

# **Sondierung des wesentlichen F&E-Bedarfs zur Optimierung von städtischen Energiespeichern in integrierten Energiesystemen**

CityStore

D. Suna, N.P. García, G. Totschnig,  
S. Wimmeder, E. Meißner,  
R. Ungerböck, A. Graf,  
A. Dornhofer, M. Niederkofler

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**4/2022**

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe  
unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

### **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Interimistischer Leiter: DI Theodor Zillner

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:  
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

# Sondierung des wesentlichen F&E-Bedarfs zur Optimierung von städtischen Energiespeichern in integrierten Energiesystemen

CityStore

DI<sup>in</sup> Dr.<sup>in</sup> Demet Suna, DI Dr. Nicolás Pardo García,  
Dr. Gerhard Totschnig MSc., Sarah Wimmer  
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

DI Ernst Meißner, DI (FH) Reinhard Ungerböck,  
Ing.<sup>in</sup> Angelika Graf MSc.  
Grazer Energieagentur Ges.m.b.H.

Andrea Dornhofer  
Weizer Energie-Innovations-Zentrum GmbH

DI Michael Niederkofler  
Energie Kompass

Wien, Mai 2021

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



## **Vorbemerkung**

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMK publiziert und elektronisch über die Plattform [www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at) zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Theodor Zillner

Interimistischer Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Kurzfassung</b> .....	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>Abstract</b> .....	<b>10</b>
<b>3</b>	<b>Ausgangslage</b> .....	<b>12</b>
<b>4</b>	<b>Projekthalt und Ergebnisse</b> .....	<b>13</b>
4.1	Anforderungen und Tool-Evaluierung auf Basis eines Stakeholder-Prozesses.....	13
4.1.1	Ergebnisse der Stakeholder-Workshops.....	13
4.1.2	Detailanalyse Speicherbedarf.....	15
4.1.3	Expert:innen-Interviews .....	18
4.1.4	Stakeholder-Anforderungen an Tools zur Bewertung von Speichertechnologien....	21
4.2	Energiespeichertechnologien im Überblick - Strom, Wärme und Gas .....	25
4.2.1	Chemische Energiespeicherung.....	26
4.2.2	Elektrochemische Energiespeicherung.....	26
4.2.3	Elektrische Energiespeicherung.....	27
4.2.4	Mechanische Energiespeicherung.....	27
4.2.5	Thermische Energiespeicherung (TES- Thermal Energy Storage).....	28
4.2.6	Sektorkopplung.....	29
4.3	Identifizierung der relevanten Speichertechnologien für Städte .....	30
4.3.1	Techno-ökonomische Parameter der ausgewählten Technologien im Projekt CityStore.....	33
4.4	Daten für die städtische Energie(raum)planung.....	39
4.4.1	Datenlage für Wärmespeicher .....	39
4.4.2	Datenlage für Stromspeicherung.....	41
4.5	Beispiele zu Speicheranwendungen in Österreich.....	41
4.5.1	Große Wärmespeicheranwendungen für Fernwärme .....	41
4.5.2	Große Stromspeicheranwendungen .....	42
4.5.3	Datenbanken .....	46
4.6	Vergleichende Bewertung der Modellierungstools .....	46
4.6.1	Energiemodellierung und Tools.....	47
4.6.2	Vergleichende Bewertungen der Energiemodellierung und der Tools.....	52
4.7	Fallbeispiel Graz: Simulation eines saisonalen Kavernenspeichers .....	64
4.7.1	Allgemeine Energieziele und Vision 2050.....	64
4.7.2	Fernwärmenetz und saisonale Thermalspeicher in Graz .....	65
4.7.3	Abwärmennutzung-Potenziale in Graz.....	66
4.7.4	Simulation von Kavernen Saisonalspeichern für Grazer Fernwärme .....	67
4.7.5	Simulationsergebnisse.....	73
4.7.6	Fazit.....	78

4.8	Fallbeispiel Weiz: Simulation eines Batteriespeichers mit PV-Anlage .....	78
4.8.1	Stadt Weiz-Energieziele .....	78
4.8.2	Simulation von Batteriespeicher mit PV-Anlage .....	83
4.8.3	Simulationsergebnisse .....	91
4.8.4	Fazit.....	97
4.9	Analyse geeigneter Geschäftsmodelle .....	98
4.9.1	Analyse der zwei Fallbeispiele mittels Value Proposition Canvas .....	98
4.9.2	Analyse der zwei Fallbeispiele mittels Business Model Canvas .....	102
4.9.3	Analyse der zwei Fallbeispiele nach dem St. Galler Business Model Navigator..	105
4.10	Beitrag des Projekts zu den Gesamtzielen des Programms „Stadt der Zukunft“ .....	110
<b>5</b>	<b>Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen.....</b>	<b>111</b>
5.1	Einbindung der Stakeholder.....	111
5.2	Speichertechnologien für städtische Anwendungen .....	113
5.2.1	Stromspeicher.....	113
5.2.2	Wärmespeicher .....	115
5.2.3	Gasspeicher .....	117
5.2.4	Sektorkopplung.....	117
5.3	Anforderungen bezüglich Tools und Modelle.....	118
5.4	Modellbasierte Simulationen.....	119
5.4.1	Fallbeispiel Weiz .....	119
5.4.2	Fallbeispiel Graz.....	120
5.5	Geschäftsmodelle.....	120
<b>6</b>	<b>Verzeichnisse.....</b>	<b>122</b>
6.1	Quellenverzeichnis.....	122
6.2	Abbildungsverzeichnis.....	128
6.3	Tabellenverzeichnis.....	129
6.4	Abkürzungsverzeichnis.....	131
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>135</b>
7.1	Expert:innen-Interviewleitfaden: Rahmenbedingungen zur Optimierung von städtischen Energiespeichern.....	135
7.2	Fallbeispiel Weiz: Details zum Modell des Batteriespeichers.....	137
7.2.1	Batteriemodell.....	137
7.2.2	Kostenmodell.....	138
7.3	Beschreibung ausgewählter Modellierungs-Tools.....	142

# 1 Kurzfassung

Mit dem von der österreichischen Bundesregierung gesetzten Ziel der #mission2030 (BMNT und BMVIT 2018) von 100% erneuerbaren Energien (national bilanziell) in Österreich bis zum Jahr 2030 steht das Energiesystem des Landes vor einer bedeutsamen Transformation. Schwerpunkt ist dabei der Ausbau von Speicherinfrastrukturen.

Speziell auch Städte stehen vor mehreren umwelt- und energiepolitischen Herausforderungen wie etwa dem Klimawandel, der Energieversorgungssicherheit oder der nachhaltigen Entwicklung. Zusätzlich konzentriert sich mit steigendem Urbanisierungsgrad der Energie- und Ressourcenbedarf zunehmend auf Ballungszentren, wodurch lokale Ansätze gefordert sind. Die Herausforderung bei der Nutzung von emissionsneutralen Energiequellen besteht vor allem in der Inkohärenz von Angebot und Nachfrage. Dies ist beispielsweise im Falle der Nutzung von solarer Energie oder Abwärme eine wesentliche Fragestellung. Hier bieten Energiespeicher einen klaren Ausweg, da mit ihnen die Erzeugung der Energie vom Verbrauch zeitlich entkoppelt werden kann. Während herkömmliche Speicher (Speicherkraftwerke, Gasspeicher) in ländlichen Regionen zu finden sind, bleiben enorme Speicherpotenziale in den Städten ungenutzt.

Das Übergeordnete Ziel von CityStore ist die Sondierung des wesentlichen Forschungs- und Entwicklungsbedarfs (F&E-Bedarfs) zur optimierten Planung und Realisierung von städtischen Energiespeichern in einem integrierten Energiesystem. Die zentralen Fragestellungen sind:

- Welche Bedürfnisse bestehen seitens lokaler Stakeholder (Lokale Entscheidungsträger:innen, Unternehmen, Energieversorger) zur Umsetzung und Bewertung der Speichertechnologien in Städten, wo werden Speicherpotenziale gesehen?
- Welche Technologien sind für städtische Nutzung relevant und können eingesetzt werden?
- Was sind die Anforderungen von Stakeholdern und Expert:innen an Tools, die einerseits Auswirkungen der Speichertechnologien im gesamten Energiesysteme bewerten und andererseits bei der Planung und beim optimalen Betrieb der Speicher unterstützen?
- Wieweit können die existierenden Tools die Stakeholder-Anforderungen decken und was sind ihre Stärke und auch Schwächen, als Impuls zur Weiterentwicklung?
- Welchen Beitrag können Energiespeicher für städtische Energiesysteme in zwei Fallbeispielen (Graz und Weiz) leisten?
- Wie können verschiedene Geschäftsmodelle die Integration von Energiespeichern im urbanen Raum unterstützen?

Um die Forschungsfragen zu beantworten, wurden methodisch folgende qualitative und quantitative Analysen durchgeführt:

- Einbeziehung relevanter Stakeholder und Expert:innen basierend auf Stakeholder Workshops
- Auswahl der vielversprechendsten Speichertechnologien für Städte
- Erstellung einer Liste von technisch-ökonomischen Parametern der relevanten Technologien
- Zusammenstellung techno-ökonomischer Kennwerte für Speichertechnologien, mit Relevanz von sehr hoch bis mittel, basierend auf Literaturrecherchen für Gegenwart und Zukunft, zur Beurteilung, wie und welche Speichertechnologien zum Energiewandel in Städten beitragen können.

- Analyse ausgewählter Energiemodellierungstools durch eine Bewertung des Bedarfs und den Anforderungen der Stakeholder für Modellierung-Tools, die zur techno-ökonomischen Evaluierung und optimalen Nutzung der Speicher dienen. Insgesamt wurden 70 Anforderungen identifiziert, die in sechs Kategorien (Technisch, Räumlich, Betrieb, Zeit, Sektorkopplung und Andere) unterteilt sind.
- Modellbasierte Untersuchung von Speicheranwendungen anhand zweier Fallbeispiele; eine Simulation von Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern mittels stochastischer Optimierung in Weiz (11.700 Einwohner) und eines in Graz (331.000 Einwohner) zum Thema saisonale Kavernenspeicher für die Fernwärme.
- Ableitung geeigneter Geschäftsmodelle für die Fallbeispiele mittels des sogenannten Value Proposition Canvas, des Business Model Canvas und des St. Galler Business Model Navigator.

Es steht eine breite Anzahl an Technologien zur Anwendung von Energiespeichern auf Stadtebene zur Verfügung. Im CityStore Projekt wurden die vielversprechendsten Technologien in vier Speicher-Kategorien unterteilt: Stromspeicher (ELC), Wärmespeicher (HEAT), Gasspeicher (GAS) und P2X-Technologien.

Ein entscheidendes Element ist, kohärente techno-ökonomische Analysen von Speichern zu erstellen, um ermitteln zu können, wie Technologien im Energiesektor und insbesondere Energiespeicher auf städtischer Ebene umgesetzt werden können und welche Auswirkungen sie auf das Gesamtenergiesystem der Stadt haben. Solche Analysen erfordern Werkzeuge (Tools), die durch die Modellierung definierter Energiesysteme Antworten auf diese Fragen geben können.

Die analysierten Tools beinhalten umfangreiche Technologieoptionen. Zur Bewertung der Strom- und Wärmespeicher liegen die Stärken der Tools darin, dass umfangreiche Technologien gut abgebildet, techno-ökonomische Parameter mitberücksichtigt und auch Potenziale zur Spitzenlastminderung abgeschätzt werden können. Jedoch weisen die analysierten Tools auch Schwächen auf und somit auf zukünftigen F&E-Bedarf hin.

Der Mehrwert von Energiespeichern in Städten liegt vor allem in der effizienteren Nutzung der Solarenergie in der kurzen Frist (Tagesspeicher) und in der Nutzung von sommerlichen Abwärmeüberschüssen aus Gewerbe und Industrie im Winter (Saisonalspeicher).

Neben der Nutzung in der kurzen Frist finden Kombinationen aus PV-Anlagen und Batterien zunehmend auch in anderen Bereichen Anwendung, wie zum Beispiel in der Notfallsicherung (Blackout-Schutz) oder zur Flexibilitätsdeckung, oftmals natürlich getrieben durch diverse Förderanreize. Daher sollten diese Aspekte in weiteren Betrachtungen auch mitberücksichtigt werden.

In diesem Sondierungsprojekt wurde eine erste grobe Evaluierung eines möglichen Betriebs von Kavernenspeichern für die Grazer Fernwärme ohne thermodynamische Simulation des Gesteins durchgeführt. Somit fehlen dieser ersten Betrachtung die Wärmeverluste und -gewinne durch die Wärmeleitung im Gestein und die Rückkopplung zwischen Speicher und der Fernwärmeerzeugung. Zusammen mit der Betrachtung anderer saisonaler Speichertechnologieoptionen bleiben auch diese Fragen als spannende Themen bestehen, die in Folgeprojekten untersucht werden sollten.

## 2 Abstract

With #mission2030 (BMNT und BMVIT 2018) the Austrian government set the goal to generate electricity so that the national total electricity consumption is covered 100% from renewable energies at a yearly balance by 2030. With this goal, the country's energy system is facing a significant transformation, where expanding storage infrastructures poses one of the main focuses. However, the strategy does not clearly indicate where and which storage capacities and technologies are foreseen.

Especially cities have to deal with several environmental and energy policy challenges, such as climate change, energy security and sustainable development. Due to the increasing degree of urbanization, energy and resource requirements are increasingly concentrated on urban areas, which means that local approaches are required. The main challenge when using emission neutral energy sources lies in the incoherence between the supply of solar energy or waste heat and the electricity demand. Therefore, energy storage systems offer a solution, as they can be used to decouple the generation of energy from consumption. While conventional storage (storage power plants, gas storage) can be found in rural regions, storage potential in cities remains unused.

The goal of CityStore is to explore essential research and development (R&D) needs for optimized planning and realization of urban energy storages in an integrated energy system. In this regard, the core research questions of the project CityStore are:

- What requirements are there on the stakeholder side (local decision makers, companies, energy suppliers) concerning the implementation and evaluation of storage technologies in cities, where do they see storage potential?
- Which technologies are relevant for cities and which ones can be used?
- What are the requirements of stakeholders and experts for tools that on the one hand evaluate the effects of storage technologies in the entire energy system and on the other hand support the planning and optimal operation of the storage?
- To what extent can the existing tools cover the stakeholder requirements and what are their strengths and weaknesses, indicating future need for R&D?
- What are the advantages of energy storage systems at urban level in two concrete use case studies (Graz and Weiz)?
- How can different business models support the integration of energy storage in urban areas?

To answer these research questions, the following qualitative and quantitative analyses were conducted:

- Inclusion of relevant stakeholders and experts through workshops and interviews.
- Selection of the most promising storage technologies for cities
- Preparation of a list of technical-economic parameters of relevant technologies
- Compilation of techno-economic parameters for storage technologies, with relevance from very high to medium, based on literature research, to assess how and which storage technologies can contribute to the energy transmission in cities.

- Analysis of selected energy modelling tool through an assessment of the stakeholder requirements. A total of 70 requirements were identified, divided into six categories (technical, spatial, operational, time, sector coupling, other).
- Model-based analysis of the contributions of urban storage solutions in line with two case studies; a seasonal storage facility for district heating in Graz (331.000 inhabitants), and a photovoltaic system coupled with a battery storage facility in Weiz (11.700 inhabitants).
- Derivation of business models based on the two case studies using the so-called Value Proposition Canvas, the Business Model Canvas and the St. Gallen Business Model Navigator.

A wide range of technologies are available for the application of energy storages at an urban level. In the CityStore project the most promising technologies were grouped into four storage categories: electricity Storage (ELC), Heat Storage (HEAT), Gas Storage (GAS), and P2X technologies.

A critical element is to provide coherent techno-economic analyses of storages to be able to determine how different storage technologies can be implemented at the urban level and what impact they have on the overall energy system of the city. Such analyses require tools that can provide answers to the above stated questions by modelling defined energy systems.

The analysed tools contain extensive technology options. For the evaluation of electricity and heat storage, the strengths of the tools lie in the fact that a wide range of technologies are well represented, techno-economic parameters can be taken into account and potentials for peak load reduction can be estimated. However, the analysed tools also show weaknesses and thus future R&D requirements are identified.

The added value of energy storage in cities lies in the more efficient use of solar energy in the short term (daily storage) and in the use of summer waste heat surpluses from industry in winter (seasonal storage).

In addition to short term use, combinations of PV panels and batteries are increasingly being used in other areas, such as emergency backup (blackout protection) or for flexible coverage, often driven by various subsidy incentives. Therefore, these aspects should be taken into account in further considerations.

In this project, a first evaluation of a possible operation of cavern storages for district heating in Graz was conducted without thermodynamic simulation of the rock. Thus, this consideration lacks the heat losses and gains due to heat conduction in the rock and the feedback between storage and district heating generation. Together with the consideration of other seasonal storage options, these questions remain as topics to be investigated in follow-up projects.

# 3 Ausgangslage

Die Umsetzung der Energiewende ist eine der zentralen gesellschaftlichen Herausforderungen der kommenden Jahrzehnte. Mit der Ausweitung von fluktuierender Erzeugung steigen zugleich der Bedarf und Aufwand eines Ausgleichs zwischen Angebot und Nachfrage. Hierbei kommen Speichertechnologien ins Spiel, welche essenzielle Bausteine in integrierten zukünftigen Energiesystemen mit 100% erneuerbarer Energieversorgung sein werden. Da auch in Österreich der Grad der Urbanisierung ansteigt und der Bedarf nach Energie und Ressourcen folgend zunimmt, nehmen die Städte eine wichtige Rolle in Bezug auf die Umsetzung der Energiewende durch regionale Ansätze ein, wo auch Speicherlösungen unumstritten sind.

Die städtischen Speichersysteme unterliegen diversen individuellen Rahmenbedingungen (technisch, regulativ) und Einflussparametern (Energemarkt und Kunden). Zusätzlich sind unterschiedliche Entscheidungskriterien und Stakeholder (Energieunternehmen, Kund:innen, Behörden) zu berücksichtigen.

Vergangene Studien konzentrierten sich auf einzelne Aspekte des Speicherbedarfs mit Schwerpunkt auf elektrischer Energie. Unzureichend wurde bisher der gesamte Speicherbedarf aus systemischer Sicht, d.h. für Strom, Wärme und Gas, betrachtet. Im Projekt wurde daher eine ganzheitliche Betrachtung für städtische Energiesysteme verfolgt. Methodisch wurden dazu qualitative und quantitative Ansätze angewandt. Die qualitative Analyse beinhaltet einen breiten Stakeholder-Prozess mit Workshops und Expert:innen-Interviews inklusive Feedbackschleifen. Ziel war es, die Ansichten und Anforderungen von Stakeholder aus allen relevanten Sektoren (Strom-, Wärme, Gas) bezüglich Speicher-Einsatzgebiete sowie auch deren optimierte Planung und Realisierung zu ermitteln. Aus systemdienlicher Sicht wurde erhoben, welche Speichertechnologien, -leistungen und -kapazitäten (kurz- und langfristig) für Städte sinnvoll erscheinen.

Die Analyse des Stands der Technik ergab, dass auf regionaler Ebene nur qualitative Aussagen über die Rolle von Speichern in zukünftigen Energiesystemen getroffen werden. Auf europäischer bzw. nationaler Ebene werden quantitative Aussagen mit unterschiedlichen Bandbreiten getroffen, wobei der Fokus auf Stromspeicherbedarf liegt. Demgegenüber sind quantitative Aussagen für städtische Speicher in lokalen Betrachtungen nur begrenzt zu finden. Im Rahmen des CityStore-Projekts wurden mögliche Anwendungen von Speichertechnologien analysiert und es fand eine Erprobung an zwei Fallbeispielen statt, eines in Weiz (11.700 Einwohner) für die Simulation von Photovoltaik mit Batteriespeichern und eines in Graz (331.000 Einwohner) zum Thema saisonale Kavernenspeicher für die Fernwärme. Somit konnten auch quantitative Aussagen getroffen werden.

Die in dem Projekt erarbeiteten Ansätze und Ergebnisse sind nicht nur spezifisch auf einzelne Energiesysteme ausgerichtet, sondern sollen vielmehr für eine große Anzahl österreichischer Städte gültig bzw. verallgemeinerungsfähig sein. Im Zuge des Projektes abgeleitete Geschäftsmodelle für zwei Fallbeispiele dienen auch dazu, um allgemeine Erkenntnisse für andere Speicher-Anwendungen zu gewinnen.

# 4 Projektinhalt und Ergebnisse

## 4.1 Anforderungen und Tool-Evaluierung auf Basis eines Stakeholder-Prozesses

Um das übergeordnete Ziel von CityStore, die Sondierung des wesentlichen F&E-Bedarfs zur optimierten Planung und Realisierung von städtischen Energiespeichern in einem integrierten Energiesystem, zu erreichen, ist es erforderlich, folgende Fragen zu beantworten:

- Welche Bedürfnisse bestehen seitens der Stadt, der Unternehmen und auch der Energieversorger?
- Welche Speicherpotenziale werden benötigt bzw. welche Technologien können eingesetzt werden?
- Welche Voraussetzungen und Rahmenbedingungen brauchen sie zur Umsetzung der Energiewende?
- Wo ist eine Integration von Speichern ins Energiesystem sinnvoll?
- Wo besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf (F&E)?

Zu diesem Zweck wurde sowohl in Weiz als auch in Graz ein Stakeholder-Workshop veranstaltet. Weiters wurden mit Prosumern und Erzeugern Einzelinterviews durchgeführt. Dafür wurde ein Interviewleitfaden entwickelt (vgl. Anhang 7.1). Zwei weitere Online-Workshops mit Stakeholdern aus der Innovationslaborregion Oberwart-Stegersbach zur Vorstellung der Projektergebnisse und Skalierbarkeit der Erkenntnisse fanden im Jänner und Februar 2021 statt. Die Ergebnisse dieser beiden letzten Workshops flossen direkt in die Geschäftsmodellentwicklung (vgl. Kapitel 4.9) und die Empfehlungen (Kapitel 5) ein.

### 4.1.1 Ergebnisse der Stakeholder-Workshops

Zu den Workshops wurden Teilnehmer:innen aus dem Wärme- und Elektrizitätssektor, Energiedienstleister, Vertreter:innen der Kommunen, wissenschaftliche Mitarbeiter:innen und Klein- und Mittelbetriebe eingeladen.

Im ersten Schritt wurden Speichertechnologien und Anwendungsfälle gesammelt und hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit und ihres Innovationsgehalts in einer Matrix bewertet. Folgenden Technologien wurden von den Stakeholdern besondere Bedeutung zugemessen:

- Saisonalspeicherung Wärme
- Heißwasser-Hochdruckspeicher
- FW-Kurzzeitspeicher zur Spitzenlastglättung Fernwärme
- Mobile Speicher für Industrieabwärme, Abwärme Serverzentren, usw.
- Untergrund als Wärmespeicher
- Bauteilaktivierung als Speicher
- Sektor-Koppelung Strom - Gas - Wärme
- Saisonalspeicherung Strom
- Lastspitzenkappung Strom
- Strom-Clusters (Energiegemeinschaft) und Verbraucher-Communities
- Eisspeicher/Kältespeicher
- Zentrale versus dezentrale Speicherung

Je nach Anwendungsfall gibt es verschiedene Zielgruppen, die Interesse an der Integration der jeweiligen Speicher haben. Die Errichtung obliegt nicht immer nur dem Netzbetreiber, sondern kann auch auf Initiative des Endkunden oder eines Energiedienstleisters durchgeführt werden. Gerade im Stromsektor werden Speicher bereits im Wohnbau oder in Betrieben (zum Beispiel in Kombination mit einer PV-Anlage) eingesetzt. Damit kann etwa der Eigenverbrauch einer Photovoltaikanlage erhöht werden, oder Leistungsspitzen abgemindert und teure Leitungsverstärkungen vermieden werden. Netzbetreiber haben dagegen ein größeres Interesse an Anlagen, die zur Netzstabilisierung oder als Ausfallsreserve bei einem Blackout dienen.

Tabelle 1 stellt die übergreifenden Interessentengruppen für verschiedenen Anwendungen von Speichern im Stromsektor dar. Diese kann aber auch, zumindest teilweise, auf andere Sektoren angewandt werden.

Tabelle 1: Anwendungsfälle Stromspeicher und Interessensgruppen

	Lastspitzenvermeidung (Peak-Shaving)	Eigenverbrauchs- optimierung	Netz- stabilisierung	Ausfallreserve	Regel- energiemarkt
Betriebe	x Optimierung ü. Leistungspreis	x		x USV, Notstrom	
Wohnbau	x Alternat. zu Leitungsausbau	x			
Netzbetreiber	Alternat. zu Leitungsausbau	(x)	x	x Schwarzstart nach Blackout	
E- Ladestations- betreiber	Alternat. zu Leitungsausbau				
Energiedienstleister DSM-Aggregatoren		x			x

Für jene Bereiche, die von den Stakeholdern als Anwendungen mit hoher Bedeutung identifiziert wurden, gibt es bereits diverse Speichertechnologien. Manche haben sich bereits seit vielen Jahre bewährt, bei anderen wurden erste Pilotprojekte umgesetzt. Zum Teil sind Speicher bereits in anderen Ländern umgesetzt worden, deren Transformation nach Österreich aber erst geprüft werden muss (z.B. saisonale Speicher für Wärme in der Bauweise als Erdbeckenspeicher). Die folgenden Technologien wurden hinsichtlich des Status Quo bzw. einem Forschungsbedarf näher betrachtet:

- Großspeicher
  - o in Österreich Großteils zentrale Speicher (Pumpspeicher, Gasspeicher, etc.)
  - o Großspeicher im Wärmebereich als Pilotanlagen außerhalb Österreichs bereits umgesetzt
- Dezentrale Speicherung: folgt vorwiegend der dezentralen Erzeugung/Einspeisung
- Abwärmenutzung:
  - o Standard: Nutzung Abwärme aus Industrie, Gewerbe, Klima- und Kältetechnik;
  - o erste Pilotprojekte: Abwärme Zeltfeste, Baustellen

- FW-Netze: Vorlauftemperatur von konstant > 70°C ist Standard; Pilotprojekte mit Ladezyklen
- Vereinzelt Holz Trocknung als „Speicher“
- Pilotprojekte Kavernen-Speicherkraftwerke
- Pilotprojekte Elektrolyse zur Wasserstoffgewinnung (H<sub>2</sub>)
- Pilotprojekte Stromspeicher
  - o Wasserstoffspeicher
  - o Salzwasserspeicher
  - o Redox-Flow Batterien

## 4.1.2 Detailanalyse Speicherbedarf

In einem zweiten Schritt wurden gemeinsam mit den Stakeholdern einige Einsatzgebiete der Speicher näher betrachtet. Es wurde diskutiert, welche Rahmenbedingungen benötigt werden, welche Informationen zur Planung vorhanden sein müssen und welchen Mehrwert man durch die Nutzung eines Speichers generieren kann. Der Fokus lag auf Strom- und Wärmespeichern sowie Sektorkopplung. Experten zu Gasspeichern waren zwar eingeladen, leider konnten aber nur wenige die Einladung annehmen bzw. wurden von den Anwesenden keine Anwendungsfälle für die Detailanalyse zu Gasspeichern formuliert.

### 4.1.2.1 Detailanalyse: Saisonale Wärmespeicher

Saisonalspeicher wurden von den meisten Teilnehmern als jener Einsatzbereich identifiziert, der ein sehr großes Potenzial hat, bei dem aber auch ein großer Forschungs- und Entwicklungsbedarf (F&E-Bedarf) besteht.

Das vorrangige Ziel eines saisonalen Wärmespeichers liegt darin, die Energie der Sonne oder Abwärme aus Gewerbe und Industrie effizienter zu nutzen. Er soll die Energie, die im Sommer im Übermaß vorhanden ist, im Winter nutzbar machen. Dadurch soll erreicht werden, dass fossile Energieträger in Zukunft nicht mehr für die Beheizung verwendet werden müssen. Stattdessen sollen die lokalen Ressourcen genutzt und die Wertschöpfung in der näheren Umgebung gesteigert werden. Durch die lokale Energieversorgung soll zusätzlich die Versorgungssicherheit gesteigert werden. Weniger (fossile) Energieträger einzusetzen, bringt auch den Vorteil, dass durch eine Senkung der klimaschädlichen Emissionen die lokale Luftqualität verbessert werden kann, was auch im Hinblick auf etwaige Strafzahlungen vorteilhaft ist.

Im Moment gibt es bereits einige bestehende Projekte, bei denen thermische Saisonalspeicher eingesetzt werden. Hauptsächlich bei Kleinanwendungen wird dabei Wasser als Speichermedium eingesetzt. Es gibt aber auch Anwendungen, bei denen das Erdreich und Eisspeicher verwendet werden. In Dänemark sind bereits große, mit Wasser gefüllte Erdbeckenspeicher im Einsatz, um die überschüssigen solaren Erträge des Sommers im Winter nutzbar zu machen. Zur Wärmeversorgung der Kommunen sind gerade solche Großspeicher interessant, bringen aber auch viele Herausforderungen mit sich.

Zuerst muss geklärt sein, ab bzw. bis zu welcher Größe ein Speicher wirtschaftlich zu betreiben ist. Basierend auf diesen Informationen können dann verfügbare Grundstücke gesucht werden. Wichtige weitere Faktoren, die dabei berücksichtigt werden müssen, sind die Nähe zu einem bestehenden Wärmenetz und zu den Verbrauchern, die Lage des Grundwassers und die Beschaffenheit des Bodens. Letztere sind wichtige Informationen, um die Tiefe eines möglichen Erdbeckens abzuschätzen. Zur Festlegung der nutzbaren Speicherkapazität ist auch das erforderliche Temperaturniveau des Nah- oder

Fernwärmenetzes von entscheidender Bedeutung. Die potenziellen Flächen sollten in der Energieraumplanung als Vorbehaltsflächen ausgewiesen werden, um eine Verbauung zu vermeiden und im Bedarfsfall darauf zugreifen zu können. Hierfür sind auch die entsprechenden gesetzlichen Grundlagen zu schaffen.

Im Zuge der Planung derartiger Projekte muss außerdem der Speicherbedarf einer Stadt, bzw. der Anteil, den der Speicher im Fernwärmenetz abdecken soll, evaluiert werden.

Ein weiterer wichtiger Punkt für potenzielle Betreiber ist die rechtliche und finanzielle Sicherheit. Nur wenn klar ist, ob bzw. welche finanziellen Mittel (z.B. Förderungen) zur Verfügung stehen und mit welchen Erträgen gerechnet werden kann, werden sich Investoren an derartigen langfristigen Projekten beteiligen.

#### **4.1.2.2 Detailanalyse: Saisonale Stromspeicher**

Wie im Wärmebereich, liegt die Herausforderung im Elektrizitätssektor darin, dass das Energieangebot nicht immer mit dem Bedarf übereinstimmt. Im Winter liefern sowohl PV-Anlagen als auch Wasserkraftwerke weniger Strom, wobei gerade in der kalten Jahreszeit u.a. durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen besonders viel Energie benötigt werden würde. Nach und nach zeichnet sich aber auch der verstärkte Einsatz von Stromanwendungen in der Mobilität ab. Da elektrische Energie mit derzeit verfügbaren Technologien vorwiegend kurzfristig gespeichert werden kann, ist für eine längere Speicherung meist eine Umwandlung in eine andere Energieform (chemische, thermische, potenzielle Energie, etc.) erforderlich.

Zurzeit wird Strom vor allem in Speicherkraftwerken abseits der Ballungszentren gespeichert. In ersten Pilotprojekten werden aber auch andere Speichermedien erprobt. So wird etwa aus überschüssiger elektrischer Energie Wasserstoff hergestellt. In kleineren Anwendungen werden auch Salzwasserspeicher oder Redox-Flow-Batterien angewendet. Aber auch unterirdische Pumpspeicher sind ein Anwendungsfall, zu dem es erste vielversprechende Pilotprojekte gibt. An der Ausweitung dieser Speichertechnologie auf die Anwendung als kombinierter Strom- und Wärmespeicher wird derzeit an der TU Graz, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft gearbeitet.

Abermals ist die Klärung der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene, ein essenzieller Punkt bei der Verwirklichung von Speicherprojekten.

