteme innerhalb der Räumlichkeiten des Quartiers. Um die Verwendung eines thermischen Großspeichers netzdienlich zu gestalten ist die Beladung dieses an das in 5.2 beschriebene Windsignal gekoppelt. Der in Abbildung 13 dargestellte Verlauf des Speicherstandes des sensiblen Wärmespeichers resultiert in 5,6 Ladezyklen im betrachteten Simulationsjahr. Bei einer maximal speicherbaren Energiemenge von 408 MWh entspricht dies einer im Speicher umgesetzten Energiemenge von 2,29 GWh. Dies entspricht etwas mehr als der Hälfte des in Variante 1 auftretenden Gesamtwärmebedarfs des Quartiers von rund 4 GWh (vgl. Kapitel 2).

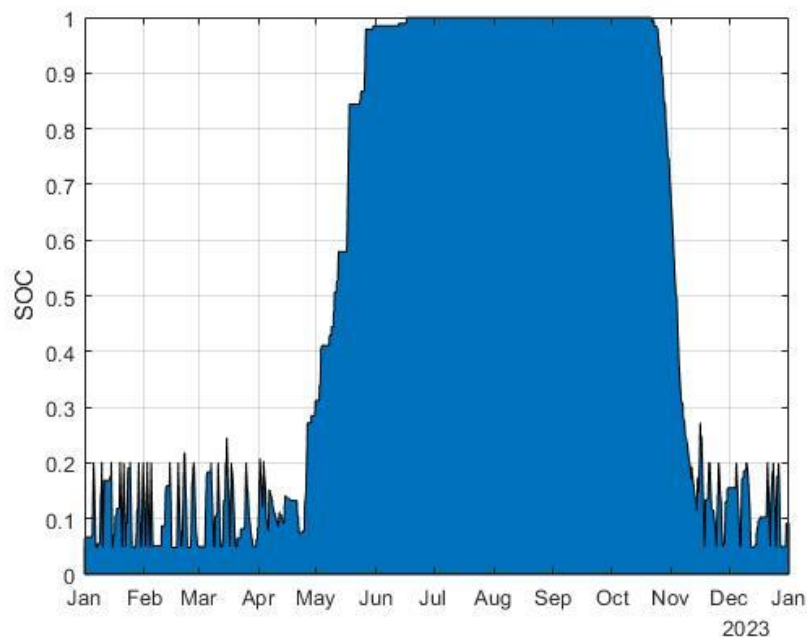


Abbildung 13: Jahres SOC-Verlauf sensibler Wärmespeicher (Variante 1, eigene Abbildung)

6.3 „Energieschwamm“ inkl. latenter Wärmespeicher

In nachfolgendem Abschnitt wird das System „Energieschwamm“ inklusive eines elektrochemischen Batteriespeichers und einem latenten Wärmespeicher nach 3.1.23.1.2 beschrieben und die Auswirkungen der eingesetzten Speichertechnologie auf das Gesamtsystem beleuchtet.

Elektrische Lastgangkurven

Um eine verbesserte Vergleichbarkeit der Speichertechnologien zu ermöglichen, beziehen sich die hier dargestellten elektrischen Lastgangkurven analog zu Abschnitt 6.2 auf Variante 1. Auch hier wird auf die explizite Darstellung der verbraucherseitigen Lastgangkurve inklusive Batteriespeicher verzichtet, da dies für den Vergleich unterschiedlicher thermischer Speichertechnologien keinen Mehrwert liefert.

Auch die Implementierung eines Latentwärmespeichers ist bei Analyse der Lastgangkurven ersichtlich.

Da der hier modellierte Latentwärmespeicher lediglich mit einem geringen Temperaturhub von etwa 5 Kelvin arbeitet, ist die durch die Beladung anfallende elektrische Last im Vergleich zu größeren Temperaturhuben, wie etwa bei einem sensiblen thermischen Speicher (vgl. 6.2) deutlich geringer. Die Phasenwechseltemperatur des PCM liegt hierbei bei 35 °C. Die spezielle Verwendung von Hochtemperatur Wärmepumpen zur Beladung ist daher nicht notwendig.

Der elektrochemische Batteriespeicher wird analog zu anderen Varianten mit einer Speicherkapazität von 5 MWh und einer maximalen Lade- und Entladeleistung von 2 MW implementiert. Die versorgerseitige Lastgangkurve zeigt deutlich, dass im Bereich der durchschnittlichen Jahreslasten Strom aus dem Batteriespeicher bezogen wird. Dadurch kann der netzseitige Anschluss entlastet werden.

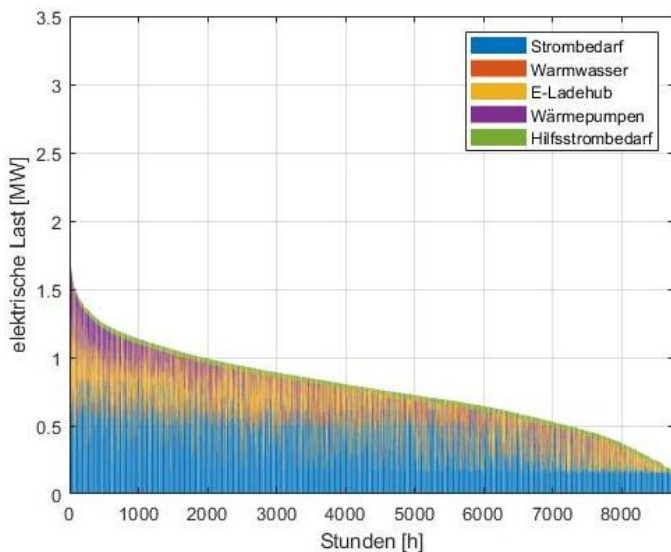


Abbildung 14: Elektrischer Lastgang - Verbraucher
(Variante 1, eigene Abbildung)

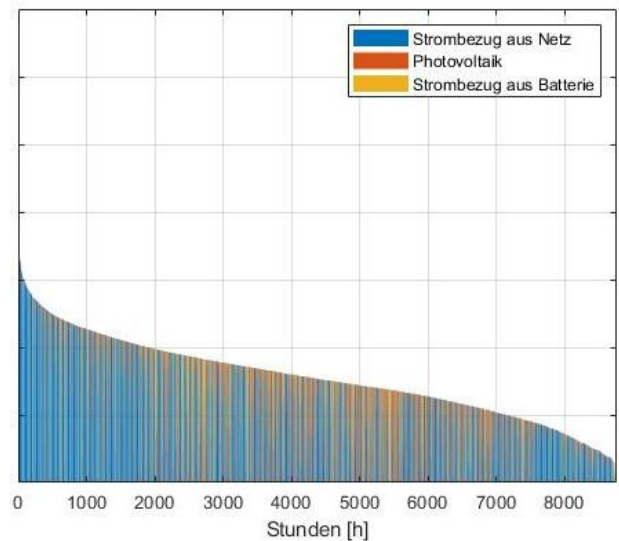


Abbildung 15: Elektrischer Lastgang - Versorger
(Variante 1, eigene Abbildung)

Thermischer Großspeicher (latenter Wärmespeicher)

Analog zum sensiblen SpeichermodeLL wird der latente Wärmespeicher vor dem Hintergrund der Netzdienlichkeit nur in Koppelung mit dem in 5.2 beschriebenen Windsignal beladen. Der latente Wärmespeicher als Großspeicher ermöglicht die direkte Versorgung der Wärmeabgabesysteme mit Wärmeenergie. Aus den 4,8 durchgeführten Volladezyklen resultiert eine durchgesetzte Energiemenge von rund 950 MWh. Dies entspricht einem Viertel des in Variante 1 anfallenden Wärmebedarfs. Der Anteil an durch den Großspeicher gedeckten Wärmeenergie fällt, im Vergleich zu einem sensiblen Wärmespeicher geringer aus (vgl.6.2).

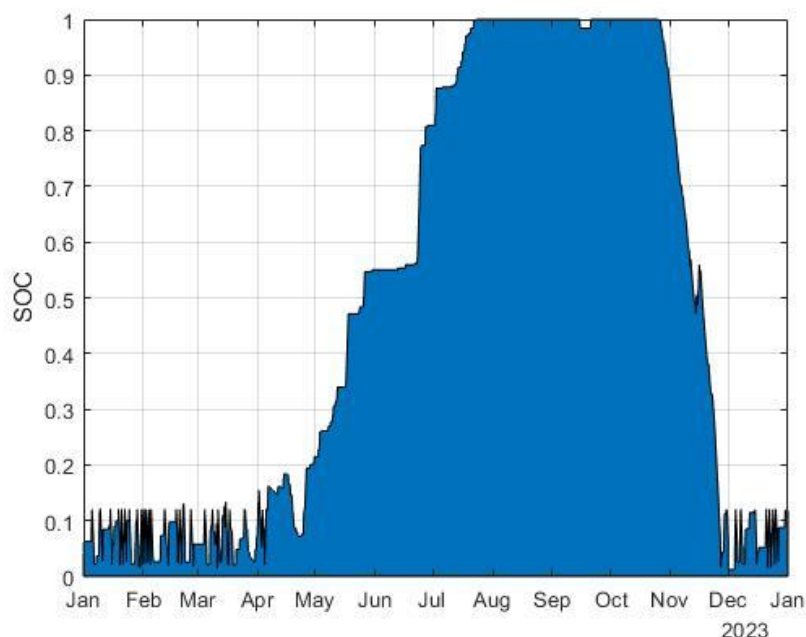


Abbildung 16: Jahres SOC-Verlauf latenter Wärmespeicher (Variante 1, eigene Abbildung)

6.4 „Energieschwamm“ inkl. thermochemischen Wärmespeicher

In nachfolgendem Abschnitt wird das System „Energieschwamm“ inklusive eines elektrochemischen Batteriespeichers und einem thermochemischen Wärmespeichers nach 3.2.3 beschrieben und die Auswirkungen der eingesetzten Speichertechnologie auf das Gesamtsystem beleuchtet.

Elektrische Lastgangkurven

Die Beladung eines thermochemischen Speichers ist aufgrund der hohen Reaktionstemperatur von 125 °C nur mit speziellen Kältemitteln (z.B. R1234ze(Z)) durchführbar. Diese werden im Rahmen der hier vorliegenden Modellierung nicht betrachtet. Die Beladung erfolgt über eine thermische Energiequelle, mit hohem Temperaturniveau, wie es beispielsweise mit einem Fernwärmeanschluss realisiert werden kann. Aus diesem Grund schlägt sich die Integration eines solchen thermochemischen Speichers nur anhand eines leicht erhöhten Hilfsstrombedarfs im verbraucherseitigen elektrischen Lastgang nieder. Der Einfluss des mit einer Kapazität von 5 MWh und einer Lade- und Entladeleistung von 2 MW initiierten elektrochemischen Batteriespeichers ist deutlich an der versorgerseitigen Lastgangkurve erkennbar. Ähnlich zur Kombination mit anderen thermischen Speichermodellen wird ein Anteil der durchschnittlichen elektrischen Lasten aus dem Batteriespeicher gedeckt. Details zur Auslastung des elektrochemischen Batteriespeichers sind in Abschnitt 6.5 erläutert.

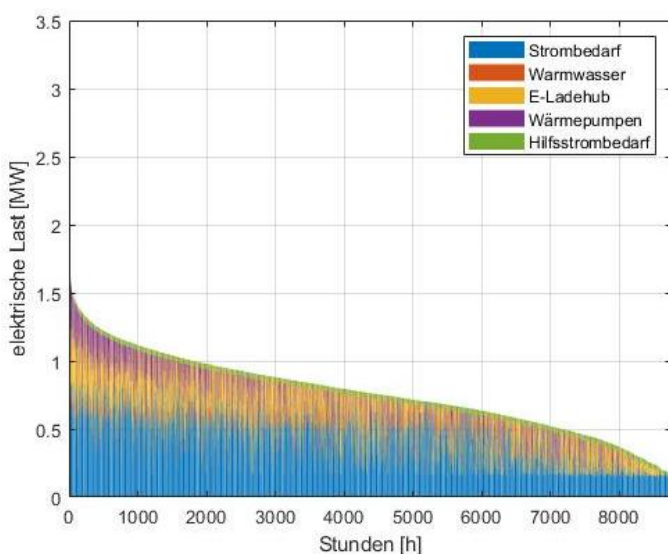


Abbildung 17: Elektrischer Lastgang - Verbraucher
(Variante 1, eigene Abbildung)