Der Einsatz von diversen Stromspeichern ist - angefangen bei Privatpersonen, bis hin zu Gewerbe- und Industriebetrieben - sehr vielfältig. Um die jeweils technisch und wirtschaftlich ideale Speichergröße und -technologie ermitteln zu können, wären Basisinformationen, wie beispielsweise reale Strombedarfsprofile für Haushalte und Gewerbe und die Entwicklung einer entsprechenden Planungssoftware, die eine möglichst große Bandbreite von Speichertechnologien berücksichtigt, äußerst hilfreich. Außerdem sollen bereits umgesetzte Projekte und deren Erfahrungen als Entscheidungshilfe dienen.

Bei der Anwendung von Stromspeichern sind die Energieversorger/Netzbetreiber vor allem bestrebt, die „Schieflage“ zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen sowie die gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich Emissionsreduktion zu erreichen. Gewerbe- und Industriebetriebe hingegen sind daran interessiert, große und teure Spitzenlasten zu verhindern und, falls vorhanden, selbst produzierte Energie möglichst effizient und wirtschaftlich selbst verbrauchen. Im privaten Bereich überwiegen dagegen oft der Umweltgedanke und der Wunsch nach möglichst hohem Eigenverbrauch und Unabhängigkeit (Blackout-Schutz). Aber auch Firmen streben in letzter Zeit immer stärker eine emissionschonende Betriebsweise an und versuchen, damit eine Vorreiterrolle einzunehmen und diese aktiv als Marketingargument zu nutzen.

Während in ländlichen Regionen von Netzbetreibern Stromspeicher zum Ausgleich der regionalen Unterschiede zwischen Bedarf und Produktion als durchaus „geeignetes Mittel“ bewertet werden, müssen in dicht besiedelten, städtischen Gebieten andere Wege beschritten werden. Der in diesen Gebieten stark steigende Strombedarf durch verstärkten Einsatz von Stromanwendungen (Elektromobilität im individuellen und öffentlichen Verkehr, Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen, teilweise Substitution fossiler Energieträger in Gewerbe und Industrie durch Umstellung der Prozesse auf Stromeinsatz, etc.) kann lt. Netzbetreiber nahezu nur durch Netzausbau und/oder Anbindung über übergeordnete Netzebenen erfolgen.

#### **4.1.2.3 Detailanalyse: Zentrale vs. dezentrale Speicherung**

Ursprünglich wurde das Stromnetz klar strukturiert vom Erzeuger hin zum Verbraucher errichtet. Mittlerweile speisen immer mehr Energieproduzenten dezentral ein, wodurch der Energiefluss aber um einiges komplexer geworden ist. Der Netzbetreiber hat die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Das heißt, er muss neben den Verbrauchsschwankungen mittlerweile auch die immer größeren Produktionsschwankungen durch steigende Anteile der volatilen Einspeiser, wie beispielsweise Solarstrom und Windstrom, ausgleichen. Einerseits hat er dabei Interesse daran, überschüssige Energie in der Nähe des Erzeugers zwischenspeichern, wodurch sich die Notwendigkeit einer dezentralen Speicherung ergibt. Dadurch wird eine übermäßige Belastung im Netz verhindert und Spitzen abgemindert. Andererseits ist das Blackout-Szenario eine neue Herausforderung, der er sich stellen muss. In diesem Fall sind zentrale Speicher mit großer Kapazität wichtig, die eine Wiederinbetriebnahme des Stromnetzes ermöglichen.

Durch die Umsetzung von EU-Richtlinien sollen auch Energiegemeinschaften ermöglicht werden, die als Dienstleister in diesen Bereich investieren. Dafür müssen vor allem die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen klar geregelt sein.

Um dezentrale Speicher optimal einsetzen zu können, sind Smartmeter eine Voraussetzung. Durch eine gezielte Steuerung von Angebot, Nachfrage und Speicherung ist eine effiziente Nutzung der vorhandenen Energie möglich. Stehen Daten über Einspeisung, Lastverbrauch, Netzverlust aber auch Prognosen bzgl. zu erwartender Energie aus Wind, Wasser und Sonnenenergie zu Verfügung, können durch Nutzung passender Programme entsprechende Schlussfolgerungen gezogen werden.

#### **4.1.2.4 Detailanalyse: Hochtemperaturspeicher im Fernwärmenetz**

Üblicherweise werden Fernwärmenetze mit einer minimalen Vorlauftemperatur von 70 °C betrieben. Dies ist vor allem auf die hygienischen Anforderungen bei der Warmwasserbereitung zurückzuführen. Die konstante Betriebsweise auf hohem Niveau bringt aber, vor allem im Sommer, auch hohe Leitungsverluste im Verhältnis zur benötigten Energie mit sich. Leistungsspitzen von Wärmelieferanten werden ins Netz gepuffert.

Lösungsansätze, durch die Energie eingespart werden kann, sind die Änderung der Betriebsweise und der Einsatz von Hochtemperaturspeichern. Eventuell könnte zusätzlich durch eine Anpassung der hygienischen Vorschriften eine Reduktion der Energieverluste erreicht werden. Ein Vorschlag wäre, nur noch zu vordefinierten Zeiten das hohe Temperaturniveau anzubieten, um die Speicher in den Gebäuden zu laden. Dies müsste aber in Abstimmung mit den Nutzern passieren, damit diese die Warmwasserbereitung auf entsprechende zyklische Ladung umstellen können. Überschüssige Abwärme oder solare Wärme soll dann zwischengespeichert und bei Bedarf schnell entladen werden können. Durch diese Speicher soll aber nicht nur eine effizientere Energieversorgung in den Sommermonaten bewerkstelligt werden, sie sollen auch in

der übrigen Zeit zur Spitzenlastabdeckung in den Morgen- und Abendstunden herangezogen werden. Dadurch können andere Wärmeerzeugungsanlagen konstanter und effizienter betrieben und der Einsatz von Spitzenlastkessel kann bestenfalls sogar ganz vermieden werden.

Wieder ist es für den bedarfsgerechten Einsatz eines Hochtemperaturspeichers erforderlich, die Lastgänge der Erzeuger und Verbraucher zu kennen. Entsprechende Simulations- und Planungstools sollen beim effizienten Betrieb helfen.

Durch die geringeren Verluste, die konstantere Betriebsweise und den Verzicht auf Spitzenlastkessel soll die Fernwärme zum einen günstiger, und zum anderen zusätzlich die Lebensdauer der Anlagen erhöht werden.

### **4.1.3 Expert:innen-Interviews**

Neben den Stakeholder-Workshops, deren Teilnehmer aus den verschiedensten Fachrichtungen ihren Input zur Analyse des Istzustandes und den zukünftigen Bedarf gegeben haben, wurden auch drei internationale und neun nationale Fachleute in Interviews befragt. Darunter waren zwei Expert:innen aus dem Bereich Gas, fünf aus dem Bereich Wärme, fünf aus dem Bereich Strom und zwei Expert:innen für Modellierung. Teilweise wurden die Interviewpartner zu mehreren Gebieten befragt, und auch das Thema Sektorkopplung wurde diskutiert. Die Expert:innen wurden aus unterschiedlichen Bereichen ausgewählt, damit ein möglichst vielfältiges und ganzheitliches Bild entsteht. Die Fachleute wurden speziell zu Erfahrungen und Anliegen ihrer Disziplinen befragt und die Ergebnisse der Befragungen mit den Ergebnissen der Workshops abgeglichen. Zudem wurden auch gezielt Fragestellungen, die im Zuge der Workshops aufgetreten sind, diskutiert.

Der Interview-Leitfaden, der als Basis für die Befragungen verwendet wurde, ist im Anhang, Abschnitt 7.1, zu finden. Die Fragen wurden je nach Kompetenzen der Interviewpartner geringfügig adaptiert.

#### **4.1.3.1 Wärmespeicher**

Expert:innen und Stakeholder sind sich einig, dass die größte Rolle, um die Dekarbonisierung der Fernwärme umsetzen zu können, Saisonal- und Spitzenlastspeicher spielen werden.

Um Energie im großen Maßstab zu speichern, wurden von den Expert:innen vor allem Erdbeckenspeicher genannt, aber auch der Einsatz von Aquiferspeichern wird geprüft. Die größte Herausforderung, die es bei der Installation solcher Speicher zu bewältigen gibt, wird vor allem in der Beschaffung der benötigten Fläche und in der Verfügbarkeit brauchbarer, netz- bzw. verbrauchsnahe und bezahlbarer Grundstücke, erwartet. Hinsichtlich einer effizienten Betriebsweise ist es außerdem wichtig, dass die Systemtemperaturen möglichst niedrig gehalten werden können. Aufgrund fehlender Anlagen in Österreich muss auf Erfahrungen bzgl. Wärmeverluste, Haltbarkeit der Materialien oder Verhalten der Wärmeschichtungen der Speicher in anderen Ländern zurückgegriffen und diese an die lokalen Gegebenheiten adaptiert werden.

Spitzenlastspeicher sollen dagegen verwendet werden, um kurzfristige Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen ausgleichen. Unregelmäßige Abwärme-Einspeisungen oder Energie aus solarthermischen Anlagen können damit effizienter und konstanter genutzt werden. Wie bereits erwähnt, sollen idealer Weise ansonsten benötigte Spitzenlastkessel komplett entfallen.

Gerade bei solchen Großprojekten ist für Planungssicherheit zu sorgen. Um die Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können, sind zum einen Förderungen, aber auch attraktive Wärmepreise notwendig. Dazu sind entsprechende rechtliche Grundlagen bzw. politische Vorgaben wichtig, die über reine Absichtserklärungen und Quoten hinausgehen. Man könnte sich dazu ein Beispiel an Ländern wie Dänemark nehmen, in denen saisonale Großspeicher bereits umgesetzt wurden. Dort kann ein System aufgrund der rechtlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen gut wirtschaftlich abgebildet werden.

Um in Zukunft Energie noch effizienter speichern und nutzen zu können, wäre Erforschung und Entwicklung von Technologien mit größerer Speicherdichte erwünscht. Auch eine Reduktion der Temperaturen im Netz würde eine höhere Effizienz bringen.

#### **4.1.3.2 Stromspeicher**

Ein wichtiger Faktor bei der Verwendung von Stromspeichern ist deren Sicherheit. Blei- und Nickelbatterien gelten zwar als besonders sicher, haben aber den Nachteil, dass sie besonders groß und schwer sind. Im Gegensatz dazu, können die ebenfalls sehr häufig eingesetzten Lithium-Ionen-Akkus mit einer hohen Energiedichte, einer langen Lebensdauer und geringerem Gewicht bei hoher Kapazität punkten.

Stromspeicher kommen vor allem im kleineren Bereich (Wohnbau, Betriebe) verstärkt zur Nutzung der Energie aus Photovoltaikanlagen in den Nachtstunden zum Einsatz. Werden diese in bestehende Anlagen eines Unternehmens oder eines Einfamilienhauses integriert, ist eine genaue Dimensionierung des Speichers anhand bestehender Lastverbrauchsprofile leicht möglich. Bei Gemeinschaftsanlagen ist dies schwieriger, da die Norm-Lastprofile aus den 70-er Jahren stammen und damit weder das aktuelle Strombedarfsprofil noch die Versorgung von Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen widerspiegeln. Diese Lastprofile sollten dringend aktualisiert werden, was jedoch vor allem daran scheitert, dass Netzbetreiber die Daten nicht zur Verfügung stellen.

Auch im Bereich der Netzbetreiber werden Speicher an Bedeutung gewinnen. Mit ihnen sollen hohe Lastspitzen abgefedert werden. Derzeit leistet diese Maßnahme aber meist nur übergangsweise Abhilfe, bevor ein größerer Trafo und stärkere Leitungen errichtet werden. Größere Bedeutung wird Stromspeichern in der Verwendung zur Stabilisierung des Netzes und der Verbesserung der Spannungsqualität zukommen. Eine große Herausforderung stellt vor allem der Ausgleich der unregelmäßigen Lieferungen von Energie aus erneuerbaren Quellen dar. Im dichten und gut ausgebauten städtischen Stromnetz von Graz werden diese Schwankungen meist im Netz ausgeglichen und überschüssige Energie aus PV-Anlagen wird aufgrund der großen Nachfrage gleich aufgebraucht. Aber schon im weniger dicht besiedelten Umland können Speicher sinnvoll eingesetzt werden.

Es existieren bereits Pilotprojekte, in denen eine kombinierte Nutzung von Speichern zur Netzstabilisierung und Zwischenspeicherung von PV-Strom einiger Haushalte umgesetzt wurde. Rechtliche Hürden, wie z.B. Doppelbesteuerung machen solche Projekte im Moment noch sehr schwierig. Zusätzlich ist es derzeit nicht möglich, dass der Netzbetreiber gleichzeitig Eigentümer des Speichers ist und die Speicherkapazität verkauft bzw. vermietet. Der Netzbetreiber muss selbst die benötigte Speicherkapazität pachten. Bisher wurden im EAG (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz) oder im ELWOG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) Speicher nicht berücksichtigt. Hier wären klare Regelungen über Einsatz und Umgang mit Netz- oder Bereitstellungsgebühren, etc. nötig.

Hauptsächlich wurden Speicher bisher als Unterstützung bei der Energieversorgung durch das Netz verwendet. In Zukunft könnte sich diese Beziehung insofern ändern, dass die Energieversorgung über den

Speicher erfolgt, und das Stromnetz nur noch zum Laden benötigt wird. Vor allem in Gebieten mit schwierigem Zugang zum Stromnetz könnten Speicher eine wichtige Rolle spielen. Dazu müssten Speicher aber noch weiterentwickelt und „intelligenter“ werden. Während das Batterie-Management-System (BMS) derzeit nur zum Schutz der Batterien, zur Regulierung der Spannung und zur Kommunikation mit anderen Geräten dient, könnten zukünftig auch die Konzepte von IoT (Internet of Things) und Big Data integriert werden. Ein weiterer Punkt bei der Eingliederung der Speicher ins Stromnetz wäre das Management zu standardisieren und zentralisieren, um Kosten zu senken und mehr Sicherheit zu gewährleisten.

Zur längerfristigen Speicherung wird jedoch eher die Umwandlung in Wasserstoff mittels Elektrolyse (P2G - Power to Grid) oder in weiterer Folge Bio-Methan sinnvoll sein. Dieses kann im bestehenden Gasnetz transportiert und gespeichert werden.

Überlegung gibt es außerdem, Stromspeicher für das Wiederanfahren nach einem Blackout einzusetzen. Derzeit sind Stromspeicher aufgrund der relativ hohen Kosten kaum wirtschaftlich. Hier würden Förderungen, gerade auch beim Endkunden, helfen. Außerdem müssten von übergeordneter Stelle Investitionen in die Zukunft unterstützt werden. Auch seitens der EU sollte es klare Vorgaben und etwa einen europäischen Plan zur Stromerzeugung geben, an dem sich die Mitgliedstaaten orientieren und entsprechende Maßnahmen ableiten können.

#### **4.1.3.3 Gasspeicher**

Im Bereich der Gasspeicher sehen die Expert:innen kein großes Potenzial. Derzeit werden vor allem ausgebeutete Gaslagerstätten für die Speicherung von Erdgas verwendet. Die Einspeisung von Bio-Methan in das bestehende Netz ist, unter Einhaltung der technischen Vorgaben, kein Problem. Lediglich das Beimischen von Wasserstoff kann nur in geringen Maßen erfolgen. In Zukunft könnten jedoch Teile eines bestehenden Netzes und Speicher zu einem Wasserstoffnetz umgewidmet werden, wie dies in Pilotprojekten in Deutschland bereits umgesetzt wird. Die Umstellung auf „grünes Gas“ sollte allerdings nur durch Nutzung von Abfällen bzw. durch Nutzung von überschüssiger elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen erfolgen. Gas wird dabei eine große Bedeutung als „Speichermedium“ zukommen, da eine saisonale Lagerung bereits jetzt möglich ist.

F&E-Bedarf besteht bei flexibleren und effizienteren Elektrolyseverfahren. Auch Methanpyrolyse und Methanisierung mit industriellen CO<sub>2</sub>-Emissionen werden eine stärkere Rolle spielen. Schon bei der Errichtung neuer Biogasanlagen sollte darauf geachtet werden, dass ein Maximum der Energie genutzt und damit die Anlagen effizient betrieben werden können. Zudem sollte eine Angleichung der Gaspreise stattfinden, ob nun durch Einspeiseförderung oder durch CO<sub>2</sub>-Besteuerung von fossilem Erdgas, um wirtschaftlich wettbewerbsfähig sein zu können.

Seitens der EU wären Vorgaben zum Ausstieg aus fossilen Energieträgern wichtig. National gibt es große Erwartung an das EAG, das klare Vorgaben und einen Fahrplan für den Ausbau erneuerbarer Energien beinhalten soll. Seitens des österreichischen Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) wird derzeit eine Wasserstoffstrategie für Österreich erarbeitet (Streitner 2020). Die Stakeholder erwarten, dass diese aufzeigt, wie die Gasversorgung der Zukunft aussehen soll.

#### **4.1.4 Stakeholder-Anforderungen an Tools zur Bewertung von Speichertechnologien**

Ein weiteres Ziel war es herauszufinden, welche Tools zur Modellierung und techno-ökonomischen Bewertung von städtischen Energiespeichern derzeit bereits existieren und eingesetzt werden.

Die Rückmeldungen im Stakeholder-Workshop waren hierzu nicht sehr konkret. Im Strombereich wurden vor allem der Mangel an realen Bedarfsprofilen für Haushalte und Gewerbe und mangelnde Auswahlmöglichkeit an „innovativen“ Speichertechnologien bei Simulationsprogrammen erwähnt. Im Wärmebereich fehlen Informationen für den Bedarf an zusätzlichen Einspeisungen in Nah- und Fernwärmenetzen (Jahresprofil), um daraus einen Speicherbedarf für zusätzliche Einspeiser ableiten zu können.

Um mehr Informationen zu den existierenden Tools zu erhalten, wurde in den Expert:innen-Interviews ein Fokus auf dieses Thema gelegt. Nachfolgend sind die Antworten, unterteilt nach Anwendungsfall Strom-, Wärme- und Gasspeicher, zusammengefasst.

##### **4.1.4.1 Anforderungen an Tools zur Modellierung und Bewertung von Wärmespeichern**

Bei Betreibern von Fernwärmenetzen kommen vorwiegend speziell für die Unternehmen entwickelte oder auf die individuellen Gegebenheiten angepasste Programme zum Einsatz. Geologische Analysen (z.B. Grundwasser) werden teils auch selbst durchgeführt. Für die Beantwortung von „komplexeren“ Fragestellungen werden Aufträge an spezialisierte Unternehmen oder Universitäten vergeben. Die Abbildung (Leittechnik) und Simulation des Gesamtnetzes inkl. der Erzeugungsanlagen und die Wirtschaftlichkeitsdaten liegen bei den befragten Unternehmen mit Verweis auf die Vertraulichkeit der Daten „in eigener Hand“.

Einspeiser und Prosumer setzen bei Erzeugungsanlagen zum Teil Standardsoftware ein (z.B. Solarsimulationsprogramme). Wenn es um Abwärmenutzungen, Modellierung von Speicherbedarf und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen geht, kommen nahezu ausschließlich individuelle Eigenentwicklungen zum Einsatz oder es werden spezialisierte Unternehmen beauftragt. Im Stakeholder-Prozess wurden folgende Vor- und Nachteile der angewendeten Tools sowie Bedarf an zusätzlichen Informationen identifiziert:

##### **Vorteile bestehender Tools**

- Standard-Erzeugungsanlagen gut abbildbar (Solaranlagen, Kesselanlagen, etc.)
- Simulationsergebnisse von Standard-Erzeugungsanlagen stimmen mit Erfahrungswerten aus der Praxis gut überein
- Berücksichtigung von Behälterspeichern möglich (Modellierung Speichergröße, Speicherzyklen, Wärmeverluste, etc.)

##### **Nachteile bestehender Tools**

- Abwärmenutzungen meist nicht modellierbar
- Wählbare Speichertechnologien sind sehr eingeschränkt (meist nur Behälterspeicher)
- Größenbeschränkungen bei Erzeugungsanlagen und Speichern
- Platzbedarf der Speicher meist nicht berücksichtigt
- Keine Investitions- und Betriebskosten für Groß-Wärmespeicher vorhanden, „Flexibilität“ bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu gering
- Import Bedarfsprofile (Nah- und Fernwärmenetz) komplex oder gar nicht möglich

- Bedarfsprofile für Niedrigstenergiegebäude „aus der Praxis“ kaum verfügbar (nur Simulationen/Modellierungen)

### **Bedarf an zusätzlichen Informationen**

Problematisch ist für die potenziellen Einspeiser vor allem, dass Lage und Entfernungen zu Nah- und Fernwärmenetzen und Bedarfsprofile in diesen Netzen nicht verfügbar sind. Während bei Bedarfsprofilen für Langzeitspeicher (Saisonalspeicher) Monatswerte ausreichend sind, sind es für Kurzzeitspeicher (Tages- und Wochenspeicher) Stundenwerte. Wenn die Wärmeversorgung von Stadtentwicklungsgebieten oder Sanierungsgebieten über (Niedertemperatur-) Subnetze angedacht wird, fehlen vor allem reale Bedarfsprofile für Niedrigstenergiegebäude, da die Erfahrung aus der Praxis gezeigt hat, dass diese realen Bedarfsprofile zum Teil deutlich von Bedarfsprofilen von Bestandsgebäuden aber auch von den Simulationsergebnissen für Niedrigstenergiegebäude abweichen.

### **Bedarf an zusätzlichen Tools zur Verortung von Speichern**

Bedarf an Tools zur Verortung von thermischen Speichern besteht definitiv, vor allem in dicht besiedelten Gebieten, da der Platzbedarf bei Langzeitspeichern und bisher üblichen Speichertechnologien sehr hoch ist. Im Gegenzug sind verfügbare Freiflächen in dicht besiedelten Gebieten limitiert. Wichtig ist außerdem die Nähe zu einem „geeigneten“ Einspeisepunkt in ein Nah- oder Fernwärmenetz oder einem potenziellen Gebiet mit Wärmeabnehmern. Das Bewusstsein für den Bedarf an entsprechenden Flächen ist in der Raumplanung bekannt und erste Ansätze wie beispielsweise eine Ausweisung „Vorbehaltsflächen Energieversorgung“ sind in Ausarbeitung.

### **Erwartungen/Wünsche an die modellbasierte Analyse**

Im Folgenden werden die von den Stakeholdern geäußerten Erwartungen zur Analyse einer (Ab-) Wärmequelle aufgelistet: 4.7

- Die Analyse soll eine Grobbewertung des Speicherbedarfs als Differenz des Aufbringungsprofils zum Bedarf in einem Nah- oder Fernwärmenetz oder sonstigen potenziellen Abnehmern ermöglichen,
- eine Grobabschätzung für die Invest- und Betriebskosten je Speichertechnologie liefern,
- für diesen Speicherbedarf die erforderlichen Platzverhältnisse für unterschiedliche Speichertechnologien ausweisen können und
- eine Abschätzung der Wärmeverluste ermöglichen.

Für weitere modellbasierte Analysen wurden diese Erwartungen evaluiert. Diejenigen, die im Rahmen dieses Sondierungsprojekt machbar erschienen, wurden bei der Simulation (vgl. Kapitel 4.7 und 4.8) mitberücksichtigt.

Für potenzielle Einspeiser besteht kein Anspruch auf verbindliche Aussagen zu Bedarfsprofilen. Der Verweis auf Kontaktdaten zu Netzbetreibern zur Abklärung von Details ist ausreichend. Diese Vorgehensweise wird auch von Netzbetreibern dringend angeregt, da diese ihrerseits keine „Standard-Bedarfsprofile“ mit Aussage für das Gesamtnetz bereitstellen können. Parameter, die bei der Detailbewertung einfließen müssen, sind: Leistung, Energiemenge, Einspeisetemperatur, Lastprofil über den Tag/ die Woche, Informationen, ob die Wärme gesichert verfügbar ist und die ökologische Bewertung der Wärmequelle.

Aus Sicht von Stakeholdern aus den Kommunen ist es vor allem interessant, den Flächenbedarf für bestimmte Speichermengen/-größen in einem dichter besiedelten Gebiet darzustellen. Dabei wäre eine Berücksichtigung folgender Rahmenbedingungen notwendig: Entfernung zum Nah- oder Fernwärmenetz,

Einspeisemöglichkeit in das Netz, nicht „offensichtliche“ Einschränkungen (wie z.B. Umweltschutz, Naturschutz, Wasserrecht, Luftfahrtrecht, ...) für die jeweilige Speichertechnologie im gewählten Gebiet.

#### **4.1.4.2 Anforderungen an Tools zur Modellierung und Bewertung von Stromspeichern**

##### **Modellierungs-Tools**

Tools zur Modellierung des Stromnetzes sind bei allen Netzbetreibern im Einsatz. Oft handelt es sich dabei um Standardsoftware, die an die individuellen Bedürfnisse angepasst wurde, zum Teil auch um Kombinationen mit Asset-Management-Systemen. Teilweise sind auch individuell erstellte Programme im Einsatz. Für die Beantwortung von „komplexeren“ Fragestellungen, wie beispielsweise Ausweitung Strombedarf durch Elektromobilität, werden von Netzbetreibern z.B. Aufträge an Universitäten vergeben. Die Behandlung dieser Fragestellungen im Rahmen von Forschungsprojekten wurde bei den befragten Unternehmen mit Verweis auf die Vertraulichkeit der Daten eher abgelehnt. Die internen Modellierungen erfolgen derzeit auf Standardprogrammen (wie z.B. NEPLAN (NEPLAN 2021)).

##### **Vor- und Nachteile der angewendeten Tools**

Je komplexer die Systeme werden, umso individuellere Tools sind erforderlich. Standard-Tools stoßen hier an ihre Grenzen.

Die in den meisten Standard-Tools hinterlegten Norm-Lastprofile für Haushalte entsprechen häufig nicht mehr den realen Bedarfsprofilen für Objekte mit stärkerer Nutzung von Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen, Klimaanlage, etc.) bzw. Sektor-Koppelung. Da die Netzbetreiber aber keine Daten zur Verfügung stellen, ist es schwer, aktuell gültige Annahmen zu treffen.

##### **Vernachlässigte Aspekte bei nationalen Modellen, die für lokale Versorgung relevant wären**

Auf nationaler Ebene werden Energiemodelle nur im oberen Hochspannungsbereich durchgeführt. Das liegt vor allem an der immensen Datenmenge, die bei detaillierter Betrachtung untersucht werden müsste. Alle untergeordneten Netze werden nur als aggregierte Datenpunkte erfasst. Dadurch ergeben sich Ungenauigkeiten, da die Stromflüsse, die Netzverluste, die unterschiedlichen Lastverläufe und auch die dezentralen Erzeugungsanlagen nicht separat betrachtet werden. Während Daten aus dem Hochspannungsnetz vorhanden sind, halten sich die Netzbetreiber aber bedeckt, wenn es um genauere Informationen geht.

Durch den steigenden Ausbau von Wärmepumpen und Elektromobilität auf der Verbraucherseite und Nutzung erneuerbarer Energiequellen auf der anderen Seite verschieben sich die Lasten im Netz. Um diese auszugleichen, muss die (Netz-) Infrastruktur angepasst werden. Zur Entlastung der Netze ist es deshalb erforderlich, dass die dezentrale Speicherung der dezentralen Energieerzeugung folgt. Somit können die Versorgungswege möglichst kurz gehalten werden.

Für die Umstellung der europäischen Energieversorgung und den Ersatz der bestehenden Kohlekraftwerke müssen entsprechende Speicher im Netz implementiert werden. Damit sollen Erzeugungsspitzen aufgefangen und Versorgungslücken geschlossen werden. Da es sich hierbei um ein europäisches „Problem“ handelt, sollte es auch einen europäischen Plan für die Energieversorgung geben.

### **Bedarf an zusätzlichen Informationen**

Gerade wenn es um Energiegemeinschaften und Mieterstrommodelle geht, sind für Planer und Betreiber reale Bedarfsprofile vor allem aus den Sektoren Wohnbau und Gewerbe von großem Interesse, um eine möglichst hohe Planungssicherheit erreichen zu können. Diese Bedarfsprofile sollten idealerweise auf Stundenbasis oder genauer vorliegen und Szenarien für unterschiedliche Stufen der zukünftigen Stromanwendungen und Sektor-Koppelung verfügbar sein (z.B. „basis“, „ambitioniert“).

Das Potenzial zusätzlicher PV-Einspeiser sowie der Bedarf an zusätzlichen Ladestationen für Elektromobilität sind für die Ermittlung des Speicherbedarfs sehr wichtig.

Der Einsatzzweck und damit die zeitlichen und geografischen Anforderungen müssen bekannt sein.

### **Bedarf an zusätzlichen Tools zu Verortung von Speichern**

Basierend auf Daten bezüglich Netzflüssen könnte eine Lokalisierung von Speichern zur Netzstabilisierung durchgeführt werden.

### **4.1.4.3 Anforderungen an Tools zur Modellierung und Bewertung von Gasspeichern**

#### **Modellierungs-Tools**

Simulationen des Gasnetzes und der Speicher werden von den Unternehmen selbst durchgeführt. GIS (Geografisches Informationssystem) -Daten werden hinterlegt. Mit diesen kann die Netztopologie dargestellt und die Drucksituation in den einzelnen Bereichen berechnet werden. Daraus ergeben sich Notwendigkeiten für Netzausbau, Druckerhöhungen etc. Außerdem wird die Füllung der Speicher entsprechend der Preis- und der politischen Situation für den nächsten Winter berechnet und durchgeführt.

Derzeit spielen Biomethan und Wasserstoff nur eine untergeordnete Rolle. Wird jedoch der Ausbau von Wasserstoff weiter forciert, können Teile des derzeitigen Erdgasnetzes oder bestehende Speicher umgewidmet werden. Außerdem sind eventuell internationale Transportverbindungen auszubauen, wenn das nationale Potenzial für die Abdeckung des Bedarfs nicht ausreicht.

Derzeit wird mit Standard-Software, wie etwa SIMONE<sup>1</sup> gearbeitet.

#### **Vor- und Nachteile der angewendeten Tools**

Für die Simulationen im Gasnetz reicht die Standardsoftware aus. Was jedoch nicht möglich ist, ist eine gemeinsame Betrachtung im Bereich der Sektor-Kopplung.

#### **Vernachlässigte Aspekte bei nationalen Modellen, die für lokale Versorgung relevant wären**

Derzeit wird der Bedarf hauptsächlich auf lokaler Ebene ermittelt und an das übergeordnete Netz zur Berechnung der wirtschaftlich und technisch sinnvollen Umsetzung weitergegeben.

Im neuen EAG<sup>2</sup> soll voraussichtlich festgelegt werden, welcher Anteil an Gas aus erneuerbaren Quellen in der Zukunft vorgeschrieben wird. Dabei liegt das Augenmerk darauf, dass etwa Biogas aus Abfallstoffen

---

<sup>1</sup> <https://www.simone.eu/simone-simonesoftware.asp>

<sup>2</sup> Bis dato beinhaltet der EAG-Entwurf (EAG-Entwurf 2021) diese Anforderung nicht.

oder Wasserstoff aus überschüssigem Strom aus Photovoltaikanlagen produziert wird. Außerdem ist eine gesamtheitliche Betrachtung einer Kommune wichtig, um zu wissen, ob es sich dabei um Energiequellen oder -senken handelt. Dadurch sind die gezielte Nutzung und Speicherung der vorhandenen Energie und eine Entlastung des übergeordneten Leitungsnetzes möglich.

Auf nationaler Ebene sind dagegen auch internationale Transportleitungen und die Versorgung mit dem benötigten Gas zu berücksichtigen.

### **Bedarf an zusätzlichen Informationen**

Um den zukünftig benötigten Speicherbedarf zu evaluieren, muss die Entwicklung der Gasnachfrage und der Erzeuger- und Lieferstruktur betrachtet werden. Wird der Wärmesektor komplett elektrifiziert, wird der Bedarf an Gasspeichern sogar sinken. Werden Überschüsse aus Wind- und Photovoltaikstrom zur Wasserstoffproduktion verwendet, wird der Speicherbedarf eventuell steigen, da die Energiedichte geringer ist als bei Methan.

### **Bedarf an zusätzlichen Tools zur Verortung von Speichern**

Derzeit werden hauptsächlich unterirdische, ausgebeutete Gaslagerstätten als Speicher verwendet. Diese können nicht versetzt werden, und neue Speicher dieser Art und Größenordnung würden massiven Aufwand bedeuten. Interessant wären Anwendungen, in denen Gas durch Sektor-Kopplung als „Speichermedium“ fungiert, wenn etwa Überschüsse aus der sommerlichen Photovoltaik-Stromerzeugung für die Wasserstoffproduktion verwendet werden.