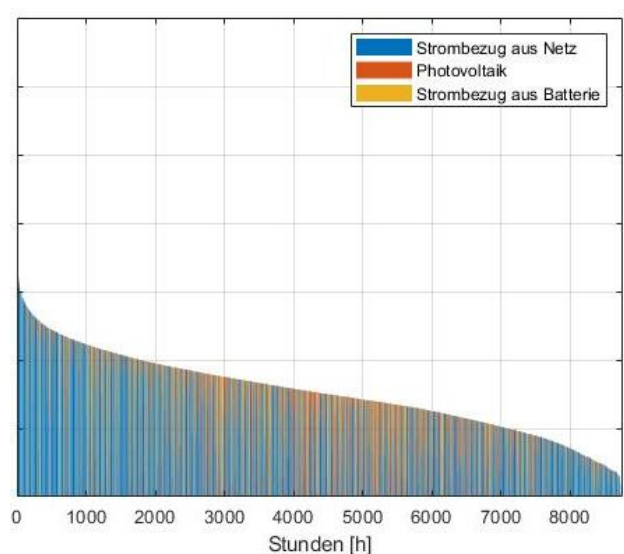


Abbildung 18: Elektrischer Lastgang - Versorger
(Variante 1, eigene Abbildung)

Thermischer Großspeicher (Thermochemischer Wärmespeicher)

Auch die Beladung über einen Fernwärmeanschluss mit entsprechend hohem Temperaturniveau ist an das hinterlegte Windsignal nach 5.2.1 gekoppelt. Es ist davon auszugehen, dass eine Wärmeentnahme aus dem Fernwärmenetz ähnlich netzdienlich ist, wie die Entnahme elektrischer Energie aus dem Stromnetz. Auch die Ausführung als Thermochemischer Speicher ermöglicht die direkte Nutzung der Wärmeenergie zur Versorgung der Wärmeabgabesysteme ohne notwendige Umwandlung, beispielsweise durch eine Wärmepumpe. Aus den rund 2,8 Volladezyklen des thermochemischen

Speichers resultiert eine durchgesetzte Energiemenge von etwa 350 MWh. Die geringere durchgesetzte Energiemenge geht auch aus der Betrachtung des SOC-Jahresverlaufs (siehe Abbildung 19), in Vergleich zu den vorhergegangenen thermischen Speichertechnologien hervor.

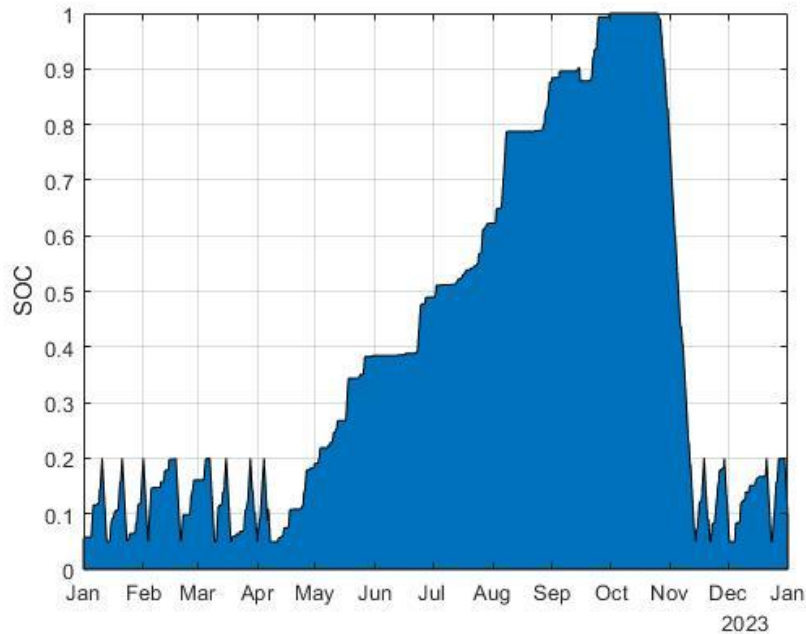


Abbildung 19: Jahres SOC-Verlauf thermochemischer Wärmespeicher (Variante 1, eigene Abbildung)

6.5 Vergleich und Interpretation

Die Analyse der einzelnen Varianten und der Integration der einzelnen Speichertechnologien wird nachfolgend anhand von „Key Performance Indicators“ (KPIs), welche in Tabelle 11 zusammengefasst sind durchgeführt. Es werden außerdem erste Rückschlüsse anhand der KPIs gezogen.

6.5.1 Verwendete KPIs

$$\text{Eigenverbrauchsquote [\%]} = \frac{\text{Eigenverbrauch [MWh/a]}}{\text{Gesamtproduktion [MWh/a]}}$$

$$\text{Autarkiegrad [\%]} = \frac{\text{Eigenverbrauch [MWh/a]}}{\text{Gesamtverbrauch [MWh/a]}}$$

$$\text{Vollladezyklen [Anzahl]} = \frac{\text{Gesamtentladeenergie [MWh/a]}}{\text{Speicherkapazität [MWh]}}$$

$$\text{Netzaufwandszahl elektrisch [\%]} = \frac{\text{elektrischer Netzbezug}}{\text{Stromverbrauch}}$$

$$\text{Netzaufwandszahl thermisch [\%]} = \frac{\text{thermischer Netzbezug}}{\text{thermischer Verbrauch}}$$

Energieforschungsprogramm – Ausschreibung 2023

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 11: KPI-Vergleich der unterschiedlichen Quartiersvarianten bei unterschiedlichen Speichertechnologien (EVQ = Eigenverbrauchsquote, NAW = Netzaufwandszahl)