### **Erwartungen/Wünsche**

Eine Stadt sollte als ein Konglomerat aus Erzeugung und Verbrauch verschiedener Energieträger gesehen werden und daraus eine Ableitung für den Einsatz neuer Anlagen bzw. Speicher und die Möglichkeit der Sektor-Kopplung erfolgen.

Werden etwa wesentliche Industriebetriebe auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt, so könnte daraus abgeleitet werden, dass neue Photovoltaik-Anlagen für den Betrieb einer Elektrolyse Strom erzeugen sollen. Außerdem könnte dabei die Umwidmung von bestehenden Erdgasleitungen für Wasserstoff erforderlich werden.

## **4.2 Energiespeichertechnologien im Überblick - Strom, Wärme und Gas**

Dieser Abschnitt beschreibt den Stand der Technik der Energiespeichertechnologien. Dieser umfasst einen Überblick über Energiespeicher und Technologien der Sektorkopplung. Es wird eine Auswahl der vielversprechendsten Technologien getroffen, die auf städtischer Ebene angewendet werden sollen. Außerdem wird eine Liste der technisch-ökonomischen Parameter der einzelnen relevanten Technologien erstellt, die notwendig sind, um zu beurteilen, wie und welche Wärmespeichertechnologien zum Energiewandel der Städte beitragen können. Schließlich erfolgt die Identifizierung der Datenquellen zur Unterstützung der städtischen Energieplanung.

Energiespeicher können nach dem Speicherprinzip in fünf Gruppen aufgeteilt werden: chemisch, elektrochemisch, elektrisch, mechanisch und thermisch. Einen Überblick über die Energiespeichertechnologien findet man in (EASE 2020) Im Folgenden werden die fünf Gruppen näher beschrieben.

### 4.2.1 Chemische Energiespeicherung

Bei dieser Speicherart wird die Energie in Chemikalien gespeichert, die in gasförmiger, flüssiger oder fester Form auftreten. Energie wird durch chemische Reaktionen freigesetzt. Dies ermöglicht eine hohe Energiedichte und eine Vielzahl von Transport- und Lagermöglichkeiten.

Chemische Energiespeicherung erhöht die Versorgungssicherheit, indem sie die Abhängigkeit von Treibstoffimporten aus Ländern außerhalb der EU reduziert. Ihre industrielle Einzigartigkeit und Symbiose mit anderen wichtigen europäischen Wirtschaftssektoren ist von grundlegender Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit Europas.

Chemische Speicher sind geeignet, die Integration großer Anteile variabler erneuerbarer Energien (vRES-variable renewable energy sources) zu erleichtern, die in Europa eine wichtige Rolle spielen. Beispielsweise hat Deutschland Möglichkeiten der Nutzung von Power-to-X (P2X) Technologien im Verkehrssektor identifiziert. In diesem Sinne entwickelte die deutsche Bundesregierung eine Förderinitiative für Forschung und Entwicklung im Straßen- und Seeverkehr. Darüber hinaus gibt es bereits erste europäische Untersuchungen zur Erzeugung und Nutzung von synthetischen flüssigen Kohlenwasserstoffen als Düsentreibstoffe für die Luftfahrt (EASE und EERA, 2017) .

### 4.2.2 Elektrochemische Energiespeicherung

Diese Speicherart umfasst alle unterschiedlichen Batterietypen, bei denen chemische Energie gespeichert und durch elektrochemische Reaktionen in elektrische Energie umgewandelt wird.

Europa ist bezüglich elektrochemischen Speichertechnologien, wie z.B. Blei-Säure, Natrium-Nickelchlorid-Zelle (NaNiCl), bekannt als ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activities) und Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd) gut positioniert (EC 2016). Nichtsdestotrotz wird das Segment der Lithium-Ionen-Batterien derzeit von asiatischen Akteuren (Japan, Korea und China) dominiert, da solche Batterien vor allem in elektronischen Geräten wie Mobiltelefonen und tragbaren Computern verwendet werden („World Lithium“ 2019). Es wird erwartet, dass Europa eigene Produktionskapazitäten für diese Art von Batterien durch deren zunehmende Verwendung in Automobil- und Netzanwendungen ausbauen wird. Der große Vorteil von Lithium-Ionen (Li-Io) Batterien ist deren Zyklierbarkeit und ihr Gewicht, außerdem sinken die Kosten momentan sehr rasch. Die kontinuierliche Verbesserung von Li-Io-Batterien ist eine der wichtigsten Triebfedern für elektrochemische Energiespeicher (EASE und EERA, 2017).

Es gibt mehrere Kandidaten für den Ersatz von Li-Io-Batterien in den nächsten 10-15 Jahren. In diesem Zusammenhang könnten Metall-Luft-Batterien aufgrund der zu erwartenden Leistungsentwicklung eine Option sein, Lithium-Schwefel Technologien haben wiederum den Vorteil einer größeren Energiedichte unter Verwendung von kostengünstigen Materialien und Na-Ionen Batterien könnten aufgrund erheblicher Kostensenkungen wettbewerbsfähig sein. Weitere Optionen wie Magnesium Batterien, Magnesium-Schwefel, Aluminium, Zink-Luft und andere Batterien werden gerade untersucht (EASE und EERA, 2017).

Durchflussbatterien befinden sich in der Demonstrations- und frühen Vermarktungsphase. In Europa konzentriert sich die Forschung an Durchflussbatterien auf die Entwicklung kostengünstiger neuer Membranen und auf die Erhöhung der Leistungsdichte der Zelle (EP 2015).

### 4.2.3 Elektrische Energiespeicherung

Bei dieser Technologie wird die Energie im elektrischen oder magnetischen Feld einer Komponente gespeichert (AIT 2018). Man unterscheidet zwei Formen dieser Speicherart. Einerseits, die Verwendung eines Kondensators. Hier wird die Elektrizität im elektrostatischen Feld zwischen zwei Elektroden gespeichert. Andererseits, der Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES), bei dem die Elektrizität im Magnetfeld einer Spule gespeichert wird. Die Energiekapazität dieser Technologie ist begrenzt, aber die Reaktionszeit ist schnell, während die Leistung und der Wirkungsgrad sehr hoch sind.

Superkondensatoren sind seit Jahrzehnten als Netz Back-up im Einsatz. Ihre lange Zykluslebensdauer (~1 Million Zyklen) und technische Lebensdauer (10-25 Jahre) in Verbindung mit einem breiten Betriebstemperaturbereich (-40°C bis +65°C) sind gut auf die vorhandenen Netzanlagen abgestimmt.

Die Hauptkompetenzen für SMES liegen bei den Forschungs- und Entwicklungsinstituten, die erfolgreich mehrere Demonstratoren und Prototypen entwickelt haben. Frankreich hat einen der ersten Hochtemperatur-SMES mit einer Kapazität von 800 kJ und 400 kJ entwickelt, der bei 20 K läuft (Arnaud Badel u. a. 2011). In Deutschland wurde ein hybrides Konzept mit einem SMES in Kombination mit Wasserstoff entwickelt (Michael Sander, Rainer Gehring, und Holger Neumann 2013). Hier wird die schnelle Funktionsweise des SMES mit Massenspeicherung von Wasserstoff kombiniert. Diese Anwendung scheint vor allem für große Kapazitäten mit Flüssigwasserstoffspeicherung interessant zu sein.

### 4.2.4 Mechanische Energiespeicherung

Mechanische Energiespeicherung kombiniert mehrere Speicherprinzipien wie die potenzielle Energie von Wasser in Hydrospeichern, die Volumen- und Druckerarbeit von Luft in Druckluftspeichern, die Rotationsenergie einer Masse in Schwungrädern und die gespeicherte Energie in kryogenen Flüssigkeiten.

Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) sind die größten Speicher in Europa, gleichzeitig sind sie die ausgereifteste und kosteneffektivste großtechnische Speicherlösung auf dem Markt. Es sind mehr als 50 GW gepumpte Netto-Wasserspeicherkapazität (EP 2015) (etwa 30% der globalen Kapazität) in der EU in Betrieb, was 12% der gesamten installierten elektrischen Netto-Gesamtkapazität in der EU entspricht (U.S. Energy Information Administration 2020). Im Wasserkraftsektor übernimmt Europa eine technologische Führungsrolle, da zwei Drittel des weltweit produzierten Equipments für Wasserkraft von europäischen Herstellern produziert wird. Genauer sind es drei derzeit weltweit führende europäische Unternehmen, die mehr als 50% des Weltmarktes für Wasserkraftausrüstungen ausmachen (DNV-GL 2015).

Druckluftspeichersysteme (CAES- Compressed Air Energy Storage) basieren auf Luftkompression und Luftspeicherung in unterirdischen Hohlräumen (typischerweise sind dies Salzkavernen, die Verwendung erschöpfter Gasfelder, Aquifere und Hartgestein wird momentan erforscht). Obgleich Projekte wie ADELE (ADELE 2016) in Deutschland und das europäische Projekt Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) (CORDIS 2005) in Entwicklung sind, befinden sich diese Systeme noch in der Demonstrationsphase. Es wird erwartet, dass in Zukunft CAES Systeme das Potenzial haben, einen Großteil der benötigten Speicherkapazität Europas abzudecken, ob allerdings die Speicherkapazität im Untergrund aufgebaut werden kann, hängt von den erforderlichen geologischen Merkmalen/Gegebenheiten ab.

Die Speicherung von kinetischer Energie auf der Basis von Schwungrädern ist eine ausgereifte Technologie, die in der Industrie vollständig übernommen wurde. Diese Technologie zeichnet sich durch schnelle Resonanz, hohe Leistungs- und Energiedichte sowie die Möglichkeit der Leistungs- und Energieentkopplung

in der Konstruktionsphase aus. Schwungrad-Projekte wurden in Frankreich, Großbritannien, Deutschland, Spanien, den portugiesischen Inseln und insbesondere in Irland durchgeführt, wo 2015 ein Hybrid-Schwungradwerk gebaut wurde. Das Projekt in Irland (betrieben von Schwungrad Energie (Schwungrad-Energie 2020b)) weckte den Wunsch von nationalen Netzbetreibern in ganz Europa, den Einsatz dieser Technologie zu fördern, um die hohe Marktdurchdringung von vRES in den kommenden Jahren zu unterstützen (Schwungrad-Energie 2020a; The Guardian 2015).

Flüssigluft Energiespeicher (LAES- Liquid Air Energy Storage), auch als kryogene Energiespeicherung bezeichnet, verwendet flüssige Luft als Energievektor. Großbritannien ist weltweit führend bei LAES-Technologien. Das Unternehmen Highview Power Storage baut momentan mit Unterstützung der britischen Regierung einen der ersten vorkommerziellen LAES-Technologie-Demonstratoren mit 5 MW Kapazität (Highview Power 2020).

#### **4.2.5 Thermische Energiespeicherung (TES - Thermal Energy Storage)**

Die thermische Energiespeicherung kann in drei Typen unterteilt werden. Sensible (auch genannt: fühlbare) Wärmespeicher, bei denen die Wärme durch eine Änderung der Temperatur des Speichermaterials gespeichert wird. Latenzwärmespeicher, bei denen die während einer Phasenänderung des Speichermaterials aufgenommene oder abgegebene Energie genutzt wird. Und schließlich die thermochemische Energiespeicherung (TCS - Thermochemical Storage), die die Wärmeentwicklung eines physikalischen Prozesses oder einer chemischen Reaktion nutzt.

Die Nutzung solarthermischer und geothermischer Energieressourcen für den Hausgebrauch zusammen mit der Stromerzeugung durch solarthermische Kraftwerke (CSP - Concentrated Solar Power) sind die Haupttreiber für die Entwicklung von TES. In diesem Zusammenhang werden in Europa verschiedene Arten von Wasserspeichern nicht nur auf lokaler, sondern auch auf Systemebene eingesetzt (IRENA 2013), Dänemark hat etwa eine installierte Speicherleistung von über 50 GWh verteilt auf mehr als 3000 Fernwärmeanlagen. Bei höheren Temperaturen werden Flüssigkeiten (d.h. Thermalöl und geschmolzenes Salz) oder Feststoffe (d.h. Keramik, Ziegel und Natursteine) als Wärmespeichermedium verwendet und in Kraftwerken und industriellen Prozessen eingesetzt.

Für die Latenzwärmespeicherung werden auf kommerzieller Ebene mikroverkapselte PCM (Phase Change Media) -Lösungen verwendet. Diese Anwendung kann in Baustoffen eingesetzt werden, um einen erheblichen Komfortgewinn zu erzielen (Microtek 2020). Trotz des geringen Einsatzes dieser Technologie für Kühlanwendungen haben Eisspeicher eine lange Tradition und werden derzeit in Kombination mit Kühlanwendungen zur Lastspitzen-Verschiebung eingesetzt (Evapco 2020). Die Anwendung von Latenzspeichern unter Verwendung von Salzmischungen oder Metalllegierungen als PCM bei höheren Temperaturen befindet sich noch im Labor- und Demonstrationsstadium.

Europa war jedenfalls ein Pionier bei der Entwicklung des TCS. In den letzten Jahren war man bei dieser Technologie besonders daran interessiert, verschiedene Reaktionssysteme und Speichermaterialien zu erforschen, um die hohen Speicherdichten und die verlustfreie Möglichkeit der Langzeitspeicherung auszunutzen. Für die Entwicklung von saisonalen Speichern in dezentralen Anwendungen und für die Anwendung innerhalb von CSP-Anlagen wurden europäische Mittel bereitgestellt (TCSPower 2015).

#### 4.2.6 Sektorkopplung

Sektorkopplung bezieht sich auf die Verbindungen von mehreren Energienetzen oder Energieträgern, wie Elektrizität, Gas oder Wärme. Es geht um die Verbindung mehrerer Technologien mit dem Stromnetz, die Bestandteil des Energiesystems werden können. In diesem Sinne bieten Elektrofahrzeuge (EVs- Electronic Vehicles), elektrische Boiler, Wärmepumpen und Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion Flexibilität für das Energiesystem, indem sie 1) ihr Nachfrageprofil auf der Grundlage von Preissignalen anpassen und 2) jede integrierte Strom-, Gas- oder Wärmespeicherung zu einer Energiespeicherquelle für das Energiesystem machen („Sector Coupling“ 2020).

Power-to-heat (P2H) beschreibt die Umwandlung von Elektrizität in Wärme. Die Nutzung von Elektrizität zur Wärmeerzeugung kann mehrere Bereiche abdecken, von der Raumheizung oder der Warmwasserbereitung in Wohnungen und Gebäuden bis hin zu großen Systemen wie Heizungsnetzen und industriellen Anwendungen. Diese Kopplung zwischen Elektrizitäts- und Wärmesektor kann hauptsächlich durch drei Arten von Technologien erfolgen: elektrische Widerstandsboiler, Wärmepumpen oder Elektrodenkessel. P2H bringt mehrere Vorteile mit sich. Dazu gehört zum Beispiel ein Anstieg des Eigenverbrauchs lokaler vRES durch die Verwendung von Strom aus Photovoltaik für Haushaltswarmwasserboiler und Wärmepumpen. Auch ein Ausgleich des Energiemarktes durch den Einsatz von großen Wärmespeichern in Verbindung mit P2H-Systemen kann ein weiterer Vorteil sein. In diesem letzten Fall ist der Elektrodenkessel die Haupttechnologie mit Leistungen bis zu 5 MW und einer Speicherkapazität bis zu 30 MWh (R. Hackstock und D. Kain 2016).

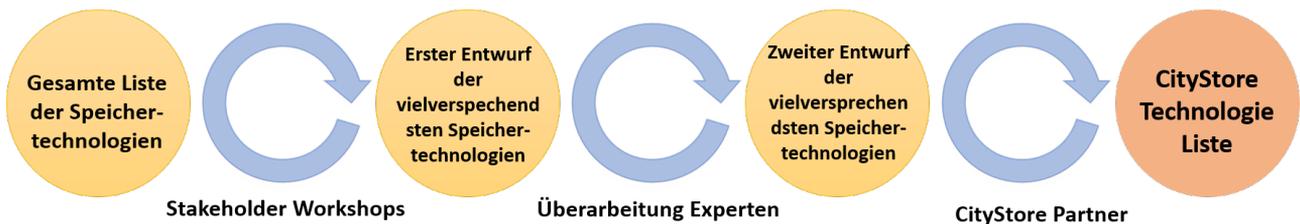
Power-to-Gas (P2G) ist die Umwandlung von Elektrizität in gasförmige Brennstoffe wie Wasserstoff oder Methan. Elektrizität wird in einem Elektrolyseur zur Herstellung von Wasserstoff und Sauerstoff aus Wasser verwendet. Anschließend wird der Wasserstoff für elektrische Anwendungen gespeichert und wieder verflüssigt (etwa durch Brennstoffzellen), indem Wasserstoff mit Sauerstoff zur Herstellung von Elektrizität rekombiniert wird. Für die Methanproduktion wird der zuvor mit dem Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff in chemischen Reaktionen zusammen mit Kohlendioxid in Methan umgewandelt. In ähnlicher Weise, wie bei der Methanproduktion, stellt Power-to-Liquid (P2L) die Umwandlung des durch Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs in flüssige Brennstoffe auf Kohlenwasserstoffbasis wie Methanol durch chemische Produktion dar. (AIT 2018).

Power-to-Vehicle (P2V) beschreibt die Nutzung von Elektrizität in Anwendungen der Elektromobilität. Die Leistungselektronik ist bereits relativ ausgereift und auf dem Markt verfügbar. Die Stabilität des elektrischen Netzes ist wesentlich für die geeignete Entwicklung des P2V. In diesem Zusammenhang ist das kontrollierte Laden eine wichtige Option, um Überlastungen speziell in Niederspannungsnetzen zu vermeiden. Darüber hinaus sind noch Verbesserungen der Batterien und Ladesysteme sowie der Geschäftsmodelle notwendig, um die Akzeptanz bei den Nutzern zu sichern und zu erhöhen (AIT 2018). Die andere Variante von P2V ist Vehicle-to-Grid (V2G) die sich auf die Nutzung des in den Fahrzeugen der Batterien gespeicherten Stroms bezieht, um dem Netzbetreiber elektrische Dienstleistungen wie den Ausgleich des Stromnetzes oder Frequenzregelungsdienste zur Verfügung zu stellen. Zu diesem Zweck muss die Auslegung der Ladestation einen bidirektionalen Energiefluss ermöglichen (State of Green 2019).

### 4.3 Identifizierung der relevanten Speichertechnologien für Städte

In diesem Abschnitt werden die vielversprechendsten Energiespeichertechnologien zur Unterstützung der Energiewende und der Dekarbonisierung auf Stadtebene identifiziert. Die Klassifizierung basiert auf den gesammelten Informationen sowie auf den Ergebnissen der durchgeführten Workshops und den Beiträgen externer Expert:innen. Die Ergebnisse werden in vier Tabellen (Tabelle 2 bis Tabelle 5) dargestellt, welche die Bereiche Strom, Wärme, Gas und Sektorkopplung abdecken.

Abbildung 1: Prozess zur Identifizierung von relevanten Technologien (Eigene Darstellung)



Der Prozess zur Identifizierung der vielversprechendsten Energiespeichertechnologien auf Stadtebene wurde in vier Schritten durchgeführt, siehe auch Abbildung 1.

#### Gesamtliste der Energiespeichertechnologien

Aus den Literaturquellen wurden die Energiespeichertechnologien identifiziert. In dieser Liste sind auch Energiespeichertechnologien enthalten, die in anderen Sektoren (z.B. Industrie- oder Energiesektor) eingesetzt werden, um einen möglichen Technologietransfer auf Stadtebene identifizieren zu können.

- **Erster Entwurf der vielversprechendsten Energiespeichertechnologien:** Basierend auf den Ergebnissen des Expert:innen-Workshops werden die vielversprechendsten Technologien, die auf Stadtebene eingesetzt werden sollen, identifiziert und in der Gesamtliste der Energiespeichertechnologien priorisiert.
- **Zweiter Entwurf der vielversprechendsten Energiespeichertechnologien:** Der erste Entwurf der vielversprechendsten Energiespeichertechnologien wird von Energiespeicher-Expert:innen auf der Grundlage technisch-wirtschaftlicher Kriterien geprüft.
- **CityStore Technologieliste:** Der zweite Entwurf der vielversprechendsten Energiespeichertechnologien wird von CityStore Konsortium unter Berücksichtigung des Umfangs und der Aktivitäten des CityStore-Projekts geprüft.

Die Technologien werden nach ihrer Wahrscheinlichkeit, sich auf dem Energiemarkt der Stadt zu etablieren, in vier Kategorien eingeteilt: sehr hoch, hoch, mittel und niedrig.

Die folgenden Tabellen zeigen die relevanten Energiespeichertechnologien für die Städte, die im Rahmen des CityStore-Projekts identifiziert wurden. Diese Technologien sind in vier Kategorien unterteilt: Stromspeicher (ELC), Wärmespeicher (HEAT), Gasspeicher (GAS) und P2X-Technologien. Eine detaillierte Beschreibung jeder relevanten Technologie kann im Anhang gefunden werden.

Tabelle 2: CityStore Technologiелiste - Stromspeicher mit Relevanz auf Stadtebene

Sektor	Technologiebezeichnung	Relevanz
ELC	Lithium-Ionen Batterien	sehr hoch
ELC	Natrium-Ionen Batterien	hoch
ELC	Flow-Batterien	mittel
ELC	Pumpspeicherkraftwerke PSKW	mittel
ELC	Schwungräder	niedrig
ELC	Bleibatterien	niedrig
ELC	Superkondensatoren	niedrig
ELC	Supraleitender Magnetismus	niedrig
ELC	Adiabatische Druckluft-	niedrig
ELC	Diabatische Druckluft-	niedrig
ELC	Flüssig-Luft-Energiespeicherung	niedrig

Tabelle 3: CityStore Technologiелiste - Wärmespeicher mit Relevanz auf Stadtebene

Sektor	Technologiebezeichnung	Relevanz
HEAT	Kleine Wärmespeicher-Wohngebäude	sehr hoch
HEAT	Thermische Speicherung-Druckbehälter	sehr hoch
HEAT	Thermische Erdbeckenspeicher (PTES-	sehr hoch
HEAT	Thermische Speicherung -	hoch
HEAT	Aquifer-Wärmespeicher (ATES -	hoch
HEAT	Erdwärmesondenspeicher (BTES -	hoch
HEAT	Aktive Gebäudehülle	hoch
HEAT	Saisonale Kavernenwärmespeicher	hoch
HEAT	Thermische Speicherung – Drucktanks	mittel
HEAT	Eisspeicher	mittel
HEAT	Kombinierte unterirdische Pump- und	mittel
HEAT	Thermische Dampfspeicherung	niedrig
HEAT	Salzspeicher	niedrig
HEAT	Mobile Wärmespeicherung	niedrig
HEAT	PCM-Wärmespeicher	niedrig

Sektor	Technologiebezeichnung	Relevanz
HEAT	Absorptionsspeicherung	niedrig
HEAT	Adsorptionsspeicherung	niedrig
HEAT	Chemische Reaktionsspeicherung	niedrig

Tabelle 4: CityStore Technologielliste - Gasspeicher mit Relevanz auf Stadtebene

Sektor	Technologiebezeichnung	Relevanz
GAS	Unterirdische Erdgasspeicherung	sehr hoch
GAS	H <sub>2</sub> -Speicherung im Gasnetz und	hoch
GAS	H <sub>2</sub> – Komprimiertes Gas (Stahltank)	mittel
GAS	H <sub>2</sub> - Kryo-komprimiert	mittel
GAS	Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC- Liquid Organic Hydrogen Carriers)	mittel
GAS	H <sub>2</sub> - Kavernen	mittel
GAS	Grundwasserspeicher	niedrig

Tabelle 5: CityStore Technologielliste - P2X mit Relevanz auf Stadtebene

Sektor	Technologiebezeichnung	Relevanz
P2H	Großwärmepumpen (Fernwärme)	sehr hoch
P2H	Kleinwärmepumpen (Wohn- und	sehr hoch
P2H	Widerstandsboiler (Wohn- und	hoch
P2H	Elektrodenkessel (Fernwärme)	hoch
P2V	Power-to-Vehicle (Batterien)	hoch
P2H <sub>2</sub>	Power-to-H <sub>2</sub>	mittel
P2M	Power-to-Methan	mittel
P2MeOL	Power-to-Methanol	mittel
P2A	Power-to-Ammoniak	mittel
V2G	Vehicle-to-Grid (Batterien)	mittel

### **4.3.1 Techno-ökonomische Parameter der ausgewählten Technologien im Projekt CityStore**

In diesem Abschnitt werden die techno-ökonomischen Parameter für die verschiedenen in Abschnitt 0 identifizierten Energiespeicher- und P2X-Technologien vorgestellt. Diese Informationen sind in den Energiemodellen relevant, um zu beurteilen, wie welche Wärmespeichertechnologien zum Energiewandel in Städten beitragen können. Sie umfassen auch Projektionen (bis 2050) in Bezug auf Effizienz und Kosten. Dies lässt zusätzlich Schlussfolgerungen zu, wie wettbewerbsfähig diese Technologien kurz-, mittel- und langfristig sind.

Die Tabellen im folgenden Abschnitt enthalten Informationen über die Energiedichte und spezifische Energie, die es erlaubt, das Volumen und das Gewicht der Energiespeichertechnologien auf der Grundlage der Speicherenergie abzuschätzen. Diese Faktoren sind aufgrund der Platzbegrenzung in dicht besiedelten Gebieten insbesondere für große thermische Speicher von Bedeutung.

Für thermische Energiespeicher wird nur die Energiedichte (Wh/l) berücksichtigt, da alle Technologien mit Wasser betrieben werden; ihre Dichte beträgt ca. 1 kg/l, so dass der Wert der Energiedichte und der spezifischen Dichte (Wh/kg) gleich sind. Es ist zu beachten, dass die Energiedichte dieser Technologien von der Temperatur abhängt, daher sind die Werte in den Tabellen Durchschnittswerte. Darüber hinaus erfolgt für Wärmeenergiespeicher eine Schätzung des typischen Volumens der Anlage, um die Größe dieser Systeme aufzuzeigen (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 6: Techno-ökonomische Parameter von Stromspeichern

Technologie <sup>3</sup>	Domäne (SYS/LOC)	TRL	Leistung -Bereich	Energie-Bereich	Entlade-Zeit	Reaktio-Zeit	Max. Anzahl Ladezyklen	Lebens -dauer (Jahre)	Energie-dichte (Wh/l)	Spezifische Energie (Wh/kg)	Effizienz				CAPEX <sup>4</sup> (€/kWh)				Ref.
											2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	
Li-Ionen Batterien	SYS/LOC	5 - 9	1 kW – 50 MW	Bis zu 10 MWh	10 min - 4h	ms	14000	25	300	130	0.98	0.99	0.99	0.99	1042	622	394	255	[1,2,16]
Flow-Batterien	SYS/LOC	4 - 6	10 kW - 5 MW	100 - 5 MWh	Bis zu 4 h	ms	12000	20	18.5	11.8	0.78	0.78	0.78	0.78	600	350	340	330	[1,2,17]
Sodium-Ionen Batterien	SYS/LOC	7 - 9	1 kW – 50 MW	Bis zu 10 MWh	Bis zu 4 h	ms	10000	20	25	56	0.83	0.85	0.85	0.85	370	230	210	200	[1,2,18]
PSKW	SYS	4 - 9	10 MW - 1000 MW	Bis zu 100 GWh	min – einige h	sek - einige min	Kein Limit	100	1.1	1.1	0.8	0.8	0.8	0.8	95	95	95	95	[1, 2, 3, 4, 19]

<sup>3</sup>[1]: (EASE 2020) , [2]: (DEA 2020), [3]: (W. V. H. Susan und M. Schoenung 2003), [4]: (Lazard 2016), [16]: (bves 2020b), [17]: (bves 2020a), [18]: (DOE 2013), [19]: (EESI 2019)

<sup>4</sup> Für verschiedene Speichertechnologien kann OPEX mit 2% von CAPEX abgeschätzt werden.

Tabelle 7: Techno-ökonomische Parameter von Wärmespeichern

Technologie	Domäne (SYS/LOC)	TRL	Leistungs- bereich	Energie- bereich	Entlade- zeit	Reaktions Zeit	Max. Anzahl Ladezyklen	Lebens- dauer (Jahre)	Spezifische Energie (Wh/l)	Volume (1000 m <sup>3</sup> )	Effizienz				CAPEX (€/kWh)				Ref. <sup>5</sup>
											2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	
Kleine Wärme- speicher-kleine Wohngebäude	LOC	9	Bis zu 40 kW	6 bis 25 kWh	std	sek	Kein Limit	30	58	0.09 <sup>6</sup>	0.92	0.92	0.92	0.92	40	40	40	40	[1,2]
Wärme-speicherung kleine MFH	LOC	9	Bis zu 400 kW	25 - 320 kWh	std	sek	Kein Limit	40	58	5.5 <sup>7</sup>	0.95	0.95	0.95	0.95	15	15	15	15	[1,2]
Stahlurm Wärmespeicher- atmosphärisch 1 Zone 95°C (FW)	SYS	9	2.9 - 23.5 MW	175 MWh - 1.3 GWh	std	min	Kein Limit	40	58	18	0.98	0.98	0.98	0.98	3	3	3	3	[2]
Saisonale Speicherung - Thermische Grubenspeicher (5-95°C)	SYS	7- 8	30 MW	4.5 GWh	mon	min	Kein Limit	40	64	70	0.7	0.7	0.7	0.7	0.58	0.54	0.5	0.46	[2,3]
Thermische Speicher- Druckbehälter (2 Zone 130°C - FW)	SYS	9	45 MW	Bis zu 2.6 GWh	std	sek	Kein Limit	40	74	35	0.98	0.98	0.98	0.98	3	3	3	3	[1,2]
Speicherung thermischer Energie im Grundwasser (2- 20°C für flache und 2 - 80°C für tiefe Systeme)	SYS	6 - 7	0.250 - 17 MW	340 MWh - 30 GWh	mon	min	Kein Limit	25	35	50	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.65	0.60	0.56	[3,13, 15]
Speicherung thermischer Energie im Bohrloch (-5 - 90°C)	LOC/SYS	7 - 8	0.9 - 2.5 MW	1.4 - 4 GWh	mon	min	Kein Limit	25	23	60	0.54	0.54	0.54	0.54	2.2	2.05	1.90	1.74	[3,4, 14,15]
Thermo-Aktive Gebäudehülle	LOC	5 - 7	160 kW	1.33 MWh	std	sek	Kein Limit	50	190 <sup>8</sup>	7000 <sup>9</sup>	0.6	0.6	0.7	0.7	300 €/m <sup>2</sup>	260 €/m <sup>2</sup>	250 €/m <sup>2</sup>	240 €/m <sup>2</sup>	[5,10,11]

<sup>5</sup> [1]: (EASE 2020) , [2]: (DEA 2020), [3]: (W. V. H. Susan und M. Schoenung 2003), [4]: (Lazard 2016), [16]: (bves 2020b), [17]: (bves 2020a), [18]: (DOE 2013), [19]: (EESI 2019)

<sup>6</sup> Die Einheit für diesen Wert ist m<sup>3</sup>

<sup>7</sup> Die Einheit für diesen Wert ist m<sup>3</sup>

<sup>8</sup> Die Einheit für diesen Wert ist Wh/m<sup>2</sup>

<sup>9</sup> Die Einheit für diesen Wert ist m<sup>2</sup>

Technologie	Domäne (SYS/LOC)	TRL	Leistungs- bereich	Energie- bereich	Entlade- zeit	Reaktions Zeit	Max. Anzahl Ladezyklen	Lebens- dauer (Jahre)	Spezifische Energie (Wh/l)	Volume (1000 m³)	Effizienz				CAPEX (€/kWh)				Ref. <sup>5</sup>
											2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	
Saisonale Kavernenwärme- speicher (CTES)	SYS	5 - 7	30 MW	up to 10 GWh	std	min	Kein Limit	40	58	100 - 300	0.9	0.9	0.9	0.9	1.8	1.8	1.8	1.8	[9]
Thermische Speicherung- Drucktanks (150°C - FW)	SYS	9	600 kW	up to 350 MWh	std	min	Kein Limit	40	106	1 - 3.2	0.98	0.98	0.98	0.98	8	8	8	8	[2,7]
Eisspeicherung	LOC	7 - 8	Bis zu 80 MW	10 - 30 MWh	std	min	Kein Limit	15	92	253	0.92	0.92	0.92	0.92	33.03	30	29	28	[6,8,12]
Kombinierter Untergrund- Pumpspeicher und thermische Speicherung (ELC/HEAT)	SYS	1 - 2	0.1 - 4 GW	500 GWh	std	min	Kein Limit	100	3.3 (E) / 90 - 550 (H)	100 – 10.000	0.8 (E) / 0.8 (E) / 0.9 (H)	12	10	9	8	[9]			

Tabelle 8: Techno-ökonomische Parameter von Gasspeichern

Technologie	Domäne (SYS/LOC)	TRL	Leistungsbereich	Energiebereich	Entladezeit	Reaktionszeit	Max. Anzahl Ladezyklen	Lebensdauer (Jahre)	Energiedichte (kWh/m³)	Spezifische Energie (Wh/kg)	Effizienz				CAPEX (€/kWh)				Ref. <sup>10</sup>
											2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	
Untergrund Erdgas-speicherung	SYS	7-9	6.6 GW	1100 GWh	mon	min	Kein Limit	Kein Limit	11	13.6	0.99	0.99	0.99	0.99	0.032	0.032	0.032	0.032	[1,7]
H <sub>2</sub> -Speicher im Gasnetz und aktuelles Gasspeichersystem (Blending)	SYS	5-8	n.a	4 - 10 % <sup>11</sup>	k.A.	ms	Kein Limit	50	10.6 (4%) - 10.1 (10%)	13.7 (4%)- 13.85 (10%) <sup>12</sup>	0.99	0.99	0.99	0.99	0.025	0.025	0.021	0.017	[2,3,8,10]
H <sub>2</sub> – Komprimiertes Gas (Stahltank)	LOC	7-9	95 kW	16.7 MWh	min	ms	Kein Limit	30	767 <sup>13</sup>	33.3	0.88	0.89	0.9	0.9	57	45	27	21	[1,4,5]
H <sub>2</sub> - kryo-komprimiert (Kl. Fahrzeug-tank) <sup>14</sup>	LOC	3-7	39 kW	195 kWh	min	ms	18000	15	2200	33.3	0.98	0.98	0.98	0.98	11	10	9	8	[4,8]
H <sub>2</sub> - kryo-komprimiert (groß) <sup>15</sup>	SYS	3-7	50 MW	250 MWh	std	ms	Kein Limit	35	2200	33.3	0.99	0.99	0.99	0.99	268	244	221	201	[6,9]
Flüssiger organischer H <sub>2</sub> -Träger	SYS	3-7	0.1 - 5 MW	7 MWh	std	sek	Kein Limit	20	1900	2.08	0.72	0.74	0.75	0.75	0.84	0.5	0.45	0.4	[1]
H <sub>2</sub> - Kavernen	SYS	3-7	175 MW	150 GWh	h	min	Kein Limit	No limit	3.0 <sup>16</sup>	33.3	0.99	0.99	0.99	0.99	3	2	1.5	1.2	[1]

<sup>10</sup> [1]: (EASE 2020) , [2]: (DEA 2020), [3]: (W. V. H. Susan und M. Schoening 2003), [4]: (Lazard 2016), [16]: (bves 2020b), [17]: (bves 2020a), [18]: (DOE 2013), [19]: (EESI 2019)

<sup>11</sup> Gasnetz Kapazität (Volumen)

<sup>12</sup> Spezifische Energie für das Blending, die Nummer in Klammern ist die Prozentzahl an H<sub>2</sub> am Volumen

<sup>13</sup> 27 °C, 35 Megapascal

<sup>14</sup> Annahme einer CAPEX Reduktion von 10% für die Cryo-H<sub>2</sub> Speicherung pro Periode

<sup>15</sup> Annahme einer CAPEX Reduktion von 10% für die Cryo-H<sub>2</sub> Speicherung pro Periode

<sup>16</sup> Standard Temperatur und Druckbedingungen

Tabelle 9: Techno-ökonomische Parameter von P2X-Technologien

Technologie <sup>17</sup>	Domäne (SYS/LOC)	TRL	Energiebereich	Reaktionszeit	Lebensdauer (Jahre)	Spezifische Energie (Wh/kg)	Effizienz				CAPEX <sup>18</sup>				Ref. <sup>19</sup>
							2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	
Großwärmepumpen (FW)	SYS	7 - 8	1.5 MW	sec	25	n.a	3.5	3.8	4.0	5.2	694	663	633	578	[4,16]
Kleinwärmepumpen (Wohnhäuser)	LOC	8 - 9	Up to 40 kW	ms	25	n.a	2.5	2.7125	2.9125	3.75	714	682	651	595	[8,16]
Widerstandsboiler (Wohn- und Nichtwohngebäude)	LOC	8 - 9	10 - 15 kW	ms	25	n.a	0.99	0.99	0.99	0.99	70	70	70	70	[4]
Elektrodenkessel (FW)	SYS	8 - 9	0.6 - 5 MW	ms	30	n.a	0.99	0.99	0.99	0.99	150	150	150	150	[4]
Power-to-H <sub>2</sub>	SYS/LOC	6 - 8	1 - 1000 MW	sec	30	33.33	0.64	0.75	0.77	0.78	1100	750	500	350	[1,2,3,10,11]
Power-to-Methan	SYS	6 - 8	1 - 1000 MW	sec	30	13.9	0.41	0.42	0.44	0.45	1700	1280	930	680	[1,5,6,7]
Power-to-Methanol	SYS	5 - 7	1 - 1000 MW	sec	30	5.5	0.51	0.53	0.54	0.56	2230	1520	1014	710	[1,3,13,14]
Power-to-Ammoniak	SYS	5 - 7	1 - 1000 MW	sec	30	5.2	0.5	0.52	0.53	0.55	1833	1250	833	583	[1,3,15]

<sup>17</sup> Vehicle-to-Grid und Power-to-Vehicle sind nicht inkludiert, da diese Technologien die Batterien als Energiespeicher nutzen.

<sup>18</sup> Für verschiedene Speichertechnologien kann OPEX mit 2% von CAPEX abgeschätzt werden.

<sup>19</sup> [1]; [2]: (ÖAMTC 2017), [3]; (Thema, Bauer, und Sterner 2019), [4]: (Energinet 2016), [5]: (H. Nieminen, A. Laari, und T. Koiranen 2019), [6]: (Carbon Commentary 2017), [7]: (M. Matzen, M. Alhajji, und Y. Demirel 2015), [8]: (JRC - European Commission 2017), [9]: (E4Tech 2015), [10]: (A. Zauner u. a. 2019), [11]: (J. Gorre, F. Ortloff, und C. van Leeuwen 2019), [12]: (J. Gorre, C. van Leeuwen, und F. Ortloff 2018), [13]: (ENEA Consulting 2016), [14]: (M.J. Bos, S.R.A. Kersten, und D.W.F. Brillman 2020), [15]: (ISPT, Insitute for Sustainable Process Technologies 2017), [16]: (Nordic Council of Ministers 2018)

## 4.4 Daten für die städtische Energie(-raum)-planung

### 4.4.1 Datenlage für Wärmespeicher

Für die Planung von Wärmespeichersystemen ist in erster Linie die benötigte Speicherleistung, die sich durch Wärmeangebot und Verbrauch berechnen lässt, relevant. Für Langzeitspeicher (Saisonalspeicher) sind die Monatswerte des Verbrauches ausreichend. Um Kurzzeitspeicher (Tages- und Wochenspeicher) planen zu können, werden Stundenwerte benötigt. Ein weiterer wichtiger Punkt sind neben dem Bedarf die Daten zur Entfernung zu möglicherweise vorhandenen Fernwärmenetzen, Einspeisetemperaturen, Strömungsverhältnisse und Lastprofile von potenziellen Einspeisepunkten in vorhandenen Nah- und Fernwärmenetzen, sowie die Wirtschaftlichkeit des Speichersystems.

Bei oberflächiger Wärmespeicherung (z.B.: in Wassertanks/Behälterspeichern) sind der Bodenaufbau und die Grundwasserverhältnisse nicht relevant. Der Flächenbedarf richtet sich nach dem Speicherbedarf, dem Speicheraufbau und der wirtschaftlichen Größe des Speichers. Bei der Errichtung von Untergrund-Wärmespeichern (UTES - Underground Thermal Energy Storage) müssen bestimmte Kriterien bezüglich des Bodenaufbaues und des Grundwassers (Lage) erfüllt werden. Weiters sind die Wärmekapazität und Wärmedichte des Speichermediums relevant. Dazu sind detaillierte Daten zum Bodenaufbau und der Lage des Grundwassers erforderlich.

In Österreich gibt es keine öffentlichen Daten zum Bodenaufbau in größeren Tiefen, nur einige große Firmen besitzen Daten. In Australien und Amerika gibt es öffentlich zugängliche Informationen zum Untergrund. Tabelle 10 zeigt mögliche Datenquellen, die für die Planung von Wärmespeichern genutzt werden könnten. Das Hydrologische Jahrbuch von Österreich (eHYD) bietet ein Basisnetz aus 3.040 Grundwasserstands-Messstellen und 350 Grundwassertemperatur-Messstellen für oberflächennahe Grundwässer (eHYD 2020). Die digitale Bodenkarte (eBOD) enthält sämtliche Standortseigenschaften der landwirtschaftlich nutzbaren und kartierten Böden Österreichs (eBOD 2020). Diese beiden Quellen können für eine erste Einschätzung eines möglichen Standortes genutzt werden.

Folgende Studien und Forschungsprojekte können auch wertvolle Informationen für die Energieraumplanung im Hinblick auf Wärmespeicher und potenzielle Wärmequellen liefern:

Das MEMPHIS-Projekt baut auf früheren Forschungen im Fernwärme-Sektor auf und konzentriert sich auf das Potenzial und die Machbarkeit der Versorgung städtischer Gebiete mit Abwärme. Es wurden drei Städte mit unterschiedlicher Diversifizierung der Wirtschaft und der räumlichen Verteilung von Dienstleistungen und Industrie in städtischen Gebieten untersucht. Diese bilden eine gute Grundlage für die Entwicklung einer internationalen Methodik und einen Ausblick auf die Übertragbarkeit der Methode auf andere Länder (Memphis o. J.).

Das Ziel der Heat Roadmap Europe 4 (HRE4) besteht darin, kohlenstoffarme Heiz- und Kühlstrategien, sogenannte Heat Roadmaps, zu entwickeln, indem Änderungen auf nationaler Ebene für 14 EU-Mitgliedstaaten quantifiziert und umgesetzt werden. Die Heat Roadmap Europe-Methodik wird kontinuierlich weiterentwickelt, um sowohl ein besseres Verständnis als auch eine genauere Quantifizierung des europäischen Heiz- und Kühlsektors zu ermöglichen. Der Schlüssel zum Projekt liegt in der Kombination von Mapping und Modellierung, um nicht nur die Systemeffekte der Energieeffizienz, sondern auch die räumliche Dimension verstehen zu können (Heat Roadmap 2018).

Die Austrian Heatmap stellt die Bewertung des Potenzials für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie effiziente Fernwärme und Fernkälte in Österreich im Rahmen der Energieeffizienz-Richtlinie dar. Dazu wurde der aktuelle Wärme- und Kältebedarf aller Verbrauchssektoren (Haushalte, Dienstleistung und Industrie) regional verortet sowie Szenarien der zukünftigen Entwicklung bestimmt. Dieser Wärme- und Kältebedarf wurde daraufhin mit einem möglichen Angebot an Wärme und Kälte aus KWK-Anlagen, aus industrieller Abwärme sowie erneuerbaren Energiequellen abgeglichen. Daraus wurde unter Anwendung technologischer Einschränkungen zunächst ein technisches Potenzial bestimmt. Durch eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse der unterschiedlichen, technisch sinnvollen Optionen wurde daraufhin das ökonomische Potenzial abgeschätzt (AHM 2015).

In HEAT\_re\_USE.vienna wurden Möglichkeiten analysiert, das Energieversorgungssystem von Wien durch Nutzung von Abwärme aus industriellen und gewerblichen Quellen effizienter und klimafreundlicher zu gestalten. Abwärmequellen wurden identifiziert, charakterisiert und hinsichtlich ihrer Nutzungsmöglichkeiten direkt in der näheren Umgebung oder zur Einspeisung in das Fernwärmenetz evaluiert. Anhand dessen wurden ökonomisch und ökologisch sinnvolle Pilotprojekte identifiziert und als Umsetzungsbeispiel ein Grobkonzept für die Abwärmennutzung eines Rechenzentrums in Floridsdorf erstellt (HEAT\_re\_USE.vienna 2017). Tabelle 10 gibt eine Übersicht der vorhandenen Datenbanken.

Tabelle 10: Übersicht vorhandener Datenbanken

Datenbank	Quelle	Inhalt	Einheit/Zeitliche Auflösung	Geographische Auflösung
Grundwasser	eHYD <a href="https://ehyd.gv.at/">https://ehyd.gv.at/</a>	Oberflächennahe Grundwässer (Tiefe und Temperatur)	Jährlich und monatlich m,°C	Österreichweite Messstellen
Untergrund	eBOD <a href="https://bodenkarte.at/">https://bodenkarte.at/</a>	Oberflächennaher Bodenaufbau	-	österreichweit
Wärmepotenzial	Memphis <a href="http://cities.ait.ac.at/uila/b/udb/home/memphis/">http://cities.ait.ac.at/uila/b/udb/home/memphis/</a>	Abwärmepotenzial für Industrie nach Subsektoren und	Jährlich in MWh/Jahr l/s	Fallbeispiele: Graz, Göttingen und Edinburgh
Wärmepotenzial Wärmebedarf, Kältebedarf	Head roadmap <a href="https://heatroadmap.eu/peta4/">https://heatroadmap.eu/peta4/</a>	Abwärmepotenzial und Wärmebedarf	Jährlich in PJ/Jahr	europaweit
Fernwärmenetz, Wärmebedarf	Austrian Headmap <a href="http://www.austrian-heatmap.gv.at/ergebniss">http://www.austrian-heatmap.gv.at/ergebniss</a>	Fernwärmenetz, Siedlungsdichte, Wärmebedarfsdichte,	Jährlich in GWh/Jahr GWh/km²Jahr	österreichweit
Wärmepotenzial	HEAT_re_USE.vienna <a href="https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/">https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/</a>	Wärmepotenzial für Industrie nach Subsektoren	Jährlich in GWh/Jahr	Wien

Reale Bedarfsprofile für Niedrigstenergiegebäude fehlen, da die Erfahrung aus der Praxis gezeigt hat, dass diese realen Bedarfsprofile zum Teil deutlich von Bedarfsprofilen von Bestandsgebäuden, aber auch von den Simulationsergebnissen für Niedrigstenergiegebäude abweichen. Detaillierte Daten zu Nah- und Fernwärmenetz, wie Temperaturniveau, Strömungsverhältnisse und Lastprofile, sind nur direkt beim Betreiber erhältlich. Daten über die Wirtschaftlichkeit und den technologischen Reifegrad (TRL) von unterschiedlichen Wärmespeichern können aktuellen Forschungen entnommen werden.

#### **4.4.2 Datenlage für Stromspeicherung**

Für den optimalen Einsatz von Stromspeichersystemen sind hochaufgelöste Daten zum Stromverbrauch erforderlich. Da der Stromverbrauch derzeit nur jährlich abgelesen wird, sollten mithilfe sogenannter Smartmeter genauere Daten generiert werden, am besten stündlich oder viertelstündlich. Dadurch kann eine gezielte Steuerung von Angebot, Nachfrage und Speicherung gewährleistet, und eine möglichst effiziente Nutzung der vorhandenen Energie ermöglicht werden. Daten über Einspeisung, Lastverbrauch, Netzverluste sowie Prognosen bezüglich der zu erwartenden Energie aus Wind, Wasser und Solarenergie sind ebenfalls notwendig für die Planung von Speichersystemen. Weiters sind Kenntnisse zur Wirtschaftlichkeit der möglichen Systeme erforderlich.

### **4.5 Beispiele zu Speichieranwendungen in Österreich**

#### **4.5.1 Große Wärmespeichieranwendungen für Fernwärme**

Fernwärme ist ein elementarer Bestandteil in der Wärmeversorgung Österreichs und kann von unterschiedlichen Wärmeerzeugern, wie z.B. Kraft-Wärme-Kopplungen, Solarthermie- oder Biogasanlagen, gespeist werden. Vor allem beim Einsatz erneuerbarer Wärmequellen, wie z.B. Solarthermie, stimmt die erzeugte Wärmemenge nicht immer mit dem Bedarfsprofil überein. Durch den Einsatz von Fernwärmespeichern ist es möglich, die erzeugte Wärme zeitlich verzögert an das Netz abzugeben.

Der größte Fernwärmespeicher Europas ist ein Erdbeckenwasserspeicher mit einem Volumen von 75.000 Kubikmetern und befindet sich in Dänemark (aee 2011). In Österreich gibt es acht große Fernwärmespeicher (größer 1.000 m<sup>3</sup>), die als atmosphärische Speicher, Druckspeicher und Hochdruckspeicher ausgeführt sind.

Tabelle 11 zeigt die wichtigsten Daten zu diesen Speichern. Der größte Fernwärmespeicher Österreichs und gleichzeitig der zweitgrößte in Europa befindet sich beim Kraftwerk Theiß und versorgt Krems an der Donau und die Gemeinden Gedersdorf und Grunddorf mit Wärme. Er ist ein atmosphärischer Speicher und besitzt ein Fassungsvermögen von 50.000 m<sup>3</sup> (EVN AG 2020). Der zweitgrößte Speicher Österreichs befindet sich in Linz-Mitte und ist ebenfalls ein atmosphärischer Speicher mit einem Speichervolumen von 34.500 Kubikmetern (LINZ AG 2020).

Tabelle 11: Fernwärmespeicher in Österreich

Unternehmen	Art des Speichers	Standort	Inbetriebnahme	Volumen m <sup>3</sup>	Energie MWh	Quelle
EVN AG	Atmosphärischer Speicher	Kraftwerk Theiß	2008	50.000	2.000	(EVN AG 2020)
Linz AG	Atmosphärischer Speicher	Fernheizkraftwerk Linz-Mitte	2004	34.500	1.350	(LINZ AG 2020)
Salzburg AG	Atmosphärischer Speicher	Salzburg	2011	29.000	1.100	(Bilfinger 2020)
Kraftwerk Timelkam	Atmosphärischer Speicher	Timelkam	2009	20.000	600	(EnergieAG 2014)
Wien Energie	Hochdruckspeicher	Simmering	2013	11.000	850	(Stadt Wien 2020)
Elektrizitätswerk Wels AG	Atmosphärischer Speicher	Wels	2000	4.000	160	(Bilfinger 2020)
Energie Steiermark Wärme GmbH	Atmosphärischer Speicher	Graz	2001	2.150	95	(GEA 2014)
Energie Graz	Atmosphärischer Speicher	Graz	2017	2.500	k.A.	(GEA 2019)
Fernwärme Wien GmbH	Druckspeicher	Kagran	2011	1.040	k.A.	(Bilfinger 2020)

## 4.5.2 Große Stromspeicheranwendungen

### 4.5.2.1 Pumpspeicherkraftwerke

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen eine großtechnische Energiespeicherung, welche in Hinblick auf den Lastausgleich und den Betrieb von elektrischen Netzen einen hohen Stellenwert hat. Die potenzielle Energie des Wassers kann mittels Wasserkraftmaschinen und damit angetriebenen Generatoren in elektrische Energie umgewandelt werden. Je nach Geländestruktur und vorhandenen Fließgewässern erfolgt die Nutzung der Wasserkraft in Laufkraftwerken, Speicherkraftwerken oder Pumpspeicherkraftwerken (bmlrt.gv.at 2018). In Österreich gibt es zehn große Pumpspeicherkraftwerke mit Leistungen je über 198 MW (statista 2019).

Tabelle 12 beinhaltet Daten zu den sieben größten Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Österreich. Das leistungsstärkste Pumpspeicherkraftwerk Österreichs ist mit 730 MW die Malta-Hauptstufe in Kärnten, die 1979 erbaut wurde. Der Stausee speichert insgesamt 200 Mio. m<sup>3</sup> Wasser und die Kölnbrein-Sperre ist mit einer Höhe von 200 m die höchste Staumauer in Österreich. (Verbund 2020)

Tabelle 12: Pumpspeicherkraftwerke in Österreich

Unternehmen	Art des Speichers	Standort	Inbetriebnahme	Leistung MW	Quelle
VERBUND Hydro Power AG	PSKW	Malta-Hauptstufe	1979	730	(Verbund 2020)
illwerke vkw AG	PSKW	Kopswerk II	2008	525	(illwerke vkw 2020)
Tiroler Wasserkraft AG	Speicherkraftwerk	Silz	1981	500	(tiwag 2020b)
VERBUND Hydro Power AG	Speicherkraftwerk/ Stausee	Kaprun Oberstufe Limberg II	2011/2012	480	(verbund 2020c)
VERBUND Hydro Power AG	PSKW	Reißeck II	2016	430	(verbund 2020a)
Tiroler Wasserkraft AG	Speicherkraftwerk	Kaunertal	1964	392	(tiwag 2020a)
VERBUND Hydro Power AG	Speicherkraftwerk	Häusling	1988	360	(verbund 2020b)

#### 4.5.2.2 Batteriespeicher

Im Stromnetz muss immer genau so viel Strom erzeugt werden, wie verbraucht wird. Aufgrund der stark schwankenden Einspeisung der erneuerbaren Energieträger Wind und Sonne sind Speicher zur Stabilisierung des Netzbetriebs erforderlich. Da im Osten von Österreich der Großteil der Windkraftanlagen des Landes lokalisiert ist, ist vor allem dort ein Ausgleich notwendig. Aktuell sind die Kosten für Batteriespeicher noch sehr hoch. Sie werden das Speicherproblem nicht lösen, können jedoch eine Teillösung zur Netzstabilisierung sein. (EVN 2020)

Weltweit wird mithilfe von Pilotanlagen an verschiedenen Arten von Batterien und an deren Einbindung in die Stromversorgung geforscht, so auch in Österreich. Im Rahmen eines langfristigen Projekts wird im niederösterreichischen Prottes erforscht, wie mithilfe moderner Batteriespeicher die schwankende Erzeugung von Wind und Photovoltaik geglättet und sicher in das Stromnetz integriert werden kann. Dazu wurde in direkter Nähe zum ertragsstärksten Windpark der EVN Ende 2017 eine Großbatterie (Lithium-Ionen-Technologie) mit einer Leistung von 2,5 MW und einer Kapazität von 2,2 MWh in Betrieb genommen. Sie besteht aus 14.112 Lithium-Ionen Akkuzellen in 504 Modulen. Im Forschungsprogramm „BatterieSTABIL“ wird wissenschaftlich untersucht, welche Möglichkeiten die Batterie zur Netzstabilisierung bietet. Der Batteriespeicher kann auch im Fall eines Blackouts zum Wiederaufbau der Stromversorgung genutzt werden. (EVN 2020)

### 4.5.2.3 Heimspeicher: Batteriespeicher in Haushalten (PV)

Batteriespeicher haben sich in den letzten Jahren zu einer der Schlüsseltechnologien der Energiewende entwickelt. Vor allem der Bereich der dezentralen Heimspeichersysteme in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen entwickelt sich rasch. Während technologisch bereits vieles möglich ist, begrenzen die fehlenden Wirtschaftlichkeit und geeignete oder vorhandene regulatorische Rahmenbedingungen wie z. B. das Fehlen variabler Netztarife die Umsetzung neuer Ideen und Geschäftsmodelle für Batteriespeichersysteme.

Bis Ende 2017 wurden in Österreich knapp 4.000 PV-Heimspeichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von ca. 27 MWh im Niederspannungsnetz errichtet. In Österreich werden PV-Heimspeichersysteme primär eigenverbrauchsoptimiert bewirtschaftet. Überschüsse aus der PV werden dabei im Speicher zwischengespeichert und bei geringer PV-Erzeugung genutzt. („rader“ o. J.)

In Tabelle 13 sind zwei deutsche Unternehmen genannt, welche Heimspeichersysteme vertreiben und europaweite bzw. globale Daten zu ihren Speichern in Form interaktiver Karten zur Verfügung stellen.

Tabelle 13: Unternehmen für Heimspeicher

Unternehmen	Auflösung	Quelle
E3/DC GmbH	Europaweit	(HagerEnergy GmbH 2021)
sonnen GmbH	Global	(sonnen GmbH o. J.)

### 4.5.2.4 Power-to-Gas

Erneuerbare Energie steht vor der großen Herausforderung der Speicherung. Sogenannte Power-to-Gas Anlagen können bei der Lösung dieses Problems helfen, indem sie Strom aus erneuerbaren Quellen nutzen, um Wasserstoff oder Methan zu erzeugen. Diese Gase können leichter gespeichert und beispielsweise als Treibstoff verwendet oder ins Gasnetz eingespeist werden.

Sowie in vielen Ländern Europas befindet sich auch in Österreich diese Technologie erst in der Pilot- und Demophase. Eine der wichtigsten Pilotanlage ist „Wind2Hydrogen“ am Standort der OMV Gasstation Auersthal in Niederösterreich. Diese wandelt Strom aus erneuerbaren Quellen in Wasserstoff um. Das Projekt hat das Ziel, die Voraussetzungen für die Produktion von Wasserstoff zur Speicherung und zum Transport in Österreich zu schaffen. Dazu wurde eine Pilotanlage mit 100 kW als erste Power to Gas-Anlage in Österreich errichtet. Das Projekt beschäftigt sich mit der Entwicklung eines flexiblen Hochdruck-Elektrolyseurs, welcher mittels Elektrolyse Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt. Dieser kann in das Erdgasnetz eingespeist oder als hochreiner Wasserstoff für die Mobilität genutzt werden (oekonews 2015).

### 4.5.2.5 Power-to-Heat: Elektroden-Heißwasserkessel

Power-to-Heat Anlagen koppeln das Strom- und Fernwärmenetz, indem sie überschüssige erneuerbare Energie, wie Solar- und Windstrom, in umweltfreundliche Wärme umwandeln. Dadurch wird die erzeugte Energie vollständig genutzt, eine Stabilisierung des Stromnetzes erreicht und die Versorgungssicherheit im Fernwärmenetz unterstützt.

Im Heizkraftwerk Salzburg Mitte wurde 2015 die erste Power-to-Heat Anlage Österreichs in Betrieb genommen. Die Technologie eines Elektroden-Heißwasserkessels wird genutzt, um überschüssigen Strom in nutzbare Wärme umzuwandeln. Die Anlage besitzt eine Leistung von 15 MW. 2016 wurde im Heizkraftwerk Salzburg Nord eine zweite Anlage, ebenfalls mit einem Elektroden-Heißwasserkessel mit 15 MW Leistung, errichtet. Beide Anlagen werden ausschließlich mit Überschussstrom betrieben. (Salzburg AG 2020)

2017 wurde in Wien die erste Power-to-Heat Anlage in Leopoldau in Betrieb genommen. Durch sie können bis zu 20.000 Haushalte der Stadt Wien mit Fernwärme versorgt werden. Der Strom von bis zu zehn Windkraftanlagen kann in dieser Anlage zu Wärme umgewandelt werden. Dazu wird der überschüssige Strom in Elektroden-Heißwasserkessel zur Erhitzung des Wassers auf bis zu 160°C genutzt, welches anschließend in das Fernwärmenetz eingespeist wird. Es gibt zwei Anlagen, die unabhängig voneinander betrieben werden können und je über eine Leistung von 10 MW verfügen. Die Anlagen werden nur bei einem Überangebot erneuerbarer Energie betrieben. (Wien Energie 2020)

#### 4.5.2.6 Power-to-Heat: Wärmepumpen

Die Erzeugung von Energie zum Heizen mit Wärmepumpen ist eine klimafreundliche Alternative zu fossilen Brennstoffen, da sie Großteil der Energie aus der Umwelt bezieht. Sowohl die Luft als auch das Erdreich oder Grundwasser/Flusswasser können als Wärmequellen verwendet werden. Ein kleiner Anteil an Strom wird für den Antrieb und die Pumpe benötigt (bwp 2020).

Grundlegend können vier Hauptanwendungsbereiche für elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpen unterschieden werden:

- Wärmepumpen für Wohn- und Nichtwohngebäude
- Wärmepumpen in Smart Electric Grids
- Wärmepumpen in thermischen Netzen
- Wärmepumpen für Industrieprozesse

Die folgende Tabelle 14 enthält die Anzahl der sich in Betrieb befindlichen Wärmepumpen in Österreich für das Jahr 2015 unterteilt in sechs verschiedene Größen bzw. Anwendungsbereiche (Hartl u. a. 2016).

Tabelle 14: In Betrieb befindliche Wärmepumpen (WP) in Österreich (Stand 2015), (Hartl u. a. 2016)

Größe/ Art	Anzahl	Anwendungsbereich
< 20 kW	143.118	Bestands-Einfamilienhaus, neue Ein- und Zweifamilienhäuser
20-50 kW	13.511	Größere Wohngebäude, Bürogebäude, öffentliche Gebäude (Schulen, Kindergärten, Gemeindeamt)
> 50 kW	1.453	Mehrgeschoßige Wohngebäude und größere Gebäude des Dienstleistungssektors
Wohnraumlüftungs-WP	4.685	Wohngebäude mit geringer Heizlast
Industrie-WP	102	Industrielle und gewerbliche Prozesse

Größe/ Art	Anzahl	Anwendungsbereich
Brauchwasser-WP	78.700	Brauchwassererwärmung in Wohngebäuden
<b>Summe</b>	<b>241.569</b>	

Von 1975 bis 2017 hat sich der Wärmepumpenmarkt Österreichs stark entwickelt. Auffallend ist vor allem die Umstrukturierung des Marktes von der Brauchwasserwärmepumpe zur Heizungswärmepumpe und ein deutliches Wachstum des Marktes ab dem Jahr 2000. Der energieeffiziente und wirtschaftliche Einsatz von Heizungswärmepumpen wurde durch den Heizwärme-, Heizleistungs- und Temperaturbedarf von energieeffizienteren Gebäuden begünstigt. Es gibt daher einen deutlichen Zusammenhang des Anstieges der Anlagenzahl von Heizungswärmepumpen mit der Steigerung der Effizienz moderner Wohngebäude (bmlrt.gv.at 2018).

### 4.5.3 Datenbanken

Tabelle 15 enthält zwei Datenbanken zu Energie- und Speichertechnologien mit jeweils globaler Auflösung. Die Open Infrastructure Map enthält Daten über Kraftwerke, Batterien und das Stromnetz. In Resourcewatch findet man nicht nur Daten zu den Wasserkraftwerken und Solarthermie-Anlagen, sondern auch Daten zu vielfältigen Themen, wie z.B. Luftverschmutzung und den Verbrauch von Ressourcen.

Tabelle 15: Datenbanken

	Inhalt	Auflösung	Quelle
Open Infrastructure Map	Kraftwerke, Batterien, Geothermie, Stromleitungen	Global	(OpenStreetMap contributors. ODbL, MarineRegions.org.CC-BY, und OpenInfraMap.CC-BY 2021)
Resourcewatch	Wasserkraftwerke, Solarenergie, uvm.	Global	(Mapbox und OpenStreetMap o. J.)

## 4.6 Vergleichende Bewertung der Modellierungstools

Städte stehen vor mehreren umwelt- und energiepolitischen Herausforderungen wie etwa dem Klimawandel, der Energieversorgungssicherheit oder der nachhaltigen Entwicklung. Ein entscheidendes Element besteht darin, kohärente technische Analysen darüber zu erstellen, wie Technologien im Energiesektor und insbesondere Energiespeicher auf städtischer Ebene umgesetzt werden können und welche Auswirkungen sie auf die Gesamtenergieeffizienz der Stadt haben. Solche Analysen erfordern Tools (Werkzeuge), die durch die Modellierung definierter Energiesysteme Antworten auf diese Fragen geben können. Es ist zeitaufwendig, für jede einzelne Analyse neue Tools zu schaffen. Daher sollten, wenn verwendbare und zugängliche Tools vorhanden sind, diese auch eingesetzt werden. Es ist jedoch schwierig zu erkennen, welches Tool für die Untersuchung des Potenzials von Energiespeichern am besten geeignet ist, selbst bei vorhandener Literatur. In diesem Abschnitt werden mehrere Tools, die die Energiewende durch den Einsatz von Energiespeichern unterstützen, abgebildet und analysiert. Es erfolgt eine Bewertung

des Speicherpotenzials auf Stadtebene und schließlich, basierend auf den Ergebnissen der Workshops und Expert:innen-Interviews, werden der Bedarf und die Anforderungen für die Energiemodellierung für jedes Tool ermittelt und bewertet.