Quartiersvariante			Variante 1				Variante 2				Variante 3			
Speichertechnologie			Keine	Sensibel	Latent	Thermo-chemisch	Keine	Sensibel	Latent	Thermo-chemisch	Keine	Sensibel	Latent	Thermo-chemisch
Bedarf elektrisch		MWh/a	6.591	7.276	6.840	6.739	6.584	7.174	6.757	6.670	48.136	48.249	48.144	46.909
		kWh/m² _{BGF.a}	60,2	66,5	62,5	61,6	60,2	65,6	61,8	61,0	439,0	441,0	440,0	428,7
Bedarf thermisch		MWh/a	3.767				3.599				2.974			
		kWh/m² _{BGF.a}	34,4				32,9				27,2			
PV	Ertrag	MWh/a	1.619											
		kWh/m² _{BGF.a}	14,8											
	EVQ	%	99,8	100	100	100	99,8	100	100	100	100	100	100	100
Batterie	Speicherung	MWh/a	-	1.065	1.095	1.095	-	1.055	1.080	1.080	-	945	960	985
		kWh/m² _{BGF.a}	-	9,7	10,0	10,0	-	9,6	9,9	9,9	-	8,6	8,8	9,0
	Vollladezyklen	n	-	213	219	219	-	211	216	216	-	189	192	197
Strom	Netzbezug	MWh/a	4.972	5.657	5.221	5.120	4.964	5.554	5.138	5.050	46.516	46.630	46.524	45.289
		kWh/m² _{BGF.a}	45,4	51,7	47,7	46,8	45,4	50,8	47,0	46,2	425,1	426,2	425,2	413,9
	Autarkiegrad	%	24,5	22,3	23,7	24	24,6	22,6	24	24,3	3,4	3,4	3,4	3,5
Thermisch	Speicherung/En- ergiedurchsatz (Großspeicher)	MWh/a	-	2.286	950	350	-	2.041	832	350	-	204	127	59
		kWh/m² _{BGF.a}	-	20,9	9,4	7,4	-	18,7	8,5	7	-	1,9	1,2	0,5
	Vollladezyklen	n	-	5,6	4,8	2,8	-	5	4,2	2,8	-	0,5	0,64	0,47
	Netzbezug (Fernwärme)	MWh/a	nicht vorhanden			578	nicht vorhanden			579	nicht vorhanden			195
		kWh/m² _{BGF.a}				5,3				5,3				1,8
Wärmeerz.	JAZ WP-NT	-	7	6,9	-	-	7,1	7,2	-	-	8,4	9,4	8,4	8,4
	JAZ WP 35°C	-	5,7	5	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	7	7	7	7
	JAZ WP-HT	-	-	1,9	5,6	-	-	1,9	5,7	-	-	2,7	16,2	-
Quartier	NAW elektrisch	-	75,4	77,7	76,3	76	75,4	77,4	76	75,7	96,6	96,6	96,6	96,5
	NAW FW	-	nicht vorhanden			15,3	nicht vorhanden			16,1	nicht vorhanden			6,6

6.5.2 Netzbezug und PV-Integration

Die Verwendung unterschiedlicher thermischer Speichertechnologien und die unterschiedlichen Nutzungsprofile haben einen vernachlässigbar geringen Einfluss auf die Bewertung der PV-Anlage. Der Ausbau und die Verwendung einer Photovoltaikmaßnahme, ist maßgeblich durch die baulichen Gegebenheiten bestimmt. Auffallend ist der sehr hohe Eigenverbrauch von nahezu 100%, bei jeglicher betrachteten Kombination. Dies ist auf die Dimensionierung der PV-Anlage zurückzuführen. Betrachtet man die Auswirkungen auf den elektrischen Netzbezug, so treten Unterschiede sowohl zwischen den Quartiersvarianten als auch zwischen den thermischen Speichertechnologien auf. Variante 3 weist aufgrund des drastisch erhöhten elektrischen Gesamtbedarfs einen deutlich niedrigeren Autarkiegrad im Vergleich zu den anderen Varianten auf. Gegenüber der jeweiligen Referenzvariante ohne jegliche Speicher, ist die Integration eines sensiblen Wärmespeichers mit den höchsten elektrischen Netzbezügen verbunden. Dieser Umstand ist auf den hohen Temperaturhub, welcher bei der Beladung über eine Hochtemperatur Wärmepumpe (WP-HT) bewerkstelligt werden muss, zurückzuführen. Dies wird auch in den niedrigen Jahresarbeitszahlen ersichtlich.

6.5.3 Elektrochemischer Batteriespeicher

Der mit einer Speicherkapazität von 5 MWh und einer Lade- bzw. Entladeleistung von 1 MW definierte elektrochemischer Speicher weist bei der Jahressimulation nach Variante 1 184 Ladezyklen auf. Dies resultiert bei einem Start SOC von 0% in einer gespeicherten bzw. wieder abgegebene Energiemenge von 920 MWh. Wird der elektrochemische Speicher mit einer höheren Lade- bzw. Entladeleistung von 2 MW initiiert, so steigt die Anzahl der Ladezyklen auf 213 und damit die ein- und ausgespeicherte elektrische Energiemenge auf 1.065 MWh. Die in Tabelle 11 angeführten Werte wurden ausschließlich für einen elektrochemischen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 5 MWh und einer Lade- und Entladeleistung von 2 MW ermittelt. Die Auslegung mit höherer Ladeleistung wirkt sich positiv auf die effiziente Nutzung des Speichers gemessen an der Anzahl der Ladezyklen aus. Zwischen den einzelnen Varianten bestehen nur geringfügige Unterschiede der für den Speicher charakteristischen KPIs. Die geringere Anzahl an Vollladezyklen in Variante 3 ist durch niedrigere Differenz aus maximaler Netzanschlussleistung und dem erhöhten Dauerlast durch das Data-Center zu erklären. Hierbei liegt die maximale Leistung des Netzanschlusses bei 6,5 MW.

6.5.4 Thermische Speicher

Die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften der thermischen Speichertechnologien, bei gleicher physischer Limitation durch den Bauplatz, zeigen sich in den angeführten KPIs. Unabhängig von der betrachteten Variante weist der sensible Speicher den höchsten Energiedurchsatz und die höchste Anzahl an Vollladezyklen auf. Dies ist auf die in Kapitel 3 beschriebenen physikalischen Eigenschaften, als auch auf die in Abschnitt 5.2 angeführten Modellannahmen zurückzuführen. Das niedrige Temperaturniveau des latenten Wärmespeichers wirkt sich positiv, im Sinne eines reduzierten Netzbezugs gegenüber den weiteren Speichermodellen aus. Da der thermochemische Speicher in der hier durchgeführten Modellierung durch eine Wärmequelle mit hohem Temperaturniveau, wie es beispielsweise mittels eines Fernwärmeanschlusses realisiert werden kann, beladen wird, ist auf den zusätzlichen Netzbezug (ersichtlich in Tabelle 11) hinzuweisen. Der Überschuss an Abwärme in

Variante 3 äußert sich in Bezug auf die thermischen Speicher mit Volladezyklen kleiner eins. Es gibt demnach in der betrachteten Variante zu wenig Wärmeverbraucher, um die Speicher zu entladen. Die Nutzung der Abwärme des Data-Centers hat zusätzlich eine Steigerung der Effizienz, gemessen an der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen, zur Folge.

6.5.5 Wirtschaftliche Analyse der Speicherintegration

Aus der Gegenüberstellung der benötigten Energiemengen und den daraus resultierenden Verbrauchskosten je Speichertechnologie (vgl. Abbildung 20 und Abbildung 21) lässt sich ableiten, dass die Integration thermischer, sowie elektrochemischer Speichertechnologien eine Reduktion der Verbrauchskosten zur Folge hat. Der anfallende Endenergieverbrauch beziehungsweise der Energie Bezugszeitpunkt kann zu finanziell günstigen Konditionen verschoben werden. Dies wird beim Vergleich der einzelnen Varianten mit jener ohne Speicher deutlich. Der höhere Energiebezug aus dem Netz ist über eine Kombination aus Umwandlungs- und Speicherverlusten, den Betrieb von zusätzlichen Wärmepumpen und Hilfsaggregaten begründet. Die elektrischen Energiekosten folgen einem in der Modellierung hinterlegten SPOT-Preis Verlauf. Für die Kosten der Fernwärme wurde der Arbeitspreis gemäß Wiener Fernwärme Tarif INDEX 15 in Höhe von 70,42 EUR/ MWh (Stand 01.2026) herangezogen. Auf die Inklusion des Leistungspreises wird mit dem Argument der netzdienlichen Wärmeabnahme verzichtet zu Zeiten fehlenden Netzbezugs durch reguläre Abnehmende.

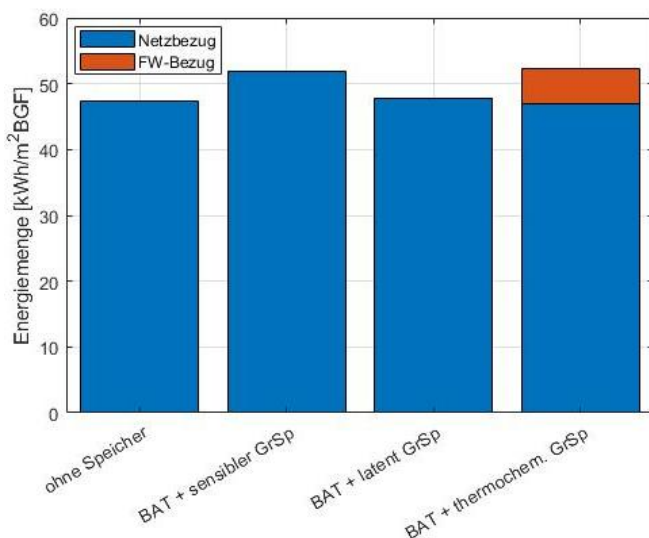


Abbildung 20: Bezogene Energiemenge (Variante 1, eigene Abbildung)

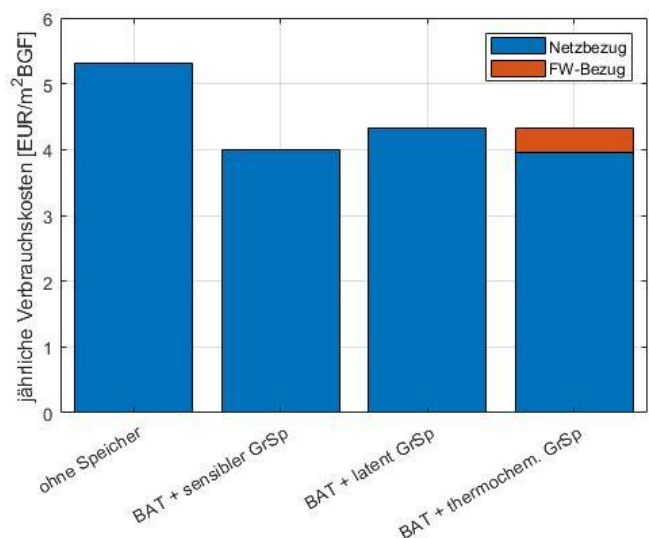


Abbildung 21: Spezifische Verbrauchskosten (Variante 1, eigene Abbildung)

7 Ausblick und Empfehlungen

Energiespeicher unterschiedlicher Art werden zukünftig ein wichtiger Bestandteil im Gesamtsystem des Energieschwamms Zukunftsanker darstellen. Die enge Verzahnung der unterschiedlichen Komponenten – Wärmepumpen, Verbraucher, Erzeuger und Speicher – macht eine detaillierte Simulation des Zusammenspiels erforderlich, um eine fundierte Grundlage für die Entscheidungsfindung zu schaffen. Das im Rahmen des Forschungsprojekt entwickelte numerische Modell aller Komponente ermöglicht dies und bietet auch die erforderliche Flexibilität bei Regel- und Systemparametern.

Der Einsatz von elektrischen Speichern am Standort erscheint ausschließlich für die Eigenverbrauchsoptimierung des Quartiers nicht sinnvoll – die örtliche Erzeugung wird auch ohne Speicher zu sehr hohen Anteilen gleich genutzt. Hier empfiehlt sich ein Multi-Use Szenario von Energiespeicheranwendungen (Peak-Shaving, Regelreserve, Arbitrage etc.) vorzusehen. Mit Hilfe des Rechenmodells kann dies abgebildet und gegebenenfalls um weitere Auslegungs- und Regelstrategien ergänzt werden.