#### **4.6.1 Energiemodellierung und Tools**

Das Energiesystem kann in vier Teilsysteme unterteilt werden: Energieerzeugungssysteme, Energieendverbraucher, Energieverteilungs- und Speichersysteme und intelligente Energiemanagementsysteme. Die Energieerzeugungssysteme stellen saubere und nachhaltige Energie bereit, die den Energiebedarf der Nutzer:innen decken. Verteilungssysteme übertragen die Energie von den Erzeugern zu den Verbrauchern, Energiespeichersysteme speichern überschüssige Energie. Das Gesamtsystem und die Subsysteme werden durch Informations- und Datentechnologien des Energiemanagementsystems gesteuert.

Es gibt mehrere Elemente, die bei der Analyse eines Energiemodells zu berücksichtigen sind: eingebundene Sektoren, angenommene Methodik, räumliche Auflösung, zeitliche Auflösung und Transparenz.

Ein Modell kann sich auf einen bestimmten Sektor des Energiesystems konzentrieren oder mehrere Sektoren umfassen. Bei der Definition der Energiesektoren ist es wichtig, zwischen den Energieträgern wie Elektrizität, Wärme oder Kraftstoffe und den Nachfragesektoren wie Gebäude, Industrie und Verkehr zu unterscheiden. Ein weiterer Aspekt, der berücksichtigt werden muss, ist die Möglichkeit, die Sektorkopplung als Verbindung zwischen Elektrizität und anderen Energieformen wie Wärme und Wasserstoff einzusetzen.

Ein weiteres Element, welches das Energiesystemmodell weiter unterteilt, ist die angenommene Methodik. Diese ermöglicht die Klassifizierung der Modelle in Simulations- und Optimierungsmodelle. Ein Simulationsmodell ermöglicht das Testen einer bestimmten Konfiguration und Berechnung verschiedener Indikatoren wie jährliche Gesamtkosten, jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen, Primärenergieeinsparungen oder überschüssige Stromproduktion. Investitionsoptimierungsmodelle befassen sich nicht nur mit dem jährlichen Ertrag des Energiesystems, sondern optimieren auch die Investitionen zur Kapazitätserweiterung.

Die räumliche Auflösung ist ein relevanter Aspekt, der berücksichtigt werden muss. Diese teilt die Modellierung in den Ein-Knoten- und den Mehr-Knoten-Ansatz ein. Ein Ein-Knoten-Energiesystemmodell hat keine internen Engpässe oder Einschränkungen beim Energietransport, wie sie z.B. im Strom- und Gasnetz auftreten können. Die Verwendung dieser Art von Modellen bringt einige Vereinfachungen und einige Ungenauigkeiten mit sich. Diese Modelle sind in der Regel begrenzt, wenn das Modell das Energiesystem auf lokaler Ebene beschreibt, nehmen aber mit einem Maßstab wie auf nationaler Ebene zu. Die Verwendung von Mehrknotenlösungen erlaubt es, die räumliche Verteilung der verschiedenen Elemente in das Modell einzubeziehen. Dieser Aspekt umfasst ein breites Spektrum, das von der geographischen Ausdehnung bis zur lokalen Verteilung und dem Standort der verschiedenen Verbraucher und Lieferanten in Bezug auf die Energieinfrastruktur reicht. Bei dieser Art von Modell ist es notwendig zu definieren, wie jedes Element in Beziehung zu den anderen steht, nach dem vorherigen Beispiel, einschließlich der Stromnetzkapazität zwischen zwei Regionen oder der Entfernung eines Verbrauchers zum Gasnetz. Dieser Ansatz hat weitere Vorteile, da zusätzliche Fragen behandelt werden können, wie etwa die Identifizierung von Gebieten, in denen Infrastrukturen wie große Wärmespeicher untergebracht werden können.

Die Zeitauflösung beeinflusst die Genauigkeit des Modells. Jedoch steigert die Erhöhung der Zeitauflösung den Rechenaufwand. Dies impliziert einen Kompromiss zwischen der Zeitauflösung zur genaueren Darstellung und der Tatsache, dass die Zeitauflösung direkt mit dem Rechenaufwand verknüpft ist. Modelle, die auf die betriebliche Auslegung von Energiesystemen ausgerichtet sind, haben beispielsweise eine höhere Zeitauflösung (Minuten oder Sekunden), da dies für die Abschätzung der Geräte-Leistungen wesentlich ist. Hier liegt der Schwerpunkt auf der kurzfristigen Perspektive, z.B. bei der Berechnung der Spannungsebenen zur Optimierung des Betriebs einer PV-Anlage zusammen mit Batterien. Demgegenüber stehen Energiemodelle, die sich an der Gestaltung der Energiestrategie orientieren. Diese haben eine geringere Zeitauflösung (Stunden oder größere Zeiträume), da der Schwerpunkt auf der langfristigen Perspektive liegt, z.B. bei der Bewertung des Energiesystems einer Stadt für einen Zeitraum von mehreren Jahren.

Ein letzter Aspekt, der zu berücksichtigen ist, ist die Transparenz des im Werkzeug implementierten Modells. Man kann drei verschiedene Ebenen der Transparenz identifizieren. Die erste Ebene, die durch eine geringe Transparenz gekennzeichnet ist, ist typisch für Modelle, welche die Ergebnisse und Ausgabedaten präsentieren, ohne eine strukturierte Datenbank der Eingabedaten, eine Dokumentation aller mathematischen Schritte des Modells und die Behandlung des Modells als reine "Black Box" zu liefern. Die zweite Ebene ist gegeben, wenn die Ausgabedaten zusammen mit einer strukturierten Datenbank von Eingabedaten und einer vollständigen Dokumentation der hinter dem Modell stehenden Mathematik bereitgestellt werden. Die dritte Ebene umfasst zusätzlich zu den Ausgabe- und Eingabedaten und der vollständigen Dokumentation den vollständigen Quellcode des Modells.

Zehn Instrumente werden im Folgenden analysiert. Diese Tools werden in Tabelle 16 dargestellt. Aus dieser Übersicht geht hervor, dass eine breite Palette unterschiedlicher Energieinstrumente in Bezug auf den räumlichen Bereich, den abgedeckten Energiesektor, die zeitliche Auflösung, die Technologien, die sie berücksichtigen, oder die Ziele, die sie erfüllen, vorhanden ist. In diesem Zusammenhang unterscheiden wir zwei Kategorien der im Rahmen des CityStore-Projekts identifizierten Tools zur Bewertung der Energiespeicherung und der Power-to-X-Technologien zur Unterstützung der Energiewende auf Stadtebene: Tools für die Energiestrategie (Energiestrategie-Tools) und Tools für das Betriebsdesign (Operation Design Tools).

Tabelle 16: Klassifizierung des Energiemodellierungstools unter dem Projekt CityStore

Kategorie	Tools <sup>20</sup>
<b>Energiestrategie-Tools</b>	MarketFlow, EnergyPlan, Balmorel, Times-Markal
<b>Operation Design Tools</b>	TRNSYS, CityBES, EnergyPlus, CitySim, HOMER, City Energy Analyst

<sup>20</sup> Detaillierte Beurteilung siehe Annex (Kapitel 7.3)

#### 4.6.1.1 Energiestrategie-Tools

Diese Tools analysieren die Komponenten und Verbindungen zwischen verschiedenen Energiesektoren im Detail und ermöglichen es, die Auswirkungen verschiedener Technologien aus technisch-wirtschaftlicher Sicht zu vergleichen und Investitionsoptionen und Alternativen aufzuzeigen. Sie bewerten die besten zukünftigen Alternativen zur Senkung der Treibhausgasemissionen für die Erreichung der Energieziele. Sie berücksichtigen jedoch nicht die Verbindungen zwischen dem Energiesystem und den makroökonomischen Sektoren.

Man kann diese Tools nach ihren Simulationsperioden unterteilen. Der statische Ansatz analysiert in der Regel die Energiesystemkonfiguration und ihre zukünftigen Alternativen in einem Zieljahr. Beim langfristigen Ansatz wird das Energiesystem bis zum Zieljahr bewertet, was einen Zeitraum von mehreren Jahren oder Jahrzehnten bedeuten kann. Daher modelliert der statische Ansatz endogen nur das letzte Jahr, während der langfristige Ansatz die gesamte Übergangsphase berücksichtigt. Folglich benötigt der langfristige Ansatz zusätzliche Variablen wie Lebenszyklus, Restkapazität, Anlagenstilllegung und Inbetriebnahme innerhalb der Übergangsphase. Eine weitere Unterscheidung ist die Verwendung eines "Perfect Foresight"-Ansatzes, der davon ausgeht, dass Entscheidungsträger:innen über vollständige Kenntnisse der gesamten Übergangsperiode verfügen.

In dieser Kategorie wurden folgende Modelle ausgewählt:

**MarketFlow<sup>21</sup>**: Stündliche Simulation des Strommarktes und der Sektorkopplung (E-PKW, P2H, P2G, industrielles Lastmanagement, Fernwärme) für ein typisches zukünftiges Jahr inklusive der Simulation des Lastflusses im Übertragungsnetz. Gewisse Annahmen, wie Preise und existierende Kapazitäten, sind im Szenario vorgegeben. Andere Größen, wie Pumpspeicher-Ausbau, Ausbau an thermischen Kraftwerken, Ausbau P2G und Batterien, werden endogen im Modell optimiert.

**EnergyPlan<sup>22</sup>**: Alle thermischen und erneuerbaren Quellen, sowie Speicherung/Umwandlung, Transport und Kosten (mit der Option zusätzlicher Kosten) können modelliert werden. Es handelt sich um ein deterministisches Input/Output-Tool. Allgemeine Inputs sind Nachfrage, erneuerbare Energiequellen, Kraftwerkskapazitäten, Kosten und mehrere verschiedene Regulierungsstrategien für Import/Export und überschüssige Stromproduktion. Outputs sind Energiebilanzen und daraus resultierende Jahresproduktionen, Brennstoffverbrauch, Import/Export von Elektrizität und Gesamtkosten einschließlich der Einnahmen aus dem Stromaustausch.

**BALMOREL<sup>23</sup>**: Dies ist ein Tool des partiellen Gleichgewichts mit Schwerpunkt auf dem Elektrizitätssektor und der Kraft-Wärme-Kopplung. Die Stromübertragung wird in Bezug auf mehrere Knoten beschrieben, die durch Übertragungsleitungen verbunden sind. Dies ermöglicht die Identifizierung von Engpässen im Übertragungssystem. Die optimalen Investitionen werden unter Berücksichtigung von festgelegten Einschränkungen, z.B. in Bezug auf den maximalen Investitionszuschlag pro Jahr oder den maximal verfügbaren Brennstoff, ermittelt.

---

<sup>21</sup> <https://www.ait.ac.at/loesungen/network-operators-energy-service-providers/energy-system-modelling>

<sup>22</sup> <https://www.energyplan.eu/>

<sup>23</sup> <http://www.balmorel.com/>

**TIMES-MARKAL<sup>24</sup>**: Dieser Modellgenerator kombiniert zwei verschiedene, aber komplementäre, systematische Ansätze zur Modellierung von Energie: einen ingenieurtechnischen und einen wirtschaftlichen Ansatz. TIMES ist ein technologieintensiver Bottom-up-Modellgenerator, der mittels linearer Programmierung über mittel- bis langfristige Zeithorizonte ein kostengünstiges Energiesystem erzeugt, das entsprechend einer Reihe von Nutzeranforderungen optimiert ist.

#### 4.6.1.2 Operation Design Tools

Der Zweck von Tools zur Betriebsauslegung besteht darin, die beste Auslegung und Konfiguration eines Energiesystems zu bestimmen. Sie decken in der Regel Aspekte des Energieverbrauchs, der Umweltauswirkungen, der wirtschaftlichen Leistung und der Netzinteraktion ab. Die größte Herausforderung besteht darin, eine wirksame Methode für die optimale Auslegung zu entwickeln, um die Nutzung erneuerbarer Energien, Energieeffizienz und Flexibilität zu maximieren und ein Energiegleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage in verschiedenen Netzen zu erreichen, indem verschiedene Lösungen einschließlich Energiespeichern verwendet werden.

Stromsysteme befassen sich mit einigen kritischen Fragen, wie dem angemessenen Strompreis, der optimalen Leistungsverteilung, der Netzstabilität und der Bewertung der Netzeffizienz. Diese kritischen Fragen werden bei der Entwicklung einer wirtschaftlichen Betriebsstrategie zur Verwaltung eines Satzes von Batterien, die an ein Photovoltaiksystem angeschlossen sind, berücksichtigt. Die Betriebsoptimierung thermischer Systeme konzentriert sich auf die Lösung der Probleme der Nachfrageprognose, der Betriebsstrategie der Anlage, der Betriebskosten und des thermoelektrischen Einsatzes. Die Optimierung der 4. Generation der Fernwärme (4GDH - 4th Generation District Heating) besteht hauptsächlich in der Modernisierung des Heizsystems und im Betrieb der Verteilnetze, wodurch die Netzverluste verringert, Niedertemperatur-Wärmequellen besser genutzt und die Produktionseffizienz verbessert werden können. Zu den Teilsystemen eines intelligenten Energiesystems können neben Strom- und Wärmesystemen auch Gas, Biomassebrennstoff und andere Systeme gehören. Bei der Optimierung von Gassystemen geht es häufig um Gasspeicherung und -transport.

Zu den Energiespeichersystemen gehören hauptsächlich Elektrizitäts- und Wärmespeicher. Zur Optimierung der Kapazität und des Standorts eines dezentralen Energiespeichersystems werden Optimierungsschemata vorgeschlagen, die die Wirtschaftlichkeit und Sicherheitsleistung berücksichtigen.

Unter diese Kategorie fallen die folgenden Modelle:

**TRNSYS<sup>25</sup>**: Dieses Tool konzentriert sich auf eigenständige Anwendungen wie Anwendungen für einzelne Gebäude, Gemeinschaften oder Einzelprojekte. Es ist sehr flexibel und kann eine detaillierte Simulation liefern und eine große Bandbreite an Technologieoptionen einschließlich Strom-, Gas- und Wärmespeichern sowie Power-to-X-Technologien umfassen. Diese Modelle arbeiten auf der Betriebsebene und liefern physische Ergebnisse, wie z.B. das Temperaturniveau in den Wärmespeichern.

**CityBES<sup>26</sup>**: Dieses Instrument analysiert den Gebäudebestand einer Stadt, um Effizienzprogramme auf Bezirks- oder Stadtebene zu unterstützen. Es verwendet einen internationalen offenen Datenstandard zur

---

<sup>24</sup> <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times>

<sup>25</sup> <http://www.trnsys.com/>

<sup>26</sup> <https://www.buildingenergysoftwaretools.com/software/citybes-city-building-energy-saver>

Darstellung und zum Austausch von 3D-Stadtmodellen und setzt EnergyPlus ein, um den Energieverbrauch von Gebäuden und Einsparungen durch energieeffiziente Nachrüstungen zu simulieren. Es bietet Beispiele für potenzielle Anwendungen, darunter Energie-Benchmarking, Analyse von Energiesanierungen, Analyse erneuerbarer Energien, Visualisierung der Gebäudeleistung sowie Analyse und Visualisierung von Klimadaten.

**EnergyPlus<sup>27</sup>**: Es handelt sich um ein Energie-Simulationsprogramm für das gesamte Gebäude, mit dem sowohl der Energieverbrauch - für Heizung, Kühlung, Lüftung, Beleuchtung und Steckdosen- sowie Prozesslasten - als auch der Wasserverbrauch in Gebäuden modelliert wird. Die System- und Anlagenleistung darf sich direkt auf das thermische Verhalten des Gebäudes auswirken. Die Simulation ist gekoppelt und ermöglicht Planer:innen eine genauere Untersuchung der Auswirkungen einer Unterdimensionierung von Ventilatoren und Geräten sowie der Auswirkungen, die dies auf den thermischen Komfort der Bewohner:innen im Gebäude haben könnte.

**CitySim<sup>28</sup>**: Dieses Werkzeug simuliert und optimiert die Nachhaltigkeit städtischer Siedlungen durch die Vorhersage von Energieströmen auf verschiedenen Skalen, von einem kleinen Stadtviertel bis hin zu einer ganzen Stadt. Es ist ein hochentwickeltes Energieplanungswerkzeug für Heizenergie und wurde als Entscheidungshilfe für städtische Energieplaner:innen entwickelt. Es umfasst eine grafische Benutzeroberfläche, um die 3D-Form der Gebäude zu erleichtern und die thermophysikalischen Eigenschaften des Gebäudes zuzuordnen sowie die Simulationsergebnisse zu visualisieren. Es enthält auch einen CitySim Solver zur Simulation des Energieangebots und des Bedarfs des Gebäudes in Bezug auf die Raumbedingungen.

**HOMER<sup>29</sup>**: Dieses Tool simuliert und optimiert autonome und netzgekoppelte Stromversorgungssysteme mit einer beliebigen Kombination aus Windturbinen, PV-Anlagen, Laufwasserkraft, Biomasse, Generatoren von Verbrennungsmotoren, Mikroturbinen, Brennstoffzellen, Batterien und Wasserstoffspeichern, die sowohl elektrische als auch thermische Lasten (durch Einzel- oder Fernwärmesysteme) bedienen. Außerdem sind alle Kosten (einschließlich etwaiger Strafen für Umweltverschmutzung) mit Ausnahme der Kosten für die Handhabung des Brennstoffs und der Steuern enthalten.

**City Energy Analyst (CEA)<sup>30</sup>**: Ziel des Tools ist die Optimierung von Gebäudeenergiesystemen und die Bewertung multipler Energieeffizienzstrategien auf der Ebene von Nachbarschaften und Bezirken. Im Modul „Systemtechnik“ werden Produktions-, Speicher- und Verteilungseinheiten mit einem techno-ökonomischen Ansatz modelliert. Das Modell ist in der Lage, thermische Fernnetze zu simulieren, es simuliert jedoch nicht das elektrische Netz. Im Optimierungsmodul werden thermische Netze in Größe und Betrieb optimiert. Im Entscheidungsmodul wird ein Multi-Kriterien Entscheidungsanalyse (MCDA)-Ansatz auf der Grundlage sozialer, wirtschaftlicher und ökologischer Kriterien verwendet.

---

<sup>27</sup> <https://energyplus.net/>

<sup>28</sup> <https://www.epfl.ch/labs/leso/transfer/software/citysim/>

<sup>29</sup> <https://www.homerenergy.com/>

<sup>30</sup> <https://cityenergyanalyst.com/>

## 4.6.2 Vergleichende Bewertungen der Energiemodellierung und der Tools

In diesem Abschnitt werden auf der Grundlage der Informationen, die in den Workshops und Interviews gesammelt wurden, die Anforderungen an die verschiedenen Tools und Modelle zur Unterstützung der Energiewende in Städten untersucht. Danach wird eine qualitative Bewertung vorgenommen, um den Grad der Abdeckung der einzelnen Tools im Hinblick auf die jeweiligen Anforderungen aufzuzeigen. Diese Anforderungen werden in folgende Kategorien unterteilt:

- **Technisch (TECH - TECHNical):** Diese Kategorie umfasst technische Fragen, z.B. technisch-wirtschaftliche Aspekte, Art der Technologien oder Lastkurven.
- **Räumlich (SP - SPatial):** Diese Kategorie umfasst räumliche Fragen, z.B. die räumliche Auflösung, die Nutzung von GIS (Geoinformationssystem)-Informationen oder die Lage der Energiespeicher im Vergleich zu anderen Infrastrukturen.
- **Betrieb (OP - OPerational):** Diese Kategorie bezieht sich auf den Betrieb des Energiesystems, z.B. die Optimierung des Energienetzes mit Hilfe von Energiespeichern oder die Auswirkungen auf die Reduzierung der Spitzenlast.
- **Zeit (TIME):** Diese Kategorie umfasst zeitliche Aspekte, z.B. die zeitliche Granularität oder die kurz- bis langfristige Perspektive.
- **Sektorkopplung (SC - SectorCoupling):** Diese Kategorie umfasst spezifische Fragen im Zusammenhang mit der Sektorintegration von Power-to-X-Technologien, z.B. Integration von Wärmepumpen oder Wasserstoffherzeugung.
- **Andere (OTH - OTHers):** Diese Kategorie umfasst alle übrigen Anforderungen, die in den vorhergehenden Kategorien nicht integriert sind, wie etwa Umweltaspekte.

### 4.6.2.1 Ergebnisse: Stromspeicher

Nachfolgend wird die Bewertung der ausgewählten Tools (vgl. Kapitel 4.6.1) vorgestellt, um den Grad der Abdeckung jedes Tools in Bezug auf jeden Bedarf an Stromspeicherung aufzuzeigen. Während Tabelle 17 die wichtigsten Stärken und Schwächen der Tools aus dieser Bewertung zusammenfasst, zeigt die Tabelle 18 den Grad der Abdeckung jedes Tools in Hinblick auf jeglichen Bedarf an elektrischen Speichern.

Tabelle 17: Stärken und Schwächen der ausgewählten Tools für die Modellierung der elektrischen Speicher

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die techno-ökonomische Bewertung von zentralisierten und dezentralisierten Speichern ist relativ gut abgedeckt.</li> <li>▪ Die Tools beinhalten umfangreiche Technologien, einschließlich neuer, innovativer Lösungen.</li> <li>▪ Die technische Charakterisierung der elektrischen Energiespeicherung ist gut repräsentiert.</li> <li>▪ Die Spitzenlastminderung durch den Einsatz elektrischer Speicher wird von den meisten Tools abgedeckt.</li> <li>▪ Umweltauswirkungen werden umfassend behandelt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mangel an zeitlich hoch aufgelösten Nachfrageprofil-Daten.</li> <li>▪ Geringe Möglichkeiten, genaue Nachfrageprofile zu generieren.</li> <li>▪ Große Energiespeicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) sind fast ausschließlich in den strategischen Tools inkludiert.</li> <li>▪ Der Ausbaubedarf des Stromnetzes unter Einsatz der verschiedenen entwickelten Technologien wird in vielen Modellen nicht ausreichend miteinbezogen.</li> <li>▪ Der Beitrag der elektrischen Speicher zur Unterstützung der Netzstabilität wird in den Modellen nur begrenzt bewertet.</li> <li>▪ Mangel an Innovationen wie Digitalisierung oder Bewertung für Energiegemeinschaften.</li> <li>▪ Die Möglichkeit zur Verwendung der Speicher als Blackout-Schutz wird nur durch eine geringe Anzahl an Tools abgedeckt.</li> <li>▪ Möglichkeiten einer räumlichen Bewertung fehlen.</li> <li>▪ Die Tools bilden entweder langfristige oder kurzfristige Aussichten ab. Es mangelt an Funktionen, die beides in einem Tool abbilden.</li> <li>▪ Unsicherheiten werden schlecht abgebildet.</li> </ul>

Tabelle 18: Grad der Abdeckung der ausgewählten Tools für elektrische Speicheranforderungen

#	Kat. <sup>31</sup>	Anforderung	CityBES	MarketFlow	CitySim	HOMER	EnergyPLAN	EnergyPlus	TRNSYS	Balmorel	TIMES-MARKAL	CEA
1	TECH	Möglichkeiten, genaue Lastprofile der Nachfrage zu generieren										
2	TECH	Bewertung der am besten geeigneten elektrischen Speicherlösung nach Sektor (Wohnen, Dienstleistung, Industrie und Transport)										
3	TECH	Bewertung zentralisierter elektrischer Speicherung										
4	TECH	Bewertung dezentraler elektrischer Speicherung										
5	TECH	Umfassende Energiespeicher- Technologien einschließlich innovativer Lösungen (z.B. Natrium-Ionen Batterien)										
6	TECH	Definition der Energiespeicher auf Grundlage technischer Parameter (z.B. Speicherkapazität)										
7	TECH	Bewertung großer elektrischer Speicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke)										
8	TECH	Bewertung großer, hybrider Energiespeicher (z.B. Kombination von großen saisonalen Speichern und Pumpspeicherkraftwerken)										
9	TECH	Identifizierung der aus technisch-wirtschaftlicher Sicht am besten geeigneten Speicher auf der Grundlage lokaler Gegebenheiten (z.B. Installation von Pumpspeichern in bergigen										

<sup>31</sup> Erforderliche Kategorien: Technisch (TECH), Räumlich (SP), Betriebssystem (OP), zeitliche Auflösung (TIME), Andere (OTH)

10	TECH	Beurteilung des Ausbaus des Stromnetzes aufgrund des Anstiegs der Stromnachfrage (z.B. durch E-Fahrzeuge)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		
11	TECH	Bewertung, ob der Einsatz von Smart-Metern die Zunahme dezentraler elektrischer Speicher unterstützen kann	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
12	TECH	Bewertung des Einsatzes von elektrischen Speichern zur Unterstützung von Energiegemeinschaften	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
13	TECH	Bewertung des Einsatzes von elektrischen Speichern zur Stabilisierung des Stromnetzes und zur Verbesserung der Spannung	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
14	TECH	Bewertung des Einsatzes von Stromspeichern anstelle anderer Lösungen für Netzbetreiber (z.B. Ausbau des Stromnetzes)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
15	OP	Bewertung der Reduzierung der Lastspitzen aufgrund von Energiespeichern	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
16	OP	Bewertung der Verringerung der Auswirkungen eines Stromausfalls durch Energiespeicher	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
17	OP	Bewertung, wie der elektrische Speicher das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage unterstützen kann	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
18	OP	Bewertung der Zunahme des Eigenverbrauchs der Konsumenten	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
19	SP	Bewertung der Lage der Energiespeicher aufgrund der räumlichen Verteilung der Verbraucher	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
20	TIME	Bewertung thermischer Energiespeicherkombinationen für langfristige Planungsperioden (Jahre)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
21	TIME	Bewertung thermischer Energiespeicherkombinationen für kurzzeitige Planungsperioden	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
22	OTH	Bewertung der Umwelteinflüsse von Energiespeichern	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

Grad der Abdeckung Voll: ● Beinahe: ● Halb: ● Gering: ● Keine: ●

#### 4.6.2.2 Ergebnisse: Thermische Speicherung

Es folgt eine Bewertung der ausgewählten Tools vor dem Hintergrund der verschiedenen Anforderungen an thermische Speicher. Tabelle 19 zeigt die wichtigsten Stärken und Schwächen der Tools aus dieser Bewertung auf.

Tabelle 19: Stärken und Schwächen der ausgewählten Tools für die Modellierung und Optimierung der thermischen Speicher

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Genaue Nachfrageprofile können relativ gut entwickelt werden.</li> <li>▪ Die Bewertung von zentralen und dezentralen Speichern, sowie deren Sicherheitsniveaus, ist relativ gut abgedeckt.</li> <li>▪ Die Tools umfassen eine große Auswahl an möglichen Technologien, einschließlich innovativer Lösungsansätze.</li> <li>▪ Saisonale Speicherung in Verbindung mit FW sowie Abwärmenutzung wird durch die strategischen Energie-Tools gut abgedeckt.</li> <li>▪ Die technische Charakterisierung der thermischen Energiespeicherung ist gut abgebildet.</li> <li>▪ Reduzierung der Spitzenlast durch den Einsatz thermischer Speicher wird von den meisten Tools abgedeckt.</li> <li>▪ Flexible "in time-Auflösung" für kurzfristige Anwendungen ist bei allen Tools üblich.</li> <li>▪ Umwelteinflüsse werden umfassend berücksichtigt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ In der Kategorie der saisonalen thermischen Energiespeicher sind nur Wärmespeicher relativ gut abgedeckt.</li> <li>▪ Häufig fehlen Abschätzungen bezüglich des Flächenbedarfs der Speicher.</li> <li>▪ Bewertung der techno-ökonomisch optimalen Betriebsweise der saisonalen Speicher für die FW, sowie Abwärmerückgewinnung, ist in den Operation Design Tools sehr begrenzt vorhanden.</li> <li>▪ Finanzielle Mittel (z.B. Förderungen) werden in den Modellen wenig berücksichtigt.</li> <li>▪ Die Möglichkeit, einen thermischen Speicher zur Unterstützung der FW zu verwenden, ist kaum vorhanden.</li> <li>▪ Mangelnde wirtschaftliche Optimierung beim Betrieb von Wärmespeichern in FW-Netzen.</li> <li>▪ Fehlende Betrachtung der Integration der Prosumer in den Wärmemarkt.</li> <li>▪ Fehlende wirtschaftliche Optimierung im Betrieb der thermischen Speicher im FW-Netz.</li> <li>▪ Räumliche Informationen (einschließlich GIS) zur Verortung der Wärmespeicher für FW-Netze werden beinahe nicht berücksichtigt.</li> <li>▪ Die Tools bilden entweder langfristige oder kurzfristige Aussichten ab. Es mangelt an Funktionen, die beides in einem Tool abbilden.</li> </ul>

Tabelle 20 stellt den Grad der Abdeckung jedes Werkzeugs in Bezug auf jeden Bedarf an thermischen Speichern dar.

Tabelle 20: Grad der Abdeckung der ausgewählten Tools für thermische Speicheranforderungen

#	Kat <sup>32</sup>	Anforderung	CityBES	MarketFlow	CitySim	HOMER	EnergyPLAN	EnergyPlus	TRNSYS	Balmorel	TIMES-MARKAL	CEA
1	TECH	Möglichkeit, genaue Lastprofile für die Nachfrage zu generieren, einschließlich Niedrigenergiegebäude										
2	TECH	Beurteilung der Auswirkungen von zentralen Energiespeichern bezüglich Kosten, Energie und räumlichen Anforderungen										
3	TECH	Beurteilung der Auswirkungen von dezentralen Energiespeichern bezüglich Kosten, Energie und räumlichen Anforderungen										
4	TECH	Umfassende Möglichkeiten für Lösungen im Energiebereich einschließlich innovativer Lösungen										
5	TECH	Beurteilung der Energiespeichereigenschaften (z.B. Größe) basierend auf wirtschaftlichen Kriterien										
6	TECH	Bewertung der saisonalen Wärmespeicher										
7	TECH	Bewertung der saisonalen Untergrund- Wärmespeicher										
8	TECH	Bewertung saisonaler Eisspeicher										
9	TECH	Bewertung von Solarerträgen in Verbindung mit thermischen Saisonspeichern										

<sup>32</sup> Erforderliche Kategorien: Technisch (TECH), Räumlich (SP), Betriebssystem (OP), Zeitliche Auflösung (TIME), Andere (OTH)

10	TECH	Entwurf eines thermischen Saisonspeichers in Verbindung mit dem FW-Netz	
11	TECH	Entwurf eines thermischen Saisonspeichers in Verbindung mit Abwärmenutzung	
12	TECH	Möglichkeiten, finanzielle Mittel (z.B. Förderungen) in den Modellen zu berücksichtigen	
13	TECH	Definition thermischer Energiespeicher auf der Grundlage physikalischer Parameter (Größe, Speicherzyklen, Kapazität, Wärmeverluste...)	
14	TECH	Bewertung, inwiefern große Speicher Leitungsverluste in der FW reduzieren können	
15	TECH	Wirtschaftliche Bewertung der zukünftigen technischen Weiterentwicklung von FW zur verstärkten Nutzung großer Wärmespeicher	
16	TECH	Bewertung der Wärmespeicherung auf saisonaler Ebene (z.B. Speicherung von Wärme im Sommer zur Nutzung im Winter)	
17	TECH	Bewertung der Auswirkungen von Prosumern in FW-Netzwerken	
18	TECH	Bewertung der geeignetsten Eintrittspunkte für die Installation eines thermischen Energiespeichers in einem FW-Netz	
19	OP	Bestimmung der Nutzbarkeit großer Wärmespeicher auf der Grundlage des Temperaturniveaus der FW-Netze	
20	OP	Bewertung der Reduzierung der Lastspitzen aufgrund von Energiespeichern	
21	OP	Bewertung der Wärmeenergiebilanz durch thermische Saisonspeicher	
22	OP	OPEX-Optimierung der Energiespeicherung während des FW-Betriebs	
22	OP	Detailliertes Modell des FW-Betriebs mit Wärmespeichern einschließlich effizientem Be- und Entladen der Wärmespeicher	

24	OP	Bewertung der besten Betriebsstrategie für große Wärmespeicher in Kombination mit FW	
25	OP	Beurteilung, wie der thermische Speicher das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage in FW-Netzen unterstützen könnte	
26	SP	Bewertung des Standorts saisonaler Grundwasserwärmespeicher anhand der Grundwasserverfügbarkeit	
27	SP	Bewerten der Lokalisierung der saisonalen Wärmespeicher auf Grundlage der Bodenbeschaffenheit	
28	SP	Bewertung der Lokalisierung großer Energiespeicher aufgrund der räumlichen Verteilung der Verbraucher, insbesondere in Gebieten mit hoher	
29	SP	Abschätzung des Platzbedarfs für Speichertechnologien	
30	SP	Bewertung der Lokalisierung großer Wärmespeicher aufgrund der verfügbaren Freiflächen und der Verfügbarkeit von Land	
31	SP	Bewertung großer Wärmeenergiespeicherstandorte in Verbindung mit der Nähe des Fernwärmenetzes	
32	TIME	Flexible Zeitauflösung für den Betriebsmodus (Monatliche Auflösung: Langzeitspeicherung -saisonale Speicherung, täglich und wöchentlich:	
33	TIME	Bewertung von Kombinationen aus thermischen Energiespeichern für einen langfristigen Zeithorizont (Jahre)	
34	TIME	Bewertung von Kombinationen aus thermischen Energiespeichern für einen kurzfristigen Zeithorizont	
35	OTH	Bewertung der Umwelteinflüsse der Energiespeicher	
36	OTH	Bewertung der Versorgungssicherheit auf lokaler Ebene hinsichtlich thermischer saisonaler Energiespeicherung	

Grad der Abdeckung Voll: Beinahe: Halb: Gering: Keine:

### 4.6.2.3 Ergebnisse: Gasspeicher

Es wird die Bewertung der ausgewählten Tools vorgestellt, um den Grad der Abdeckung jedes Werkzeugs in Bezug auf den Bedarf an Gasspeicherung aufzuzeigen. Tabelle 21 zeigt die wichtigsten Stärken und Schwächen der Tools gemäß dieser Bewertung.