Die Nutzung von Synergien der Elektromobilität und Wärmepumpen bieten künftig wesentliche Vorteile in der Netzauslastung. Dies tritt vor allem dann auf, wenn ein großes Ladehub und hohe WP-Leistungen zusammentreffen – wie es am Areal des Zukunftsankers der Fall ist. Verfügbare Plug-and-Play Lösungen dafür gibt es zur Zeit nicht, hier bestehe ein entsprechender Handlungs- und Entwicklungsbedarf. Die Netzentgeltsituation für Energiespeicher ist dabei ein relevanter zu beachtender Aspekt. Die Auswirkungen des im Dezember 2025 veröffentlichten neuen ELWG – des „neuen Betriebssystems“ des österreichischen Strommarktes werden sich erst zeigen und sind hierbei noch nicht berücksichtigt.

Empfehlenswert und vorgesehen ist, dieses Modell auch nach Projektende für vergleichende Berechnung zur Begleitung von Entscheidungen, den „Energieschwamm Zukunftsanker“ betreffend, heranzuziehen. Selbst wenn aus derzeitiger Sicht eine Umsetzung eines Großspeichers am Areal aus immobilientechnischen Gründen unwahrscheinlich ist, können vor allem auch kleinere Speicher im Sinne eines virtuellen Verbundes entsprechende Vorteile für das Quartier und die Nutzenden bieten. Eine Einreichung eines vertiefenden Folgeprojekts wird geprüft.

Abseits des eigentlichen Projektes bietet sich auch eine weiterführende Analyse zusätzlicher Betriebsweisen von Großspeichern an. Damit könnte beispielsweise das Thema thermisches Peak-Shaving (z.B. Grundlastdeckung durch NT Wärmepumpe und Spitzenlastabdeckung durch Speicher) oder elektrisches Peak-Shaving miteinander (rechnerisch) kombiniert und analysiert werden. Darüber hinaus sollte auch die Variation von Speichergröße als Auslegungsgröße vertieft werden. Das Modell eignet sich hierbei besonders zum Vergleich von unterschiedlichen und komplexen Betriebsweisen. Entsprechender Forschungsbedarf für die Energiewende besteht jedenfalls.

8 Verzeichnisse

8.1 Literaturverzeichnis (Thermische Speicher)

- [1] *DIN 2384 - Thermische Energiespeicher - Terminologie, Anforderungen, Kenngrößen, Prüfgrundlagen*. 2020.
- [2] G. K. Dolgun, A. Keçebaş, M. Ertürk, and A. Daşdemir, "Optimal insulation of underground spherical tanks for seasonal thermal energy storage applications," *J Energy Storage*, vol. 69, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.107865.
- [3] W. Villasmil, L. J. Fischer, and J. Worlitschek, "A review and evaluation of thermal insulation materials and methods for thermal energy storage systems," Apr. 01, 2019, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2018.12.040.
- [4] S. Lassacher, S. Puschnigg, and J. Lindorfer, "Technische Aspekte der Forcierung von Primärenergieeffizienz an oberösterreichischen Produktionsstandorten durch Nutzung von Wärmespeichern," Linz, 2018. Accessed: Jul. 28, 2025. [Online]. Available: https://energieinstitut-linz.at/wp-content/uploads/2020/03/W%C3%A4rmespeicher-innerbetrieblich_Endbericht_EIJKU_2018.pdf
- [5] M. Sterner and Stadler Ingo, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. doi: 10.1007/978-3-662-48893-5.
- [6] F. Agyenim, N. Hewitt, P. Eames, and M. Smyth, "A review of materials, heat transfer and phase change problem formulation for latent heat thermal energy storage systems (LHTESS)," Feb. 2010. doi: 10.1016/j.rser.2009.10.015.
- [7] K. Huang *et al.*, "Increasing ice production speed of a seasonal ice storage device based on experimental test and numerical simulation," *J Energy Storage*, vol. 72, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.108281.
- [8] X. Xu, C. Chang, X. Guo, and M. Zhao, "Experimental and Numerical Study of the Ice Storage Process and Material Properties of Ice Storage Coils," *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 14, Jul. 2023, doi: 10.3390/en16145511.
- [9] G. Urschitz, H. Walter, and M. Hameter, "Experimental Investigation of a Finned Mono Tube -- Latent Heat Thermal Energy Storage (LHTES)," 2014.
- [10] F. Herbinger and D. Groulx, "Experimental comparative analysis of finned-tube PCM-heat exchangers' performance," *Appl Therm Eng*, vol. 211, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2022.118532.
- [11] P. Zhang, L. Song, H. Lu, J. Wang, and Y. Hu, "The influence of expanded graphite on thermal properties for paraffin/high density polyethylene/chlorinated paraffin/antimony trioxide as a flame retardant phase change material," *Energy Convers Manag*, vol. 51, no. 12, pp. 2733–2737, Dec. 2010, doi: 10.1016/j.enconman.2010.06.009.
- [12] P. O'Neill, L. Fischer, R. Revellin, and J. Bonjour, "Phase change dispersions: A literature review on their thermo-rheological performance for cooling applications," *Appl Therm Eng*, vol. 192, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2021.116920.
- [13] A. Ismail, J. Wang, B. Abiodun Salami, L. O. Oyedele, and G. K. Otukogbe, "Microencapsulated phase change materials for enhanced thermal energy storage performance in construction materials: A critical review," Oct. 19, 2023, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.conbuildmat.2023.132877.