Tabelle 21: Stärken und Schwächen der ausgewählten Tools für Gasspeichermodellierung

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Es ist möglich, relativ genaue Nachfrageprofile zu entwickeln.</li><li>▪ Umwelteinflüsse werden umfassend berücksichtigt.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Gasspeicher werden in den Tools nur beschränkt berücksichtigt.</li><li>▪ Die untersuchten Tools geben keine räumlichen Empfehlungen hinsichtlich Ausbau und Design des Gasnetzes.</li><li>▪ Mangelnde Möglichkeiten zur Erweiterung der Funktionalitäten (z.B. Art der verwendeten Leitungen, Kapazitäten, Verbindungen der Gasleitungen, ...) des Gasnetzes.</li><li>▪ Möglichkeit zur Beurteilung des Gasnetzes für die Aufnahme von Bio-Methan oder synthetischen Gasen ist beschränkt.</li></ul>

Tabelle 22 stellt den Grad der Abdeckung jedes Tools im Hinblick auf jedweden Bedarf an Gasspeichern dar.

Tabelle 22: Grad der Abdeckung der ausgewählten Tools für Anforderungen von Gasspeichern

#	Kat <sup>33</sup>	Anforderung	CityBES	MarketFlow	CitySim	HOMER	EnergyPLAN	EnergyPlus	TRNSYS	Balmorel	TIMES-MARKAL	CEA
1	TECH	Genauere Nachfrage-Lastprofile										
2	TECH	Bewertung der Nutzung des Gasnetzes zur Speicherung von Gas aus P2G (Power-to-Gas)										
3	TECH	Bewertung der Nutzung des Gasnetzes zur Einspeisung von Bio-Methan										
4	TECH	Bewertung des möglichen Ausbaus des Gasnetzes										
5	TECH	Bewertung der Aufrüstung des derzeitigen Gasnetzes zur Nutzung von Wasserstoff										
6	SP	Einsatz von Raumplanungsinstrumenten (z.B. GIS)										
7	OTH	Bewertung der Umwelteinflüsse der Energiespeicher										

Grad der Abdeckung Voll: Beinahe: Halb: Gering: Keine:

<sup>33</sup> Erforderliche Kategorien: Technisch (TECH), Räumlich (SP), Andere (OTH)

#### 4.6.2.4 Ergebnisse: Sektorkopplung

Die Bewertung der ausgewählten Instrumente wird vorgestellt, um den Grad der Abdeckung jedes Instruments im Hinblick auf jede Anforderung für die Sektorkopplung aufzuzeigen. Tabelle 23 zeigt die größten Stärken und Schwächen des Instruments gemäß der Bewertung.

Tabelle 23: Stärken und Schwächen der ausgewählten Tools für die Modellierung der Sektorkopplung

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Es ist möglich, relativ genaue Nachfrageprofile für Kraft-Wärme-Kopplung zu entwickeln.</li><li>▪ Energiestrategische Instrumente decken Power-to-Gas-Technologien relativ gut ab.</li><li>▪ Die Auswirkungen auf die Umwelt werden umfassend behandelt, einschließlich der Möglichkeit, grüne Tarife zu bewerten.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Bei den Operation Design Tools decken nur das HOMER- und das TRNSYS Tool Power-to-X Optionen relativ gut ab.</li><li>▪ Tools mit guten GIS-Informationenfunktionalitäten befassen sich nur in geringem Umfang mit der Sektorkopplung.</li></ul>

Tabelle 24 stellt den Grad der Abdeckung jedes Tools im Hinblick auf jede Anforderung für die Sektorkopplung dar.

Tabelle 24: Grad der Abdeckung der ausgewählten Tools im Hinblick auf die Anforderung für die Sektorkopplung

#	Kat <sup>34</sup>	Anforderung	CityBES	MarketFlow	CitySim	HOMER	EnergyPLAN	EnergyPlus	TRNSYS	Balmorel	TIMES-MARKAL	CEA
1	SC	Bewertung von Kraft-Wärme-Technologien										
2	SC	Bewertung von Power-to-Gas-Technologien (insbesondere P2H <sub>2</sub> und P2M)										
3	SC	Bewertung von Power- to-Vehicle Technologien										
4	OTH	Bewertung der Umwelteinflüsse von P2X										
5	OTH	Bewertung von CO <sub>2</sub> -Besteuerung unter Verwendung von "Grünem Strom "										

Grad der Abdeckung    Voll:    Beinahe:    Halb:    Gering:    Keine:

<sup>34</sup> Anforderungskategorien: Sektorkopplung (SC), Andere (OTH)

## **4.7 Fallbeispiel Graz: Simulation eines saisonalen Kavernenspeichers**

### **4.7.1 Allgemeine Energieziele und Vision 2050**

Im Jahr 2018 hat die Stadt Graz den Energiemasterplan (Götzhaber und Maili 2018) aktualisiert, in dem die wesentlichen Rahmenbedingungen, Strategien und Maßnahmen der Stadt Graz zum Thema Energie und Klimaschutz zusammenfasst werden. Die wesentlichen Themen und Schwerpunkte lauten wie folgt:

- Energieraumplanung
- Förderungen
- Wärmeversorgung Graz 2020/2030
- Bewusstseinsbildung
- Treibhausgasbudget
- Klimawandelanpassung
- Energiemasterplan 2020+

Graz soll mithilfe dieses Konzeptes zu einer smarten City werden, die energieeffizient, ressourcenschonend und emissionsarm ist und neueste Energietechnologien anwendet. Die Erhöhung der Anschlussdichte im bestehenden Fernwärme- und Erdgasnetz sowie die Steigerung der Energieeffizienz und der Ersatz von festen Brennstoffen für die Raumheizung und Warmwasserbereitung durch leitungsgebundene Energieträger haben oberste Priorität (Götzhaber und Maili 2018).

Gemäß dem Masterplan ist auch die Vision Energie 2050 festgelegt, in der die Ziele für das Jahr 2050 definiert sind. Ziel ist ein nachhaltiges energetisches Gleichgewicht, in dem die benötigte Gesamtenergie vollständig in der Region und von erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird. Weitere wichtige Punkte sind die Bereitstellung kostengünstiger und effizienter Infrastruktur zum Energieausgleich und zur Speicherung, sowie das energieeffiziente Verhalten der Bürgerinnen und Bürger (Götzhaber und Maili 2018).

#### **4.7.1.1 Fernwärmeentwicklung bis 2050**

In Graz spielt Fernwärme in der Wärmeversorgung nicht nur derzeit, sondern auch für die zukünftige Energiewende und Versorgungssicherheit der Stadt eine große Rolle. Um dies gewährleisten zu können und die Ziele für 2050 gemäß dem Masterplan erreichen zu können, sind Entwicklungskonzepte für die nächsten Jahrzehnte unumgänglich.

Die Vision Energie 2050 enthält auch die Fernwärmeziele der Stadt Graz bis 2050. Das Ziel ist der Bezug der gesamten Fernwärmeenergie aus erneuerbaren Energiequellen und Abwärme. Mit den bereits vorhandenen Technologien ist eine Abdeckung von mindestens 73% möglich. Für eine 100%-Deckung ist eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen für den Antrieb der Wärmepumpen und der P2H-Anlagen im Winter und eine Bereitstellung der Hochtemperaturwärme für die Absorptionswärmepumpen aus erneuerbaren Quellen notwendig.

2017 lag der Anteil erneuerbarer Quellen in der Grazer Wärmeaufbringung bei ca. 25%. Das Ziel ist ein Anteil von 50% bis 2027 und eine vollständig erneuerbare Wärmeerzeugung bis 2050. Dies soll

unter anderem mit einem Umbau in ein smartes Fernwärmesystem mit einer größeren Anzahl von dezentralen Einspeiseanlagen auf Basis erneuerbarer Energien und Abwärme und einem Absenken der Rücklaufemperatur zur Netzoptimierung erfolgen. Ein smartes System setzt auf vernetzte Technologien, fördert Partnerschaften mit Kundinnen und Kunden und setzt intelligente Informations- und Kommunikationstechnologien ein.

Folgende Maßnahmen zum Ausbau des Fernwärmesystems im Raum Graz sind geplant (Götzhaber und Maili 2018)

- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger im Gesamtsystem Fernwärme.
- Schaffung von Anreizen für Fernwärme-Umstellungen und die Errichtung von thermischen Solaranlagen (z.B. durch Förderungen).
- Energieeffizienzsteigerungsprojekte im Bereich Fernwärmenetze, Wärmeaufbringung und -speicherung sowie bei Kundenanlagen.
- Information, Beratung und Bewusstseinsbildung zu den Themen Fernwärme (z.B. im Rahmen der Grazer Energiegespräche).
- Gleichwertige Beachtung der Grundsätze Ökologisierung, Leistbarkeit und Versorgungssicherheit beim Ausbau des Grazer Fernwärmesystems.
- Entwicklung einer Energieraumplanung für Graz.

#### **4.7.2 Fernwärmenetz und saisonale Thermalspeicher in Graz**

Das Fernwärmenetz in Graz trägt zum Erreichen der Energie- und Umweltziele bei. Die Wärme wird in hocheffizienten KWK-Anlagen und Spitzenlastkesseln im Großraum Graz sowie aus industrieller Abwärme, Biomassekessel und aus thermosolaren Großanlagen generiert. Die Vorlaufemperatur beträgt im Winter maximal 120°C und im Sommer ca. 75°C ab Wärmeerzeugungsanlage und der Rücklauf hat eine Temperatur zwischen 55 und 60°C. Die Anlage ist ganzjährig im Betrieb und versorgt über 75.000 Haushalte.

Der Einsatz saisonaler Wärmespeicher wird zunehmend eine Schlüsselrolle für die Speicherung von Überschüssen aus Abwärme und erneuerbaren Quellen spielen, da bereits derzeit beispielsweise sommerliche Abwärmeüberschüsse ungenutzt bleiben. Eines der wichtigsten Projekte in Bezug auf Lastspitzenglättung und Kurzzeitspeicherung von Wärme aus erneuerbaren Quellen (Solarthermie, Abwärme) stellt das Projekt HELIOS dar. Im Dezember 2017 wurde im Zuge dessen ein druckloser Wärmespeicher auf dem Gelände der „Altdeponie Köglerweg“ in Betrieb genommen. Mit ihm können Leistungsspitzen im Fernwärmenetz mithilfe von erneuerbarer Energie abgedeckt werden. Er wird über eine 2.000 m<sup>2</sup> große Solarthermie-Anlage, ein Deponiegas-Blockheizkraftwerk und eine P2H Anlage geladen und ist direkt an das Fernwärmenetz angeschlossen. Der Speicher ist 26 m hoch, besitzt einen Durchmesser von 12 m und ein Nutzvolumen von 2.500 m<sup>3</sup>. Die Entladeleistung beträgt im Regelbetrieb ca. 3,5 MW und kann mit einer Spitzenlast von 10 MW betrieben werden. Der jährliche Wärmeertrag liegt derzeit bei ca. 2,5 GWh.

Dieses Projekt soll in Zukunft weiter ausgebaut werden. Eine Erweiterung der Kollektorfläche auf 10.000 m<sup>2</sup> ist geplant und die Anlage soll im Endausbau einen jährlichen Wärmeertrag von ca. 5,7 GWh erreichen (GEA 2019).

Ein weiteres großes Projekt wurde durch die Nutzung industrieller Abwärme aus dem Stahl- und Walzwerk Marienhütte mithilfe hocheffizienter Großwärmepumpen umgesetzt. Die Wärme wird im „Power Tower“ gespeichert und kann in das Niedertemperatur-Nahwärmenetz „Reininghaus“ mit ca. 69°C, sowie in das Fernwärmenetz Graz mit einer Temperatur von bis zu 95°C eingespeist werden. Die Anlage besteht aus zwei hocheffizienten Industrie-Großwärmepumpen mit einer Leistung von je 5,75 MW (GEA 2019).

Auch in Zukunft sind weitere Projekte zum Thema Speicher geplant. Mit dem Projekt Big Solar Graz wurde eine Machbarkeits- und Detailstudie für eine thermische Großsolaranlage in Verbindung mit Langzeitspeicher mit dem Ziel einer bis zu 20-prozentigen Deckung des jährlichen Fernwärmebedarfs erstellt. Das Konzept besteht aus einem Kollektorfeld (bis 450.000 m<sup>2</sup>) in Verbindung mit einem Saisonspeicher (Erdbeckenspeicher bis insgesamt 1.800.000 m<sup>3</sup>) und Absorptionswärmepumpen. Derzeit erfolgt eine Redimensionierung der Anlage aufgrund limitierter Flächenverfügbarkeit.

### **4.7.3 Abwärmenutzung-Potenziale in Graz**

Ein Drittel des europäischen Energiebedarfs wird von der Industrie beansprucht und ein großer Anteil dieser Energie geht in industriellen Produktionsprozessen als Abwärme verloren. Um dies zu verhindern kann die Abwärme für interne Prozesse eingesetzt werden oder extern, z.B. als Fernwärme oder in Nachbarbetrieben, genutzt werden. Dazu müssen die grundlegenden Daten der Abwärmemenge, der Temperaturen und des zeitlichen Profils bekannt sein. Diese Daten werden im Endbericht des Abwärmekatasters für Graz und ausgewählte Umlandgemeinden dargestellt (Brunner, Heigl, und Slawitsch 2009). Er zeigt die Abwärmepotenziale ausgewählter Betriebe und Firmen auf und stellt die mögliche Nutzung dieser Potenziale dar.

Die Studie gibt einen Überblick über die in Graz und Umlandgemeinden gesamte vorhandene Abwärme und stellt sie dem Energiebedarf in dieser Region gegenüber. Es wird hierbei zwischen drei verschiedenen Temperaturniveaus unterschieden (0-40°C, 40-100°C, >100°C). Die Auswertung zeigt, dass nahezu kein direkter Bedarf an Wärme niedrigen Niveaus (0-40°C) in den Betrieben besteht. Es könnte jedoch die Temperatur, beispielsweise mittels Wärmepumpe, angehoben werden oder die Abwärme für Niedertemperaturheizungen in Wohnhäusern oder Büros genutzt werden. Eine Einspeisung in das Fernwärmenetz wurde ab einer Temperatur von ca. 80°C angenommen. Hierfür kommen die beiden höheren Temperaturniveaus infrage, jedoch muss von Fall zu Fall die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit überprüft werden (Brunner, Heigl, und Slawitsch 2009).

Das größte Abwärmepotenzial wird im Grazer Stadtgebiet beim Stahl- und Walzwerk Marienhütte ausgewiesen. Aus diesem Betrieb werden bereits ca. 106.000 MWh jährlich in das Fernwärmenetz eingespeist (ca. 50% Direktnutzung und 50% über Wärmepumpe) und es laufen aktuell Detailstudien, um den Anteil der Abwärmenutzung noch weiter anzuheben.

Nutzung und Pläne zur Abwärmenutzung für Fernwärme:

Die Wärmeaufbringung für die Grazer Fernwärme erfolgt derzeit aus mehr als 20 Einspeiseanlagen. Neben der Wärme aus KWK-Anlagen, Biomassekessel-, Gaskessel-, Solarthermie- und P2H-Anlagen ist die Abwärme aus Gewerbe und Industrie eine wesentliche Säule bei der Dekarbonisierung der Wärmeaufbringung. Bereits im Jahr 1993 wurde die erste Abwärmenutzungsanlage für die Fernwärmeeinspeisung in Graz in Betrieb genommen (Stahl- und Walzwerk Marienhütte). In der

Zwischenzeit sind es über 20% der gesamten Fernwärmeaufbringung für den Großraum Graz und weitere Projekte sind in Ausarbeitung.

Da in den Sommermonaten die Wärmeaufbringung für die Fernwärme Großraum Graz bereits vorwiegend aus erneuerbaren Quellen und Abwärme erfolgt, bleiben Überschüsse von Abwärme aus Gewerbe- und Industriebetrieben in dieser Zeit ungenutzt. D.h. für einen weiteren Ausbau der Abwärmenutzung für die Grazer Fernwärme ist die Speicherung dieser Überschüsse aus dem Sommer in die Übergangszeit/den Winter unbedingt erforderlich.

In der Vision Fernwärme-Aufbringungsmix Großraum Graz 2040-2050 geht man davon aus (entsprechende Rahmenbedingungen vorausgesetzt), dass rund 25% der Wärmeaufbringung aus direkter Abwärmenutzung und weitere ca. 20 bis 25% aus Niedertemperatur-Abwärmenutzung über Wärmepumpen erfolgen kann. Der entsprechende Speicherbedarf („Saisonalspeicher“) um Überschusswärme aus den Sommermonaten in den Herbst und in den Winter zu transferieren, wird in dieser Studie mit etwa 5 Mio. m<sup>3</sup> abgeschätzt.

#### **4.7.4 Simulation von Kavernen-Saisonalspeichern für Grazer Fernwärme**

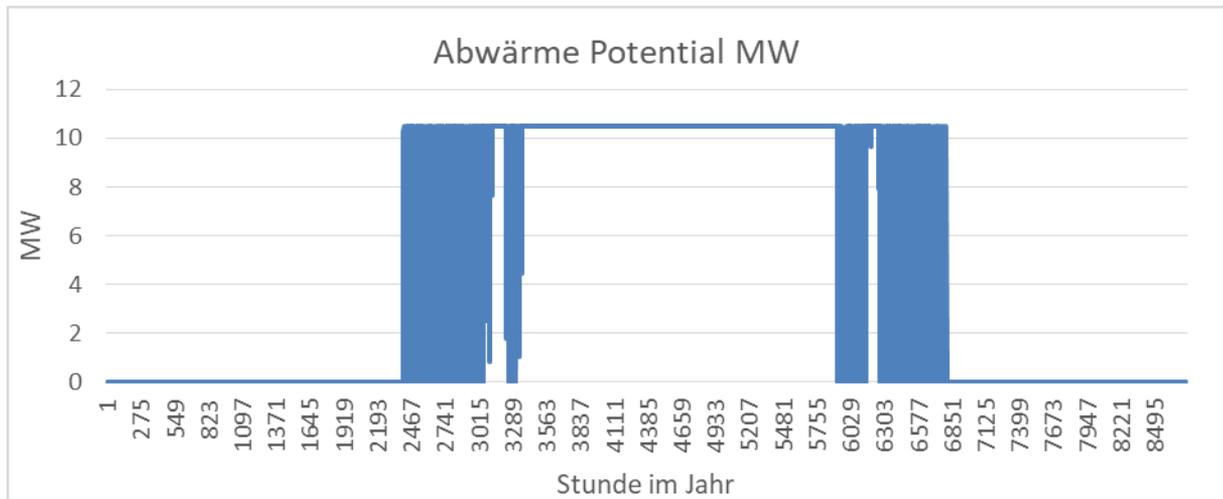
Beim Stakeholder Meeting am 24.2.2020 in Graz war das dominante Interesse der Teilnehmer:innen der Saisonalspeicher für die Fernwärme. Besonders intensiv wurde die Idee eines Kavernenspeichers von den Stakeholdern diskutiert. Attraktiv an dieser eher unbekanntem Technik ist, dass keine Freiflächen benötigt werden wie für einen Erdbeckenspeicher. Da der „Speicher in den Berg“ (bzw. im Untergrund) gebaut wird, gibt es keine Konkurrenz mit der Flächennutzung in der Stadt.

Aufgrund des großen Interesses an diesem Speichertyp wurde im Rahmen dieser Sondierung eine erste Simulation eines möglichen zukünftigen Kavernenspeicher-Einsatzes durchgeführt, mit dem Ziel, den Erlös aus dem Betrieb der Kaverne zu maximieren.

##### **4.7.4.1 Modelbeschreibung**

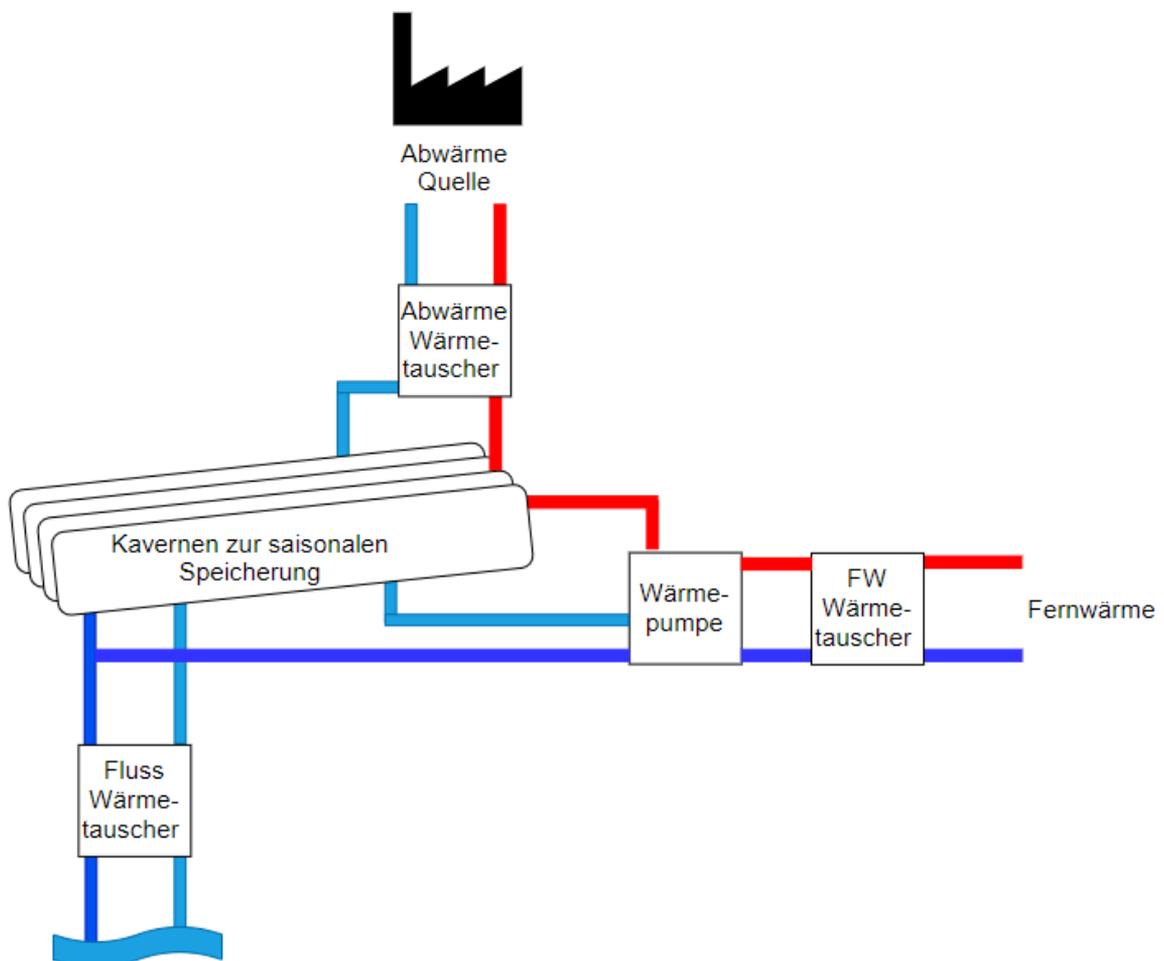
Für die Simulation wurde das DistricHeat Submodul von MarketFlow (vgl. Beschreibung in Kapitel 4.6.1) verwendet und erweitert. Für das Fallbeispiel Graz wurde angenommen, dass zwischen April und September 40 GWh an überschüssiger Abwärme aus der Industrie mit einer Temperatur von 95°C verfügbar sind. Im Winter wird diese Abwärme auch jetzt schon genutzt. Von April bis September gibt es je nach Witterungslage aber ein ungenutztes Abwärmepotenzial von 10,5 MW thermischer Leistung (siehe Abbildung 2). Der Simulation wurde das Wetter des Jahres 2007 zugrunde gelegt, da für dieses Jahr Daten verfügbar waren. In Abbildung 2 ist der angenommene Verlauf der zeitlichen Verfügbarkeit der Abwärme über das Jahr dargestellt. In Summe entspricht die verfügbare Menge ca. der bereits genannten 40 GWh an Abwärme.

Abbildung 2: Annahme zur Abwärme-Verfügbarkeit mit 95°C bei einem Wetter wie im Jahr 2007.



In Abbildung 3 ist ein Schema des Kavernenspeichers dargestellt.

Abbildung 3: Schema des simulierten Kavernenspeichers



In der Kaverne kann das Wasser mit maximal 95°C gespeichert werden. Da in Graz Fernwärmeverlauftemperaturen bis 120 °C auftreten, wird angenommen, dass die Wärmepumpe bei

der Entnahme des Wassers aus der Kaverne, dieses Wasser auf die erforderliche Vorlauftemperatur nachheizen muss. Als Technologien kommen unter anderem die Butan-Wärmepumpe oder die Rotations-Wärmepumpe des Herstellers Ecop<sup>35</sup> in Frage.

Wenn die Wärmepumpe im Winter das Wasser in der Kaverne als Wärmequelle verwendet, könnte sie durch Entzug der Wärme das Wasser in der Kaverne bis auf 5°C abkühlen. In diesem Fall könnte im Sommer beispielsweise der Fluss Mur Wärme bereitstellen, um das 5°C kalte Wasser in der Kaverne wieder auf 10-20°C zu erwärmen, bevor die Abwärme aus der Industrie das Wasser in der Kaverne weiter auf 90°C erwärmt (Modellannahme). Daher ist es in der Simulation auch möglich, Flusswasser als Wärmequelle zu nutzen. Dazu wäre es jedoch nötig, zur Trennung des Kavernenwassers von der Fernwärme und des Flusswassers, entsprechende Wärmeüberträger einzubauen. In der Simulation wird daher auch die Wirtschaftlichkeit eines solchen Wärmeüberträgers mitberücksichtigt und optimiert.

Das verwendete Modell simuliert den Betrieb der Anlagen über ein ganzes Jahr in stündlicher Auflösung und bestimmt auch die optimalen Kapazitäten der drei Wärmetauscher und die optimale Kapazität/Leistung der Wärmepumpe. Da in diesem Sondierungsprojekt keine Ressourcen für die thermodynamische Simulation der Wärmeausbreitung/Wärmewellen im Gestein verfügbar waren, musste diese erste Simulation ohne Berücksichtigung der Wärmeleitung im Gestein erfolgen. D.h. die Wärmeverluste der Kaverne im Gestein sind im Folgenden nicht berücksichtigt.

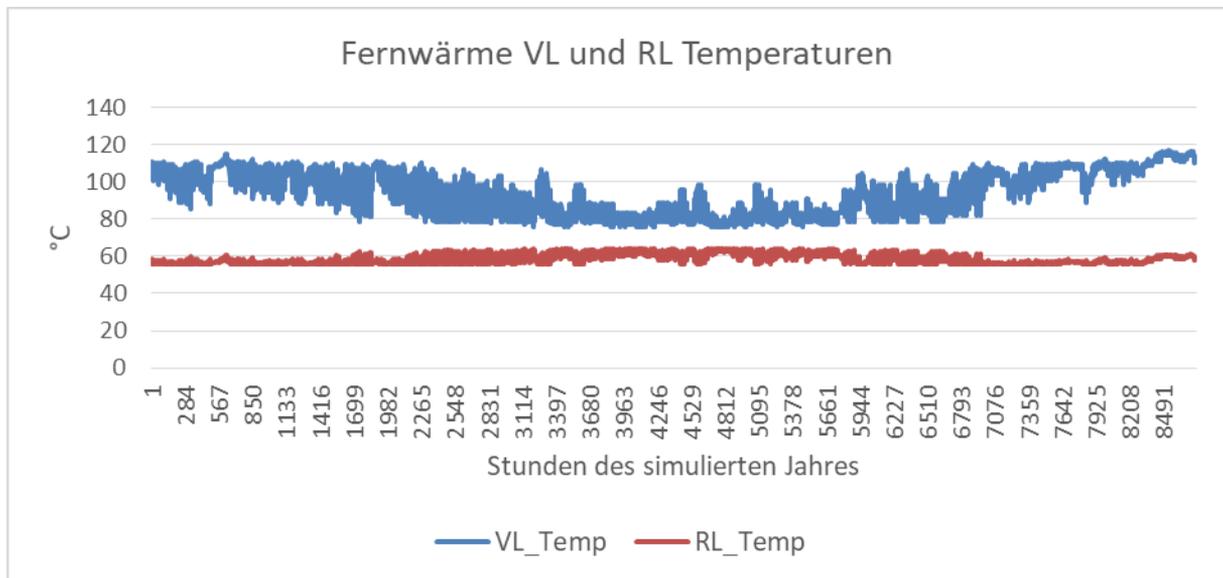
Da der Kavernenspeicher sich in dieser Annahme aus mehreren Tunnelröhren zusammensetzt, kann man die unterschiedlichen Temperaturschichten im Speicher auch durch die verschiedenen Kavernenröhren trennen. Es wird angenommen, dass das Wasser in der Kaverne in einem geschlossenen Kreislauf geführt wird. Die Entnahme von Wärme wird mithilfe der Wärmetauscher durchgeführt. Diese Wärmetauscher sind in der Simulation für eine Grädigkeit von 5°C (Unterschied zwischen Eintritts- und Austrittstemperatur aus dem Wärmetauscher) ausgelegt. D.h., dass die 95°C heiße Abwärme das Wasser in der Kaverne durch den Wärmetauscher auf 90°C erwärmen kann. Die Wärmepumpe kann es dann noch zusätzlich auf 95°C nachheizen.

Des Weiteren besteht theoretisch die Möglichkeit, dass die Wärmepumpe Wärme bei geringeren Temperaturen bereitstellt (z.B.: die Fernwärme-Rücklauftemperatur nur um 10°C anhebt) und diese durch andere Fernwärmeerzeuger nachgeheizt wird. Entsprechende Rahmenbedingungen im Netz vorausgesetzt, führt dies bei einigen Technologien (Müllverbrennungen, Biomasseheizwerke) zu keinem Verlust des Wirkungsgrades dieser Technologien. Da eine Wärmepumpe eine höhere Effizienz / COP (Coefficient of Performance) erreicht, je niedriger die Temperaturen sind, die sie bereitstellen muss, wäre dieser Fall dem zuvor beschriebenen sogar vorzuziehen. Ob dieses Nachheizen mit einer anderen Technologie funktioniert, hängt von der Position im Fernwärmenetz und den Details des Wärmeerzeugers ab. Da diese Details in diesem Sondierungsprojekt für Graz nicht bekannt sind, wurde hier daher angenommen, dass die Wärme aus der Kaverne für die Fernwärme immer mit den aktuellen FW-Netz Vorlauftemperaturen bereitgestellt werden muss (siehe Abbildung 4).