- [14] H. Kerskes, F. Bertsch, B. Mette, A. Wörner, and F. Schaub, "Thermochemische Energiespeicher," *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 83, no. ISSN: 0009-286X, p. 2026, 2011, doi: 10.1002/cite.201100091.
- [15] L. F. Cabeza, A. Castell, C. Barreneche, A. De Gracia, and A. I. Fernández, "Materials used as PCM in thermal energy storage in buildings: A review," Apr. 2011. doi: 10.1016/j.rser.2010.11.018.
- [16] J. Lizana, R. Chacartegui, A. Barrios-Padura, and J. M. Valverde, "Advances in thermal energy storage materials and their applications towards zero energy buildings: A critical review," 2017, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.008.
- [17] H. J. Xu *et al.*, "Progress on thermal storage technologies with high heat density in renewables and low carbon applications: Latent and thermochemical energy storage," Jun. 01, 2025, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2025.115587.
- [18] K. J. Khatod, V. P. Katekar, and S. S. Deshmukh, "An evaluation for the optimal sensible heat storage material for maximizing solar still productivity: A state-of-the-art review," Jun. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.est.2022.104622.
- [19] R. I. Rubel, M. W. Akram, M. M. Alam, A. Nusrat, R. Ahammad, and M. A. Al Bari, "Phase Change Materials in High Heat Storage Application: A Review," Nov. 01, 2024, *Springer Nature*. doi: 10.1007/s13369-024-09519-z.
- [20] M. P. Islam and T. Morimoto, "Advances in low to medium temperature non-concentrating solar thermal technology," Feb. 01, 2018, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2017.08.030.
- [21] M. M. Ghafurian, B. Elmegaard, P. Weinberger, and A. Arabkoohsar, "Salt hydrates in renewable energy systems: A thorough review," Dec. 30, 2024, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.energy.2024.133808.
- [22] S. S. Chandel and T. Agarwal, "Review of current state of research on energy storage, toxicity, health hazards and commercialization of phase changing materials," Jan. 01, 2017, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.070.
- [23] X. Liu, F. Yang, X. Liu, and Y. Wu, "A systematic evaluation of sorption-based thermochemical energy storage for building applications: Material development, reactor design, and system integration," Jun. 01, 2025, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.renene.2025.122831.
- [24] A. Elkhatat and S. A. Al-Muhtaseb, "Combined 'Renewable Energy–Thermal Energy Storage (RE–TES)' Systems: A Review," Jun. 01, 2023, *MDPI*. doi: 10.3390/en16114471.
- [25] L. Navarro *et al.*, "Thermal energy storage in building integrated thermal systems: A review. Part 1. active storage systems," Apr. 01, 2016, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.renene.2015.11.040.
- [26] J. M. P. Q. Delgado, J. C. Martinho, A. Vaz Sá, A. S. Guimarães, and V. Abrantes, *Thermal Energy Storage with Phase Change Materials : A Literature Review of Applications for Buildings Materials*. in SpringerBriefs in Applied Sciences and Technology. Cham: Springer International Publishing Imprint: Springer, 2019. doi: 10.1007/978-3-319-97499-6.
- [27] N. Stathopoulos, G. Belessiotis, P. Oikonomou, and E. Papanicolaou, "Experimental investigation of thermal degradation of phase change materials for medium-temperature thermal energy storage and tightness during cycling inside metal spheres," *J Energy Storage*, vol. 31, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101618.
- [28] G. Ferrer, A. Solé, C. Barreneche, I. Martorell, and L. F. Cabeza, "Review on the methodology used in thermal stability characterization of phase change materials," Jun. 04, 2015, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2015.04.187.

- [29] V. V. Tyagi *et al.*, “A comprehensive review on phase change materials for heat storage applications: Development, characterization, thermal and chemical stability,” Jan. 01, 2022, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.solmat.2021.111392.
- [30] A. Solé, H. Neumann, S. Niedermaier, I. Martorell, P. Schossig, and L. F. Cabeza, “Stability of sugar alcohols as PCM for thermal energy storage,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 126, pp. 125–134, 2014, doi: 10.1016/j.solmat.2014.03.020.
- [31] F. Bruno, M. Belusko, M. Liu, and N. H. S. Tay, “Solid-liquid phase change materials for thermal energy storage,” in *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications*, Elsevier, 2020, pp. 221–268. doi: 10.1016/B978-0-12-819885-8.00009-7.
- [32] D. Liu, L. Xin-Feng, L. Bo, Z. Si-quan, and X. Yan, “Progress in thermochemical energy storage for concentrated solar power: A review,” Dec. 01, 2018, *John Wiley and Sons Ltd.* doi: 10.1002/er.4183.
- [33] Z. L. Yang, R. Walvekar, W. P. Wong, R. K. Sharma, S. Dharaskar, and M. Khalid, “Advances in phase change materials, heat transfer enhancement techniques, and their applications in thermal energy storage: A comprehensive review,” May 15, 2024, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.est.2024.111329.
- [34] A. Beck, M. Koller, H. Walter, and M. Hameter, “Transient numerical analysis of different finned tube designs for the use in latent heat thermal energy storage devices,” San Diego, 2015. doi: <https://repositum.tuwien.at/handle/20.500.12708/67231>.
- [35] S. Flegkas, F. Birkelbach, F. Winter, H. Groenewold, and A. Werner, “Profitability analysis and capital cost estimation of a thermochemical energy storage system utilizing fluidized bed reactors and the reaction system $\text{MgO}/\text{Mg}(\text{OH})_2$,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 24, Dec. 2019, doi: 10.3390/en12244788.
- [36] E. Guelpa and V. Verda, “Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review,” Oct. 15, 2019, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113474.
- [37] F. Agyenim, P. Eames, and M. Smyth, “Heat transfer enhancement in medium temperature thermal energy storage system using a multitube heat transfer array,” *Renew Energy*, vol. 35, no. 1, pp. 198–207, Jan. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.03.010.

8.2 Literaturverzeichnis Modellierung

Austrian Standards International: ÖNORM B 8110-5:2019-03-15 Wärmeschutz im Hochbau, Teil 5: Klimamodell und Nutzungsprofile. , 2019.

E-Control: Sonstige Marktregeln Strom - Zählwerte und standardisierte Lastprofile. , 2021.

Fünfgeld Christian, Tiedemann Remo: Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile.

Brandenburgische Technische Universität Cottbus - Lehrstuhl Energiewirtschaft 2000.

Lager Daniel: Evaluation of thermophysical properties for thermal energy storage materials - determining factors, prospects and limitations. Technische Universität wien, Wien 2017.

MathWorks: MATLAB. MathWorks .

Meteotest: Meteonorm. .

Rubitherm Technologies GmbH: Data sheet - RT35HC. , 2020.

Wirtz Marco: nPro. nPro Energy GmbH .

8.3 Literaturverzeichnis elektrische Speicher

Englberger, Stefan; Jossen, Andreas; Hesse, Holger (2020): Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications. In: *Cell Reports Physical Science* 1 (11), S. 100238. DOI: 10.1016/j.xcrp.2020.100238.