---

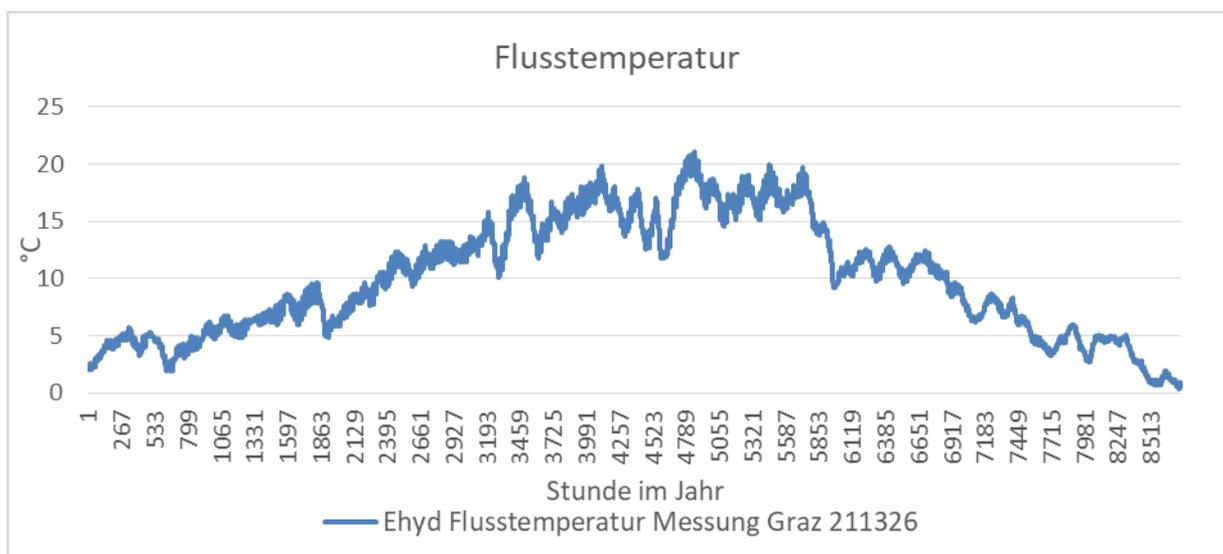
<sup>35</sup> <https://www.ecop.at/de/produkt/>

Abbildung 4: Annahmen zur Fernwärme Vorlauf- und Rücklauf­temperatur in Graz für das Wetter wie im Jahr 2007



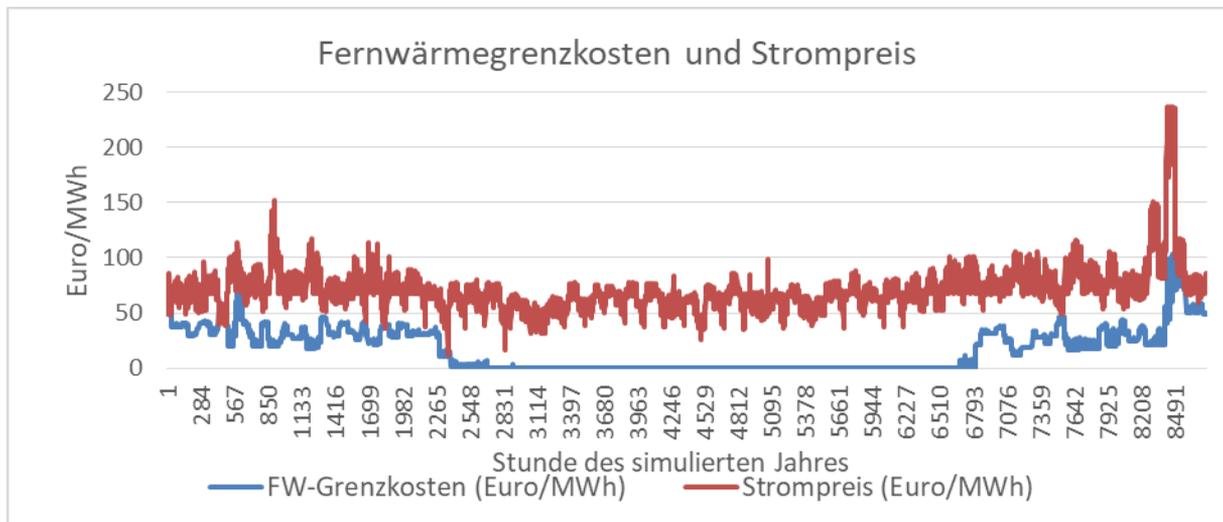
In Abbildung 5 sind stündliche Messwerte der Wassertemperaturen der Mur bei Graz 2007 dargestellt. Die Messwerte stammen von der hydrologischen Datenbank eHYD (eHYD 2020).

Abbildung 5: Stündliche Messdaten der Wassertemperatur der Mur bei Graz im Jahr 2007 (eHYD, 2020)



In Abbildung 6 sind die Simulationsannahmen zum Spotmarktpreis für Strom 2030 und die prognostizierten Fernwärmegrenzkosten für das Jahr 2030 dargestellt. Diese Preiskurven sind das Ergebnis aus Szenarien-Simulationen aus vergangenen Forschungsprojekten für österreichische Fernwärmenetze (Totschnig et al., 2017). Diese Preiskurven wurden im Rahmen der Sondierung nicht für Graz angepasst.

Abbildung 6: Annahmen zum Spotmarktpreis für Strom und Fernwärmegrenzkosten. (Rot: Strompreise; blau: Fernwärmegrenzkosten) (Totschnig et al., 2017).



In Tabelle 25 werden wichtige Modellparameter für die Kavernensimulation zusammengefasst.

Tabelle 25: Modellparameter für die Kavernensimulation<sup>36</sup> (Annahmen für Wärmepumpe und Wärmetauscher (Energistyrelsen 2016))

Parameter	Investitionskosten
Kavernen	50-140 €/m <sup>3</sup>
Wärmepumpe ohne Wärmequelle	800 €/kW thermisch
Wärmetauscher für Abwärme Anschluss an die Kaverne	85 €/kW thermisch bei 5°C Grädigkeit
Wärmetauscher für Wärmeentnahme aus der Kaverne	86 €/kW thermisch bei 5°C Grädigkeit
Wärmetauscher für Wärmeentnahme aus dem Fluss	87 €/kW thermisch bei 5°C Grädigkeit

Parameter	Abschreibung
Zinssatz	5% (WACC- weighted average cost of capital)
Abschreibedauer Kaverne	60 Jahre
Abschreibedauer Wärmepumpe	15 Jahre

<sup>36</sup> Annahmen für Kaverne basieren auf Experteneinschätzung- Gespräch (2020) mit Franz Georg Piki, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, TU Graz

#### 4.7.4.2 Saisonale Wärmespeicher: CTES - Cavern Thermal Energy Storages

In CTES wird Energie als heißes Wasser in einer unterirdischen Kaverne gespeichert. Diese Systeme haben eine sehr hohe Speicherkapazität. Mögliche Strukturen für CTES sind verlassene Minen, Tunnel oder Felshöhlen, natürliche Karststrukturen und insbesondere künstlich gebaute Kavernen (K.S. Lee 2013). Diese Speicheroptionen sind technisch machbar, die Wirtschaftlichkeit hängt von den Investitionskosten ab. Der Wiederaufbau bestehender Kavernen oder stillgelegter Minen könnte für CTES ökonomisch vorteilhaft sein (B. Nordell 2012).

In diesen Systemen sind größere Wärmeverluste durch das Aufwärmen der umgebenden Gesteinsmassen in den ersten Jahren des Aufladens charakteristisch. Nach dieser Zeit entwickelt die Kaverne einen relativ stabilen thermischen Kern mit abnehmender Temperatur, ausgehend vom Zentrum als wärmsten Punkt. Wärmeverluste können auch später nach wie vor auftreten, diese sollten jedoch während eines saisonalen Betriebszyklus unter günstigen Bedingungen weniger als 10% betragen, da trockenes Gestein im Allgemeinen ein schlechter Wärmeleiter ist. Es ist auch wichtig, ein geschichtetes Temperaturprofil in der Kaverne aufrechtzuerhalten. Um dies zu erleichtern, muss oben im Speicher heißes Wasser injiziert und unten kälteres Wasser entnommen werden (K.S. Lee 2013).

Bei der Planung von CTES in großem Maßstab müssen verschiedene Faktoren berücksichtigt werden, z. B. die Abschätzung und Kontrolle des thermischen, hydrologischen und mechanischen Verhaltens von Gesteinsmassen und Speicherkavernen, die Gewährleistung der Struktursicherheit, die Auswahl eines geeigneten Gesteins und die thermisch induzierte Umweltbelastung. Dieser letzte Punkt hängt mit der Temperaturänderung der Wasseroberfläche und des Grundwassers und der entsprechenden Auswirkung auf die Vegetation zusammen (Park u. a. 2014).

Es gibt weltweit nur wenige Beispiele für CTES, die ersten beiden sind die schwedischen Avesta- und Lyckebo-Speicher. Der Avesta-Speicher wurde 1981 zu Forschungszwecken gebaut. Er ist ein kurzfristiger Energiespeicher mit einer Kapazität von 15.000 m<sup>3</sup> und wird mit Wärme aus Verbrennung gespeist. Der Lyckebo-Wärmespeicher wurde 1984 gebaut und ist an das Fernwärmenetz von Uppsala angeschlossen (B. Nordell 2012). Er hat die Form eines Kavernen-Rings mit einer Höhe von 30 m, einer Breite von 18 m und einem Durchmesser von 75 m. Die Kavernenfirste liegen 30 m unter der Geländeoberfläche. Das Speichervolumen beträgt 100.000 m<sup>3</sup> und die Kavernenwände sind nicht thermisch isoliert (C. Brunström, B. Efring, und J. Claeson 1987). Das Wasser in der Kaverne hat eine Maximaltemperatur von 90 °C und kann zwischen den Jahreszeiten 5.500 MWh Wärme speichern. Der Lyckebo-Speicher funktioniert mit Wärmeverlusten von etwa 10% gut, mit Ausnahme der Ablagerungen im Wärmetauscher (Bergensund, Eriksson, und Häger 2015).

Das Energieunternehmen Helen Oy plant den Bau eines CTES in Helsinki. Er soll an das Fernwärmenetz angeschlossen werden und an den kältesten Wintertagen den Start zusätzlicher Erdgas- und Ölheizkraftwerke verhindern. Der Speicher besteht aus drei großen Kavernen, in denen zuvor Schweröl gelagert wurde. Es wird eine Speicherkapazität von 260.000 m<sup>3</sup>, eine Wärmeleistung von 120 MW bei einer Vollast-Betriebszeit von vier Tagen und bei je zwölf vollen Speicherzyklen pro Jahr erwartet. Je Speicherzyklus können 11.600 MWh thermische Energie gespeichert werden (Helen Oy 2018).

#### 4.7.5 Simulationsergebnisse

Die Simulationen sollen eine erste Grobschätzung bieten, wie ein Kavernenspeicher betrieben werden könnte. Dabei liegt der Fokus auf dem nach Möglichkeit wirtschaftlichen Betrieb des Kavernenspeichers (optimierter Modellfall). In Tabelle 26 wird eine Übersicht über die Simulationsergebnisse gegeben.

Tabelle 26: Übersicht über die Simulationsergebnisse

Sim. Nr.	Kavernen-Volumen (m <sup>3</sup> )	Zielkosten Kaverne (€/m <sup>3</sup> )	Abwärmenutzung (MWh)	WP Strom - WP Verluste (MWh)	Flusswasser-wärme (MWh)	Zwischen-Speicher (MWh)	Summe Wärmeabgabe der Kaverne (MWh)	Mittlerer COP der WP
1	200.000	95	21.519	13.510	0	105.590	140.622	4,9
2	500.000	59	39.070	21.937	4.894	129.763	195.664	4,8
3	500.000 (FW-Preis 50% höher)	118	39.070	27.315	8.170	146.741	221.297	4,2
4	700.000	48	39.070	27.584	15.936	134.199	216.789	4,9

Die Ergebnisse fußen auf den Kostenannahmen aus Tabelle 25 und den Annahmen über die Strom- und Fernwärmegrenzkosten 2030 (siehe Abbildung 6). Die Fernwärmegrenzkosten werden auch durch einen Speicher verändert. Unter variierenden Annahmen wurden verschiedene Kavernengrößen untersucht, um 40 GWh an Abwärme zu speichern. Bei einer Kavernengröße von 200 000 m<sup>3</sup> (Tabelle 26, Sim. Nr. 1) kommen die Simulationen zu dem Ergebnis, dass nur ca. 22 GWh der Abwärme gespeichert werden können. In diesem Fall darf die Kaverne 95 Euro/m<sup>3</sup> kosten, um wirtschaftlich betrieben werden zu können.

Bei 500 000 m<sup>3</sup> Kavernengröße (Tabelle 26, Sim. Nr. 2) können die vollständigen ca. 40 GWh verfügbarer Abwärme genutzt werden. Da die Wärmepumpe mit Strom dem System zusätzlich Wärme zuführt, trägt dies, abzüglich der Wärmepumpen-Wärmeverluste, ca. 22 GWh an nutzbarer Wärme bei. Durch Verwendung des Flusswassers können zusätzliche ca. 5 GWh an Wärme beigetragen werden. Die Kaverne wird im Winter - nach dem Entleeren der saisonal gespeicherten Wärme - auch umfangreich (130 GWh) als Ausgleichsspeicher für die Fernwärme genutzt.

In der Simulation wurde die Wärmetauscherkapazität für die Einspeisung von Wärme aus dem Speicher in die Fernwärme auf 60 MW thermisch begrenzt, da der Speicher alleine ohne Rückkopplung mit dem Fernwärmesystem simuliert wird. Die 60 MW sind eine Modellannahme für eine obere Grenze für die Schwankungen der Fernwärmennachfrage im Winter um den Wochenmittelwert. Somit ergibt sich eine gesamte Wärmeabgabe der Kaverne an die Fernwärme von etwa 196 GWh (Tabelle 26, Sim. Nr. 2). Die Zielkosten für einen wirtschaftlichen Betrieb der Kaverne sind in diesem Fall 59 Euro/m<sup>3</sup>. Unter der Annahme, dass die Fernwärmegrenzkosten im Jahr 2030 50% höher liegen könnten als in Abbildung 6 (Tabelle 26, Sim. Nr. 3), dann ergeben sich Zielkosten für die Kaverne von 118 Euro/m<sup>3</sup>. Wenn die Kaverne noch größer ist (Tabelle 26, Sim. Nr. 4), wird sie zunehmend auch als saisonaler Speicher für Wärme aus dem Wasser der Mur genutzt.

Der mittlere COP der Wärmepumpe ist in allen Fällen zwischen 4 und 5. Definiert man die thermische Kapazität der Kaverne mit der Spreizung von 36,5°C (zwischen 95°C Speichertemperatur und der mittleren Rücklauftemperatur 58,5°C), entspricht die entnommene Wärmemenge von ca. 195 GWh dem 9-fachen der thermischen Kapazität (21 GWh).

In Tabelle 27 sind die Parameter der Wärmeeinspeisung und der Wärmeentnahme dargestellt. 5% der Wärmeentnahme können bei Vorlauftemperaturen von 90°C oder kleiner direkt aus dem Speicher erfolgen. 95% der Wärmeentnahme werden mittels Nachheizens durch die Wärmepumpe bei Vorlauftemperaturen mehr als 90°C bereitgestellt. Die Wärmepumpe hat eine Leistung von 18 MW elektrisch oder 87 MW thermisch bei einem COP von 4.8. Die Wärmepumpe erreicht 1.400 Volllaststunden, bezogen auf die elektrische Nennleistung.

Tabelle 27: Wärmebilanz des simulierten Kavernenspeichers

Wärmeeintrag	MWh	Wärmeentnahme	MWh
Abwärme	39.070	Direkte Nutzung von Speicherwärme bei Vorlauf-Temp. <= 90°C	9.898
Wärmepumpe	25.742	Bereitstellung mittels Wärmepumpe bei Vorlauf-Temp. > 90°C	185.766
Wärmepumpenverluste	-3.805		
Zwischenspeicherung	129.763		
Flusswasser	4.894		
<b>Summe</b>	<b>195.664</b>	<b>Summe</b>	<b>195.664</b>

Nachfolgende Abbildungen zeigen die Wärmeeinspeisung direkt aus dem Speicher (Abbildung 7) sowie mittels Nachheizung durch die Wärmepumpe (Abbildung 8).

Abbildung 7: Zeitreihe der Einspeisungen bei Vorlauftemperaturen <=90° C direkt aus dem Fernwärmespeicher

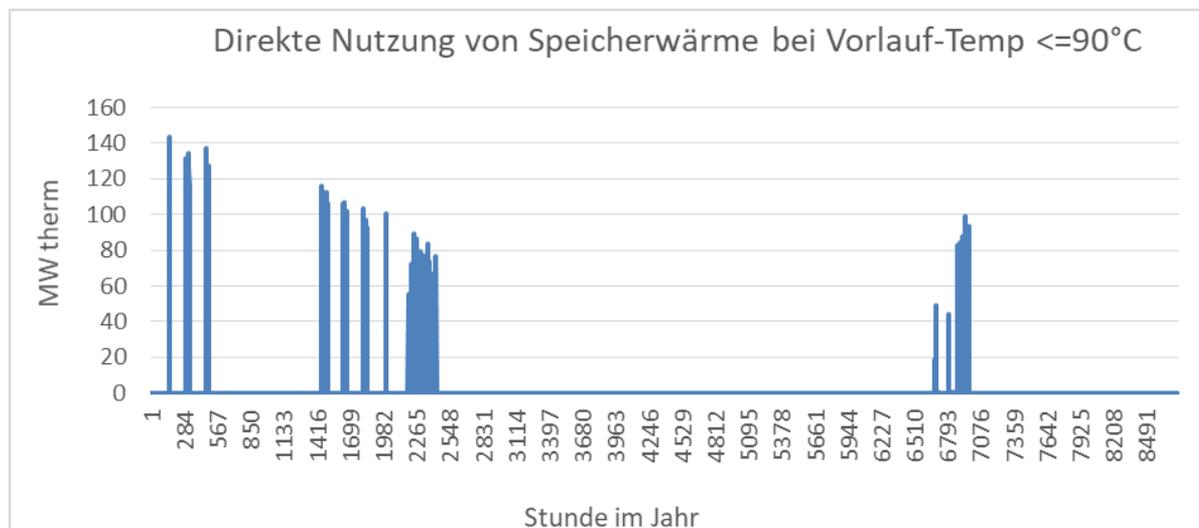
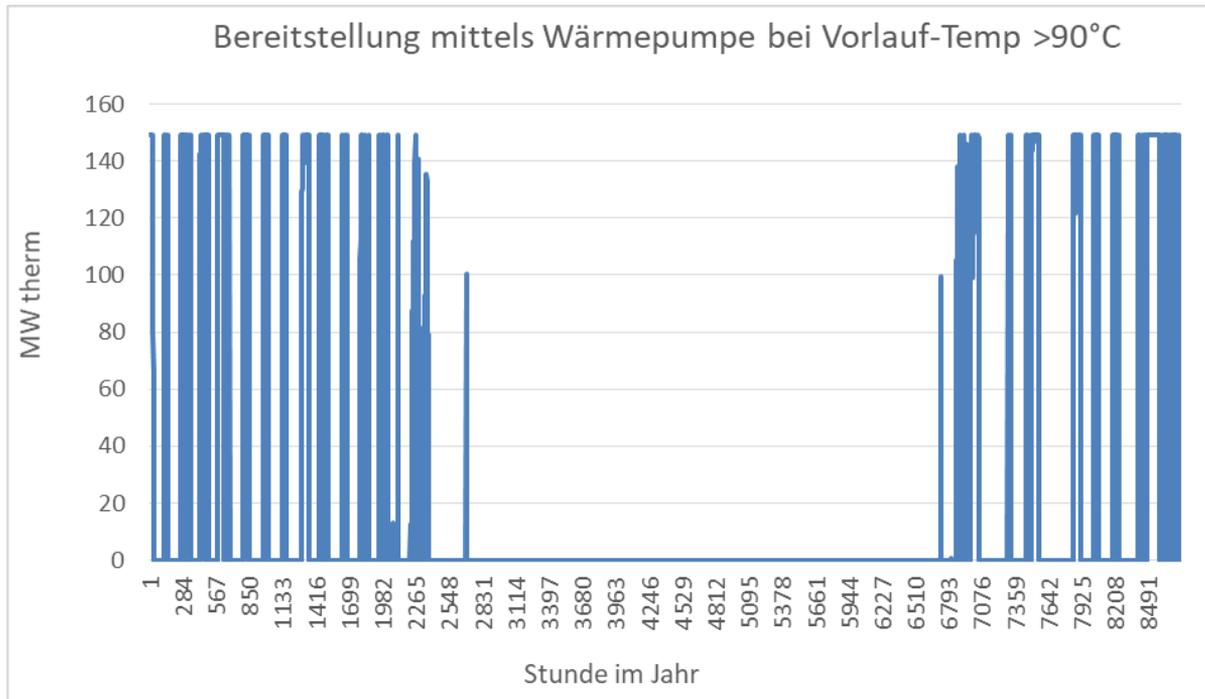


Abbildung 8: Zeitreihe der Einspeisungen bei Vorlauftemperaturen >90° C mittels Nachheizens durch die Wärmepumpe



In Abbildung 9 bis Abbildung 12 sind die zeitlichen Verläufe der Wärmeeinträge in die Kaverne dargestellt.

Abbildung 9: Abwärme-Einspeisung für Sim Nr. 2

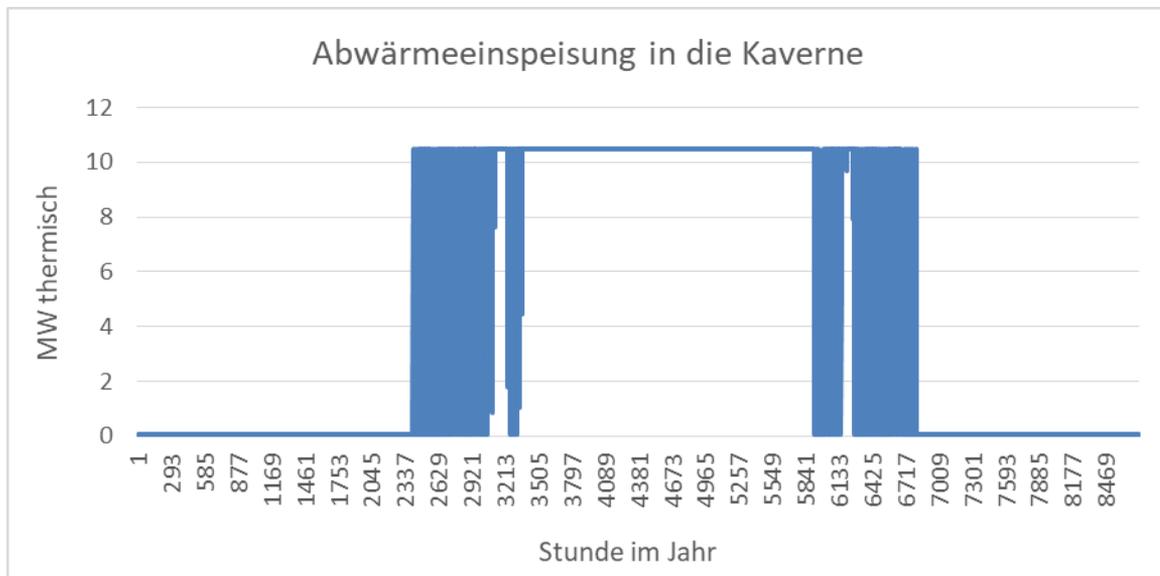


Abbildung 10: Zwischenspeicherung von Fernwärme aus dem Fernwärmenetz in der Kaverne.

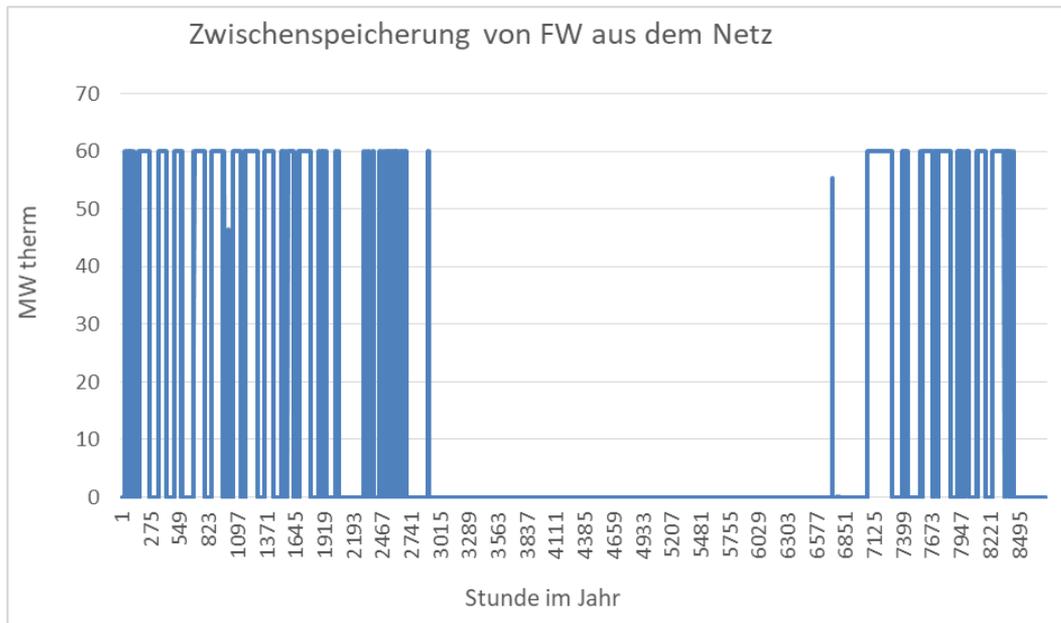
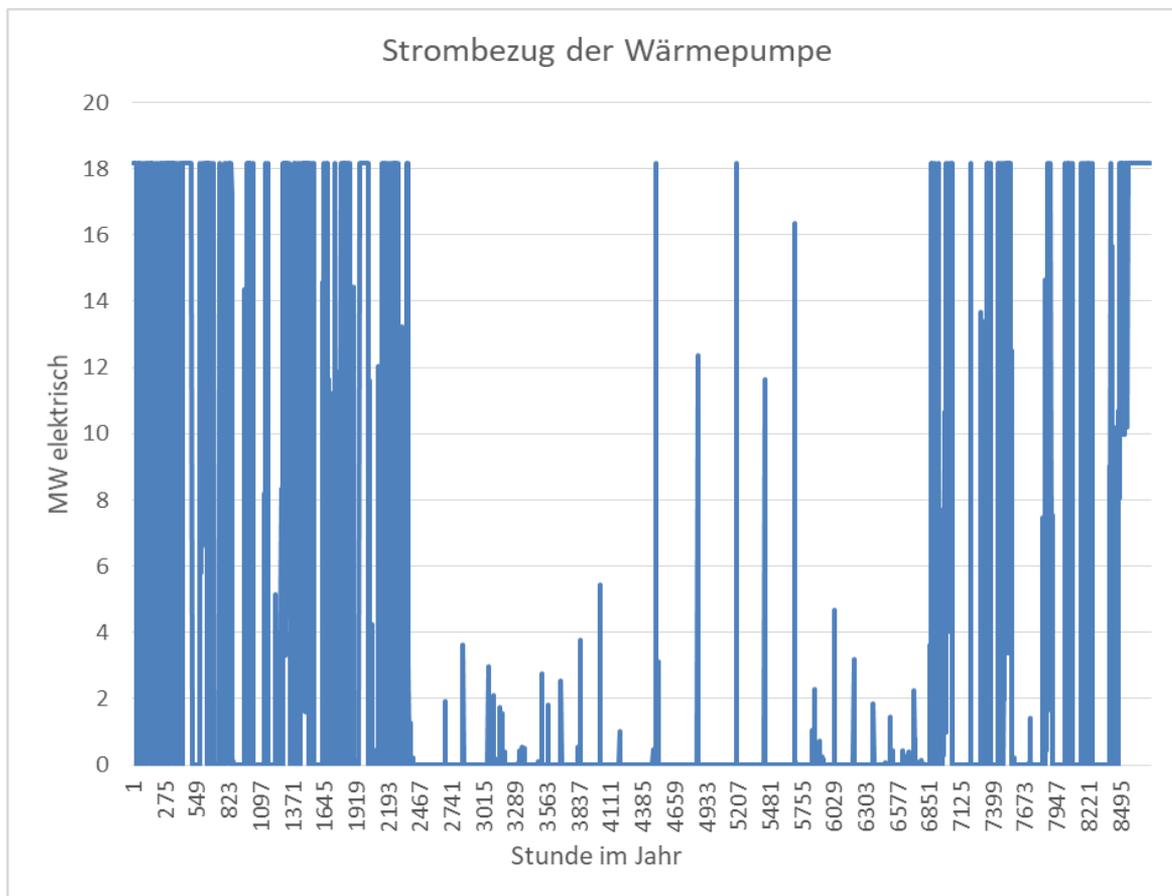
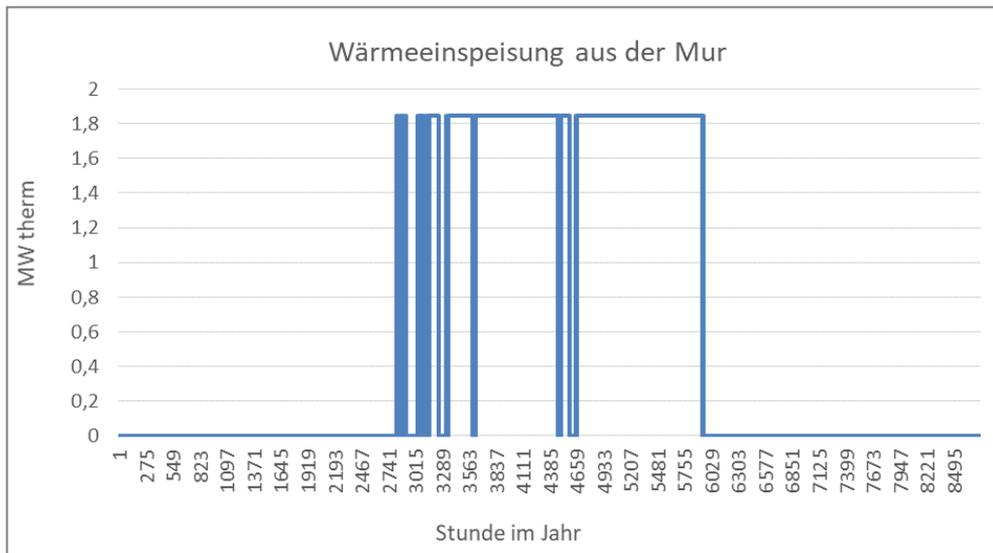


Abbildung 11: Strombezug der Wärmepumpe im Saisonspeicher



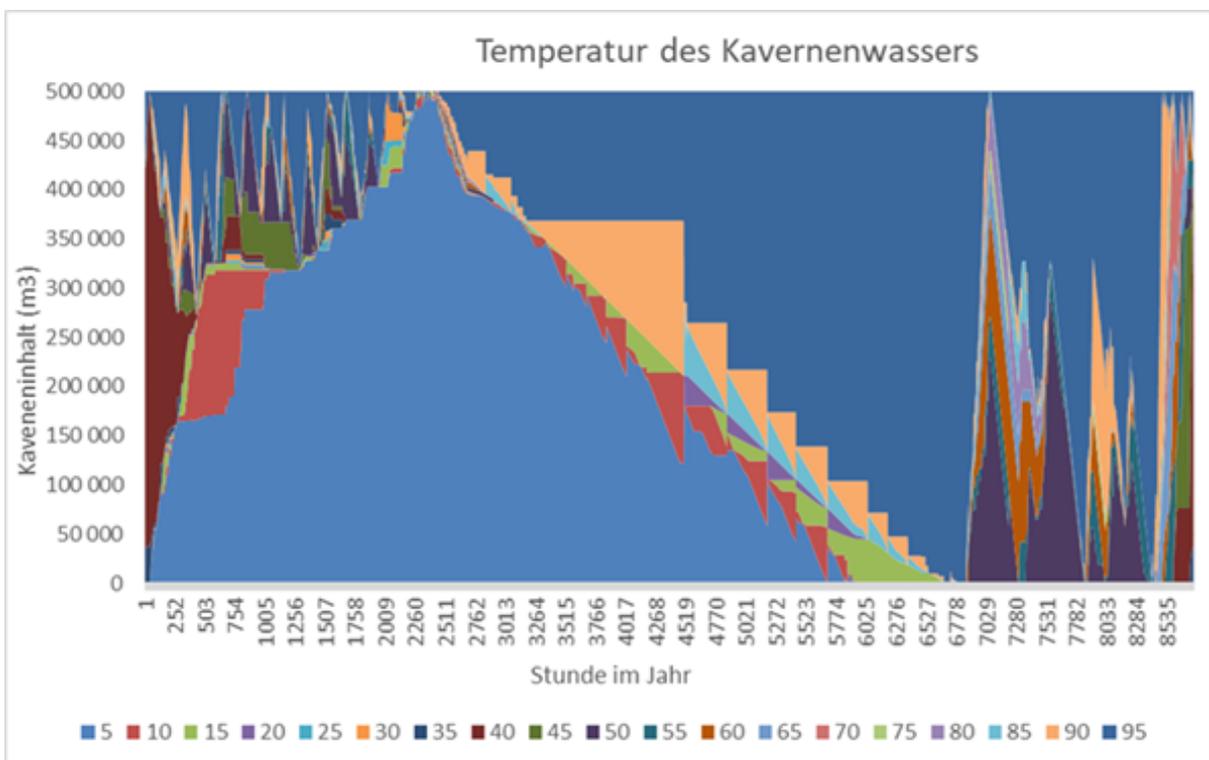
In Abbildung 12 ist ersichtlich, dass die Wärmeentnahme aus der Mur im Sommer erfolgt, in etwa gleichzeitig mit der Abwärmeeinspeisung in den Saisonspeicher.