Rohrer, Tobias; Reiners, Nils; Hogl, Ricarda (2025): Exploring the profitability of single and multi-use energy storage systems mirroring real-world conditions. In: *Applied Energy* 383, S. 125353. DOI: 10.1016/j.apenergy.2025.125353.

Fachrizal, Reza; Qian, Kun; Lindberg, Oskar; Shepero, Mahmoud; Adam, Rebecca; Widén, Joakim; Munkhammar, Joakim (2024): Urban-scale energy matching optimization with smart EV charging and V2G in a net-zero energy city powered by wind and solar energy. In: *eTransportation* 20, S. 100314. DOI: 10.1016/j.etrans.2024.100314.

Ghafoori, Mahdi; Abdallah, Moatassem; Kim, Serena (2023): Electricity peak shaving for commercial buildings using machine learning and vehicle to building (V2B) system. In: *Applied Energy* 340, S. 121052. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121052.

Esterl, Tara; Maggauer, Klara (2025): Zukunftsweisende Geschäftsmodelle für Großspeicher. Bundesverband Photovoltaic Austria. Wien, 04.02.2025. Online verfügbar unter <https://pvaustralia.sharepoint.com/sites/Share-Extern/Freigegebene%20Dokumente/Forms/AllItems.aspx?ga=1&id=%2Fsites%2FShare%2DExtern%2FFreigegebene%20Dokumente%2F2025%2D02%2D04%2DGrossspeicher%2DVeranstaltung%5FDownloads%2F6%5FZukunftsweisende%20Gesch%3%A4ftsmodelle%5FEsterl%5FMaggauer%2Epdf&parent=%2Fsites%2FShare%2DExtern%2FFreigegebene%20Dokumente%2F2025%2D02%2D04%2DGrossspeicher%2DVeranstaltung%5FDownloads>, zuletzt geprüft am 28.03.2025.

8.4 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Illustration des modellbasierten Belegungsvorgangs im Ladehub (eigene Abbildung).....	9
Abbildung 2: Jährlicher Verlauf der Lastprofile Wärme, Kälte und Warmwasser (eigene Abbildung)	11
Abbildung 3: Einteilung der thermischen Speichertechnologien.....	13
Abbildung 4: Stacking von Energiespeicheranwendungen (Englberger et al. 2020)	28
Abbildung 5: Netzentgeltsituation für Energiespeicher in Österreich und Deutschland (Esterl und Maggauer 2025, S. 10).....	29
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Koppelung der Einzelobjekte miteinander im Modell Zukunftsanker mit exemplarischen Temperaturniveaus für den Heizfall (eigene Abbildung).....	31
Abbildung 7: Windsignal 28.1.23 bis 31.1.23 (eigene Abbildung)	32
Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung (a) Windsignale und (b) Windpausen (eigene Abbildung).....	32
Abbildung 9: Elektrischer Lastgang - Verbraucher (Variante 1, eigene Abbildung)	35
Abbildung 10: Elektrischer Lastgang – Versorger (Variante 1, eigene Abbildung)	35
Abbildung 11: Elektrischer Lastgang - Verbraucher (Variante 1, eigene Abbildung)	36
Abbildung 12: Elektrischer Lastgang – Versorger (Variante 1, eigene Abbildung)	36

Abbildung 13: Jahres SOC-Verlauf sensibler Wärmespeicher (Variante 1, eigene Abbildung)	37
Abbildung 14: Elektrischer Lastgang - Verbraucher (Variante 1, eigene Abbildung)	38
Abbildung 15: Elektrischer Lastgang - Versorger (Variante 1, eigene Abbildung)	38
Abbildung 16: Jahres SOC-Verlauf latenter Wärmespeicher (Variante 1, eigene Abbildung)	38
Abbildung 17: Elektrischer Lastgang - Verbraucher (Variante 1, eigene Abbildung)	39
Abbildung 18: Elektrischer Lastgang - Versorger (Variante 1, eigene Abbildung)	39
Abbildung 19: Jahres SOC-Verlauf thermochemischer Wärmespeicher (Variante 1, eigene Abbildung)	40
Abbildung 20: Bezogene Energiemenge (Variante 1, eigene Abbildung)	43
Abbildung 21: Spezifische Verbrauchskosten (Variante 1, eigene Abbildung)	43

8.5 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auflistung der generischen Fahrzeugklassen (¹ Opel Astra Electric, ² Ford E-Transit, ³ MAN eTGX) (eigene Tabelle)	8
Tabelle 2: Energiebedarfe je nach Nutzung (eigene Tabelle)	10
Tabelle 3: Aufteilung Nutzfläche und Energiebedarfe in den definierten Varianten (eigene Tabelle)	10
Tabelle 4: Überblick über thermische Speichertechnologien (eigene Tabelle)	16
Tabelle 5: Beschreibung der Kernindikatoren (eigene Tabelle)	23
Tabelle 6: Bewertung der Energiespeichertechnologien (eigene Tabelle)	24
Tabelle 7: Direktnutzungsanteil nach Erzeugungsvarianten und Stockwerken (eigene Tabelle)	26
Tabelle 8: Erlösmöglichkeiten für Speichieranwendungen (Esterl und Maggauer 2025, S. 5)	26
Tabelle 9: Überblick der elektrischen und thermischen Systemkomponenten der Modellierung (eigene Tabelle)	30
Tabelle 10: Kenngrößen der modellierten thermischen Speicher	33
Tabelle 11: KPI-Vergleich der unterschiedlichen Quartiersvarianten bei unterschiedlichen Speichertechnologien (EVQ = Eigenverbrauchsquote, NAW = Netzaufwandszahl)	41

9 Anhang

Details zu AP3

„AP3_Modellierung_Thermische_Speicher FFGNr 915025.pdf“

Details zu AP4

„AP4_Modellierung_Elektrische_Speicher FFGNr 915025.pdf“

10 Kontaktdaten

Dipl.-Ing. Felix Wimmer, BSc

IBR&I Institute of Building Research & Innovation ZT GmbH

Wipplingerstraße 23/3, 1010 Wien

felix.wimmer@ibri.at

+43 1 5811 319 - 812

Projektpartnerinnen:

TU Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik

Kurt Leonhartsberger

Allora Alpha GmbH