Abbildung 12: Wärmeentnahme aus der Mur



In Abbildung 13 sind die Speicherfüllstände bei den verschiedenen Temperaturniveaus in den verschiedenen Kavernen dargestellt. Der hellblaue Berg links bis zur Mitte der Grafik ist 5°C kaltes Wasser. Es entsteht im Frühling, wenn die letzte Wärme dem Speicher mittels der Wärmepumpe entzogen wird und das Wasser in der Kaverne bis 5°C abkühlt. Über den Sommer wird der Speicher mittels Wärme aus der Mur und aus der Abwärmequelle regeneriert. Im Herbst ist der Speicher mit 95°C heißem Wasser gefüllt (durch die Wärmepumpe von 90 auf 95° erhitzt). Diese Wärme wird rasch genutzt und im Folgenden wird der Speicher als Ausgleichsspeicher für die Fernwärme verwendet. Im Frühling wird der Speicher wieder bis auf 5°C abgekühlt.

Abbildung 13: Simulation des Temperaturverlaufes in den Speicher-Kavernen über das Jahr



#### **4.7.6 Fazit**

Aufgrund des großen Interesses an Kavernenspeichern im Stakeholder Meeting in Graz wurde eine erste grobe Evaluierung eines möglichen Betriebs eines Kavernenspeichers für die Grazer Fernwärme durchgeführt. Es wurden vier Szenarien simuliert. Die Zielkosten für die Kaverne, um eine Wirtschaftlichkeit des Saisonspeichers zu erreichen, betragen 50 bis 120 €/ m<sup>3</sup>, abhängig von den Szenarien-spezifischen Annahmen. Ab einer Kavernengröße von rd. 400 000 m<sup>3</sup> können im wirtschaftlich optimierten Betrieb 40 GWh an verfügbarer Abwärme gespeichert werden. Die Kaverne wird in den angenommenen Szenarien aber auch als Zwischenspeicher für die Fernwärme und als Saisonspeicher für Flusswasser-Sommerwärme genutzt.

In diesem Sondierungsprojekt zu urbanen Energiespeichern wurde keine thermodynamische Simulation des Gesteins und auch keine ganzheitliche Simulation des Grazer Fernwärmenetzes durchgeführt. Es fehlen also bei dieser ersten Betrachtung die Wärmeverluste und -gewinne durch die Wärmeleitung im Gestein und die Rückkopplung zwischen Speicher und der Fernwärmeerzeugung. Diese Problemstellungen verbleiben als offene Forschungsfragen für ein Folgeprojekt.

### **4.8 Fallbeispiel Weiz: Simulation eines Batteriespeichers mit PV-Anlage**

#### **4.8.1 Stadt Weiz-Energieziele**

Die Stadtgemeinde Weiz liegt als Bezirkshauptstadt im Zentrum des Bezirks, im Osten der Steiermark und im Südosten Österreichs. Das Verkehrsaufkommen und der Mobilitätssektor im Allgemeinen spielen eine große Rolle in der Stadtgemeinde Weiz, wobei sich der fossilbetriebene motorisierte Individualverkehr seit 1990 zum größten Emittenten von CO<sub>2</sub>-Emissionen entwickelt hat.

Bis zur Erstellung eines SECAP's (Sustainable Energy and Climate Action Plan)(Bramreiter 2019) war die Rolle der Gemeinde Weiz in Bezug auf den Klimawandel sowie den absoluten und pro Kopf Ausstoß an CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht bekannt. Im Rahmen der Erstellung ist es gelungen, für die Jahre 1990, 2005 und 2017 eigene jährliche Emissionsinventare für die wichtigsten Tätigkeitsbereiche zu erstellen. Diese sechs Tätigkeitsbereiche sind: Kommunale-, Tertiäre-, und Wohngebäude, aber auch Verkehr, öffentliche Beleuchtung und Primärsektor. Dabei wurde aufgrund einer unvollständigen Datengrundlage und dem Umstand, dass die Industrie Großteils dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union unterliegt, bewusst auf eine detaillierte Erhebung der Daten des sekundären Sektors verzichtet.

Die Stadtgemeinde Weiz hat sich mit der Anmeldung zum Konvent der Bürgermeister im Jahr 2014 sowie der Erstellung des SECAP im Jahr 2019 freiwillig zur Einhaltung der Ziele des Konventes der Bürgermeister verpflichtet. Bis 2030 sollen die pro Kopf CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Gemeinde, exkl. dem Sekundärsektor (Industrie), um mindestens 40 % gegenüber dem Jahr 1990 (nach dem IPCC Emissionsfaktor) reduziert werden(Bramreiter 2019), (Climate ADAPT 2016).

Hinsichtlich ihrer bestehenden energiepolitischen Ausrichtung, Tätigkeiten und Erhebungen kann die Stadtgemeinde Weiz bereits auf eine breite Datengrundlage zurückgreifen. Die Stadtgemeinde Weiz als Einpendler-Gemeinde mit 11.742 Beschäftigten (Land Steiermark 2019b) und rund 8.300 Gemeindeeinpendlern, exkl. den 2.900 Schülern (Energistyrelsen 2016), sowie der Schnittstelle

B64/B72, ist ein wichtiger Verkehrsknotenpunkt und Wirtschaftsstandort in der Oststeiermark. Vor allem aufgrund der überdurchschnittlichen Einpendlerzahlen besteht eine enorme Verkehrsbelastung (Stadtgemeinde Weiz 2017). Mit rund 50,6 % der Beschäftigten im sekundären Sektor und 48,7 % im tertiären Sektor weist die Stadtgemeinde Weiz in Relation zur Steiermark einen hohen Anteil in diesen Sektoren auf (Statistik Austria 2019).

Die Strategie der Stadtgemeinde Weiz in Bezug auf die Herausforderungen der Klimawandelanpassung und -abschwächung ist beispielsweise die Definition freiwilliger Verpflichtungen, Organisationsstrukturen, Personalkapazitäten, Stakeholdergruppen, Budgets, Monitoring-Verfahren, Anpassungsmöglichkeiten und die Erarbeitung verschiedener Strategien im Falle eines Extremwetterereignisses. Die klima- und energiepolitische Vision von Weiz ist es, bis 2030 eine ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit in allen Lebensbereichen konsequent weiterzuführen und zukunftsorientiert weiterzuentwickeln. Weiz soll unter dem Slogan „Energie findet Stadt“ die bestehende Vorreiterrolle weiter wahrnehmen und durch laufende Maßnahmen, innovative Projekte und aktive Bewusstseinsbildung in den Bereichen Energie, Mobilität, Nachhaltigkeit, Klima- und Umweltschutz fortführend untermauern (Bramreiter 2019).

Die Emissionsinventare für die Jahre 1990, 2005 und 2017 und deren Datenerhebung geben einen Überblick über zeitliche, sektorale und energieträgerbezogene Veränderungen in der Stadtgemeinde Weiz für den Endenergieverbrauch in MWh sowie den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Tonnen. Aufbauend auf diese Emissionsinventare und die durchgeführte Analyse der Änderung des Energieverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde festgestellt, dass speziell der Verkehrsbereich und der Industriesektor großes Potenzial zur CO<sub>2</sub>-Reduktion bieten. Während die Industrie durch das europäische Emissionshandelssystem reguliert ist, wird die Stadtgemeinde Weiz ihren Fokus in den nächsten Jahren weiterhin auf den Verkehrssektor legen. Die dazu definierten Klimawandelabschwächungsmaßnahmen bzw. Klimawandelanpassungsmaßnahmen der Stadtgemeinde Weiz sollen bis 2030 konsequent umgesetzt werden und dadurch die globale und lokale Lebensqualität erhalten und verbessern (Bramreiter 2019).

Die Stadtgemeinde Weiz hat im Jahr 2009 ihren Leitbildprozess (Stadtgemeinde Weiz 2009) abgeschlossen und somit ihre langfristige Ausrichtung definiert. Unter dem Motto: „Zukunft gestalten und sichern“ wurden damals für sechs Arbeitskreise (AK) qualitative Maßnahmen formuliert. Die sechs Arbeitskreise

- AK 1: Wirtschaft, Tourismus und Verkehr
- AK 2: Umwelt und Energie
- AK 3: Soziales und Gesundheit
- AK 4: Kultur und Bildung
- AK 5: Sport und Freizeit
- AK 6: Gemeinde, Gemeinschaft und Region

umfassen, speziell mit AK 2, zahlreiche relevante Maßnahmen für die Erstellung eines SECAP und sind damit ein gutes Beispiel für die Vorreiterrolle der Stadtgemeinde Weiz in puncto Energie und Umwelt. Da das Leitbild allerdings keine quantitativen Ziele umfasst und damals auch kein gesamtheitlicher Überblick über den sektoralen Endenergieverbrauch nach Energieträger und Jahr vorhanden war, erfolgte auch keine Bezugnahme auf die bereits vorhandenen Klima- und Energieziele der EU.

Seit dem Jahr 2009 hat die EU ihre Strategie bzw. ihren Rahmen für ihre Klima und Energiepolitik bis ins Jahr 2030 formuliert, wobei drei Hauptziele definiert wurden (EC 2020):

- Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % (gegenüber dem Stand von 1990)
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen auf mindestens 27 %
- Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 %

Darauf aufbauend bekennt sich auch die Republik Österreich zu dem von der EU vorgegebenem Klima- und Energieziel einer Einsparung der Treibhausgasemissionen bis 2030 um 36 % gegenüber 2005 (BMK 2018), sowie das Land Steiermark zu ihrer Formel für Klima und Energie bis 2030 (Amt der Steiermärkischen Landesregierung Abteilung 15 2017):

- Die Senkung der Treibhausgasemissionen um 36 %
- Die Steigerung der Energieeffizienz um 30 %
- Die Anhebung des Anteils erneuerbarer Energieträger auf 40 %
- Leistbare Energie und Versorgungssicherheit

#### **4.8.1.1 Vision 2030**

Die Stadtgemeinde Weiz als erste 5.e Gemeinde der Steiermark folgt diesen klima- und energiepolitischen Zielen der EU (EC 2020), der Republik Österreich (BMK 2018) und dem Land Steiermark (Amt der Steiermärkischen Landesregierung Abteilung 15 2017) und verpflichtet sich freiwillig zu ihrem **klima- und energiepolitischen Ziel** gemäß dem Konvent der Bürgermeister (Climate ADAPT 2016):

Reduktion der pro Kopf CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Gemeinde, exkl. dem Sekundärsektor (Industrie), bis 2030 um mindestens 40 % gegenüber dem Jahr 1990 (nach dem IPCC Emissionsfaktor)

Die Stadtgemeinde Weiz verpflichtet sich freiwillig, folgende **übergeordnete Maßnahmen** umzusetzen:

- Energetische Sanierung bestehender Gebäude und verantwortungsvoller Umgang mit thermischer Energie
- Reduktion des Stromverbrauchs und Erhöhung der Energieeffizienz
- Erhöhung der elektrischen Versorgungssicherheit unter Forcierung dezentraler, alternativer/energieeffizienter Technologien
- Forcierung des Ausbaues des kommunalen Fernwärmenetzes
- Reduktion des (fossil angetriebenen) motorisierten Individualverkehrs
- Initiierung und Förderung von bewusstseinsbildenden Maßnahmen für eine nachhaltige Gesellschaft und einen ressourcenschonenden Lebensstil

Daraus abgeleitet ergibt sich die klima- und energiepolitische **Vision der Stadtgemeinde Weiz bis 2030**:

In Weiz soll eine ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit in allen Lebensbereichen konsequent weitergeführt und zukunftsorientiert weiterentwickelt werden. Unter dem Slogan „Energie findet Stadt“ soll Weiz seine Vorreiterrolle weiter wahrnehmen und durchlaufende

Maßnahmen, innovative Projekte und aktive Bewusstseinsbildung in den Bereichen Energie, Mobilität, Nachhaltigkeit, Klima- und Umweltschutz fortführend untermauern.

#### 4.8.1.2 Verpflichtungen

Die Anzahl der Einwohner der Stadtgemeinde Weiz betrug 11.485 im Jahr 2016 und 10.499 im Jahr 1991, welcher Wert auch für 1990 angenommen wird (Land Steiermark 2019a). Stand 01.Jänner 2021 beträgt die Einwohnerzahl 11.756. Die Bevölkerungsanzahl soll bis ins Jahr 2030 auf 12.160 ansteigen. Aufgrund des zu erwartenden Anstieges der Bevölkerung, würden bei einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um mindestens 40 % im Vergleich zu den absoluten Werten der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 1990 die pro Kopf Emissionen um mehr 40 % reduziert werden müssen.

Tabelle 28 zeigt die beiden wesentlichen Verpflichtungen der Stadtgemeinde Weiz in Bezug auf die Klimawandelanpassungen für das Zieljahr 2030.

Tabelle 28: Verpflichtungen der Stadtgemeinde Weiz

CO <sub>2</sub> -Ziel	Bevölkerungsschätzungen im Zieljahr (Anzahl EW)	Zieljahr	Basisjahr	Bezug
20%	11.726	2020	1990	pro Kopf
40%	12.160	2030	1990	pro Kopf
Ziel		Zieljahr	Basisjahr	Einheit
Erhöhung der energetischen Versorgungssicherheit unter Forcierung alternativer/energieeffizienter Technologien zur Erhöhung der Resilienz gegenüber den Folgen des Klimawandels & Forcierung dezentraler Energieerzeugung und -einspeisung (wie kommunales Fernwärmenetz, Blackoutschutz im Sinne von „WEIZconnected“ <sup>37</sup> )		2030	2017	% der versorgungssicheren HH
Anpassung und Reduktion des Verkehrsaufwandes		2030	2017	pkm

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Land Steiermark 2016)

Dazu sollen im Vergleich zum Basisjahr 2017 folgende Ziele erreicht werden:

Erhöhung der energetischen Versorgungssicherheit unter Forcierung alternativer/energieeffizienter Technologien zur Erhöhung der Resilienz gegenüber den Folgen des Klimawandels & Forcierung dezentraler Energieerzeugung und -einspeisung (wie kommunales Fernwärmenetz, Blackoutschutz im Sinne von WEIZconnected<sup>37</sup>- siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Ein Großteil der in Österreich errichteten PV-Anlagen wird netzgekoppelt betrieben und verfügt nicht über die Möglichkeit, entkoppelt vom Netz zu funktionieren. Der Grund dafür ist, dass nicht-insel-fähige Wechselrichter die Vorgabe einer Netzfrequenz benötigen. Außerdem ist bei insel-fähigen Wechselrichtern eine Netztrennung vorzusehen, damit im Falle eines Netzausfalls keine Einspeisung in das Netz erfolgt, bzw. das Netz im Falle einer Wartung tatsächlich spannungsfrei ist. Aufgrund des

<sup>37</sup> [https://www.4wardenergy.at/fileadmin/user\\_upload/WEIZConnected\\_Endbericht.pdf](https://www.4wardenergy.at/fileadmin/user_upload/WEIZConnected_Endbericht.pdf)

dargebots-abhängigen Charakters der regenerativen Erzeuger ist selbst bei technischer Möglichkeit des netzentkoppelten Betriebes, keine Sicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit der elektrischen Energie gegeben. Für die Sicherstellung eines Notbetriebes in der Krisensituation „Blackout“ war im Rahmen von „WEIZconnected“ ein Speicher nötig, der aufgrund der hohen Investitionskosten hier direkt auf das Gebäude ausgelegt wurde – gemessen in % der versorgungssicheren Haushalte.

Eine der Maßnahmen, um zur Erhöhung des Eigenverbrauchs beizutragen, ist das Projekt „WEIZconnected“. Das Ziel des Projekts war die Erprobung eines technischen Gesamtsystems für den gebäudeübergreifenden Stromaustausch zur Erhöhung der Autarkie eines Gebäudesystems. Im Zuge des Projekts CityStore wird eine modellbasierte Simulation durchgeführt, die auf dem Projekt „WEIZconnected“ aufbaut.

#### **4.8.1.3 WEIZconnected**

Gegenstand des Projektes *WEIZconnected* war die Konzeption, Entwicklung und der Testbetrieb eines Gesamtsystems für den gebäudeübergreifenden Stromaustausch. Das Gesamtsystem strebt dabei die Maximierung der Autarkie durch sich ergänzende Gebäudelastprofile an. Als prioritäres Ziel galt die Entwicklung und Überprüfung der Funktionstauglichkeit des technischen Systems bei zwei Pilotanlagen (Kern, Gschweitl, und Schloffer 2018).

Die im Projekt *WEIZconnected* entwickelte Lösung für den gebäudeübergreifenden Stromaustausch zeigt, dass die Verteilung von erneuerbarer Energie auch über die Grenzen eines Gebäudes technisch und unter den im Projektzeitraum geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen möglich ist. Aufgrund der erarbeiteten rechtlichen Anforderungen hat sich herausgestellt, dass die gebäudeübergreifende Stromversorgung (aktuell) nur mit einer Direktleitung sinnvoll realisiert werden kann. Hinsichtlich der rechtlichen Anforderungen können folgende zusammenfassende Aussagen für die gebäudeübergreifende Stromversorgung getroffen werden:

- Eine Direktleitung von A (Anbieter/Erzeuger) zu B (Verbraucher) ist rechtlich zulässig. Allerdings darf A den B nicht mit aus dem öffentlichen Netz bezogener Energie versorgen, sondern ausschließlich mit Energie, die A selbst erzeugt.
- Eine Direktleitung ist nur dann zulässig, wenn eine Trennung der Stromkreise gegeben ist, da es sonst zur „Vermischung“ des durch die PV-Anlage erzeugten Stroms und der Energie aus dem öffentlichen Netz kommt. Die technische Ausführung ist rechtlich allerdings nicht geklärt.
- Versorgung über das öffentliche Netz - keine Direktleitung: In dieser Variante müssten beide (A und B) einer Bilanzgruppe angehören, der Lieferant A müsste Bilanzgruppenverantwortung übernehmen (komplexe Verrechnung!)

Von Seiten des Netzbetreibers (Energie Steiermark AG) wurden für die Umsetzung der Direktleitung folgende technische Anforderungen festgelegt:

- (1) Auf der Verbindungsleitung darf zu keinem Zeitpunkt Netz-Strom vom Energieversorger fließen.
- (2) Über die Direktleitung darf ausschließlich selbst produzierter PV-Strom fließen.
- (3) Es darf zu keinem Zeitpunkt (auch nicht während der Schaltvorgänge der Zuschaltvorrichtung) zu Netzstörungen kommen.

Das entwickelte Energiemanagement- und Monitoringsystem ist anhand der festgelegten Mess- und Regelungsstrategie, über die Verwendung zweier zueinander zeitverzögert eingesetzter Schalter, in der Lage, die Einhaltung der Rahmenbedingungen sicherzustellen. Die Einbindung eines Batteriespeichersystems ermöglicht zum einen die Steigerung der PV-Eigenverbrauchsrate bei den Demonstrationsgebäuden und zum anderen stellt der Batteriespeicher sicher, dass kurzzeitige Leistungseinbrüche der PV-Anlage nicht zu einem Schalten der Direktleitung führen.

Die Funktionstauglichkeit der entwickelten Komponenten und der wirtschaftliche Betrieb des Gesamtsystems für den gebäudeübergreifenden Stromaustausch konnten durch die Umsetzung von zwei Pilotanlagen verifiziert werden.

Die berücksichtigten Rahmenbedingungen beziehen sich auf die rechtliche Situation vor der Novellierung des ElWOGs im Jahr 2017, weshalb für eine Weiterentwicklung des Systems eine neue Bewertung der rechtlichen Situation durchzuführen ist. Für die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse müssen darüber hinaus der rechtliche und wirtschaftliche Mehraufwand bei unterschiedlichen Eigentumsverhältnissen untersucht werden.

Nun soll mit der Vision des „W.E.I.Z. Campus- Stromnetzes“ ein weiterer Schritt in Richtung Energieautarkie gemacht werden. Die Idee ist es, die vier Gebäude am Standort, W.E.I.Z 1– W.E.I.Z 4, die vorhandenen PV-Anlagen, und die bereits verbaute Lithium-Ionen-Batterie über Direktleitungen zu einem Campus-Stromnetz zusammen zu schließen, um eine elektrotechnisch stabile und versorgungssichere Stromversorgung mit hoher PV-Strom-Eigennutzung inkl. Stromeffizienz (Peakshaving, Lastoptimierung, Energieeffizienz) am Standort W.E.I.Z. sicherzustellen.

Zur Umsetzung dieser Vision hat bereits im Jahr 2020 der Ausbau zusätzlicher PV-Anlagen begonnen. Zusätzlich wurde eine 230 kWh Lithium-Ionen-Batterie an das Campus-Stromnetz angeschlossen.

#### **4.8.2 Simulation von Batteriespeicher mit PV-Anlage**

Das Ziel der Simulation des W.E.I.Z Campus-Stromnetzes ist es, ein besseres Verständnis der verschiedenen potenziellen Vorteile eines Stromspeichers im städtischen Bereich aufzuzeigen. Es soll ein optimaler Fahrplan zum Betrieb der in Weiz verbauten Batterie ermittelt werden.

Da das betrachtete Gebiet vor allem Bürogebäude umfasst, wird davon ausgegangen, dass eine Anpassung des Lastprofils, wie es z.B. bei Smart Homes üblich ist, nicht möglich ist. Um die Stromkosten zu minimieren, ist es nötig, eine optimale Lade- und Entladestrategie für die Batterie zu finden.

Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird sehr unregelmäßig produziert. Unsicherheiten in der Wettervorhersage machen es beinahe unmöglich, zukünftige Erzeugungsmengen exakt vorzusehen. Eine Option, um mit solchen Unsicherheiten umzugehen, bietet das mathematische Feld der stochastischen Optimierung.

Eine der meistadressierten Anforderungen der Stakeholder bezüglich Tools und Modelle ist die Abbildung der Unsicherheiten, die sich als eine der Schwäche der analysierten Tools und Modelle darstellt (vgl. Kapitel 0). Um dieser Anforderung nachzugehen, wurden für das Fallbeispiel Weiz die optimalen Fahrpläne für vier verschiedene Szenarien beispielhaft mittels stochastischer Optimierung durchgeführt.

#### 4.8.2.1 Stochastische Optimierung

Stochastische Optimierung befasst sich mit Optimierungsproblemen, die von Zufallsparametern in der Zielfunktion oder in den Restriktionen beeinflusst werden. Durch diese Einbindung von Zufallsvariablen können Unvorhersehbarkeiten verschiedenster Art berücksichtigt werden. Die Lösung solcher Probleme zielt dann darauf ab, kostenoptimale Entscheidungen zu treffen, die robust gegenüber der Wirkung des Zufalls sind. Um das zu erreichen, müssen zukünftige Entscheidungen und Zustände des Systems, sowie deren Wahrscheinlichkeiten bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden.

Im Gegensatz zur herkömmlichen Optimierung ist man bei der stochastischen Optimierung nicht auf konkrete Vorhersagen angewiesen. Es gibt verschiedenste Techniken, um Unsicherheiten in einem Modell darzustellen und mit ihnen zu arbeiten. Im Modell Weiz wird mit Szenarien gearbeitet. Dazu wird eine große Anzahl an Szenarien generiert, wobei jedes einzelne Szenario eine mögliche Realisation der zugrundeliegenden Unsicherheiten abbildet.

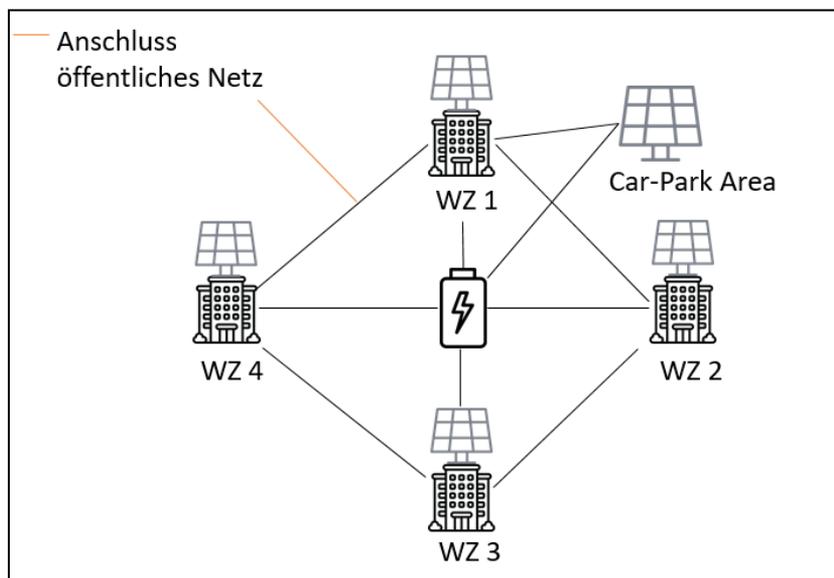
Zur numerischen Lösung des stochastischen Optimierungsproblems wird die Software Quasar verwendet (Löhndorf 2017). In drei Schritten approximiert Quasar die Zielfunktion des stochastischen Prozesses. Zuerst generiert Quasar aus den Inputdaten einen Szenario-Baum. Für die Simulation für den Standort Weiz werden Strompreisdaten, Stromnachfragedaten und PV-Erzeugungsdaten verwendet. Jeder Knoten des Szenario-Baums besteht also aus drei Werten, jeweils ein Wert für Preis, einer für Nachfrage und einer für Erzeugung. Abschließend verwendet Quasar eine vereinfachte Version des Problems, um den Wert der approximierten Zielfunktion zu berechnen. Die Entscheidungspolitik wird jedoch basierend auf der ursprünglichen Problemformulierung berechnet. Dieses Verfahren wird auch „approximate dual dynamic programming“ (ADDP) genannt (Löhndorf, Wozabal, und Minner 2013).

#### 4.8.2.2 Modellbeschreibung

Es wird angenommen, dass die vier Gebäude Weiz 1 – Weiz 4 über Direktleitungen miteinander verbunden sind. Die PV-Anlagen sind ebenfalls verbunden, und werden zu einer großen „PV-Schiene“ zusammengefasst, aus der die Gebäude den erzeugten Strom beziehen können. Die Gebäude und PV-Anlagen haben Zugriff auf den Stromspeicher. Alle Komponenten (Gebäude, PV-Anlagen und Speicher) repräsentieren das W.E.I.Z. Campus-Stromnetz. Das Campus-Stromnetz verfügt über einen Anschluss an das öffentliche Stromnetz.

Abbildung 14 zeigt eine schematische Darstellung der in Weiz modellierten Gebäude und Anlagen.

Abbildung 14: Schematische Darstellung der untersuchten Objekte in Weiz



Input-Parameter der Simulation, die nicht mit 100%iger Sicherheit vorhergesagt werden können, sind:

- PV-Produktion
- Strompreis
- Stromverbrauch

Der Batteriebetreiber entscheidet über die Menge der Energie, die geladen und entladen wird. So sollen die Stromkosten über ein Jahr hinweg minimiert werden. Auf Basis eines Batteriemodells werden vier verschiedene Szenarien betrachtet. Tabelle 29 gibt einen Überblick über den Aufbau der verschiedenen Szenarien.

Tabelle 29: Überblick der betrachteten Szenarien

Szenario Nummer	Strompreis (€/kWh)	Installierte Batteriekapazität (kWh)
1	0,11	0
2	Stochastisch	0
3	0,11	230
4	Stochastisch	230

In folgenden Fällen kommt es zur Ladung der Batterie:

- Die PV-Produktion übersteigt den Stromverbrauch
- Im Fall von stochastischen Strompreisen: Strompreis ist niedrig

Im Modell wird angenommen, dass es die Möglichkeit gibt, günstigen Netzstrom in der Batterie zwischenspeichern und diesen zu einem späteren Zeitpunkt, an dem die Strompreise höher sind, zu konsumieren. Dabei ist eine Mischung des selbst erzeugten PV-Stroms und des Netzstroms

zugelassen. Eine genaue Beschreibung des für die modellbasierte Simulation verwendeten Batteriemodells kann im Anhang (Punkt 7.2) gefunden werden.

#### **4.8.2.3 Modell-Parameter**

Das Modell geht davon aus, dass bereits alle geplanten PV-Anlagen ihren Betrieb aufgenommen haben und der Ertrag aller Anlagen zur eigenen Verwendung zur Verfügung steht (keine Volleinspeisung). Somit ergibt sich eine Gesamtleistung von 240 kWp. Für den Standort Weiz bedeutet das eine jährliche Erzeugung von 264.000 kWh.

Da es zum tatsächlichen Erzeugungsprofil noch keine Daten gibt, wurde die gesamte PV-Strom Erzeugung Deutschlands über einen Zeitraum von sieben Jahren verwendet und diese auf die jährliche PV-Strom Erzeugung am Standort Weiz normiert.

In den nachfolgenden Tabellen (Tabelle 30 bis

Tabelle 32) sind die konkreten Werte aufgeschlüsselt, die für die Simulation verwendet wurden.

Tabelle 30: Abgaben und Entgelte Energienetze Steiermark

	Leistungspreis	Einheit	Arbeitspreis	Einheit
<b>Netzbereitstellungsentgelt</b>	198,9	€/kW		
<b>Systemnutzungsentgelt</b>	0,04	€/kW	3,45	c/kWh
<b>Elektrizitätsabgabe</b>			1,5	c/kWh
<b>Ökostromförderbeitrag</b>	10,76	€/kW	0,62	c/kWh
<b>Biomasse Förderbeitrag</b>	0,63	€/kW	0,04	c/kWh
<b>Gesamt</b>	210,34	€/kW	5,61	c/kWh

Quelle: (Energie Netze Steiermark GmbH 2020)

Tabelle 31: PV-Anlagen Weiz Stand 2020

	WZ 1	WZ 2	WZ 3	WZ 4	E-Car-Park Area	Gesamt
<b>PV-Anlagen</b>	20 kWp - 21.000 kWh/a ab September ab 2022: +30 kWp	20 kWp - 21.000 kWh/a ab 2022: +20 kWp	30 kWp (bis 2023 Volleinspeiser) ab 2022: +20 kWp	30 kWp (bis 2026 Volleinspeiser)	ab 2025: 70 kWp	264.000 kWh/ Jahr

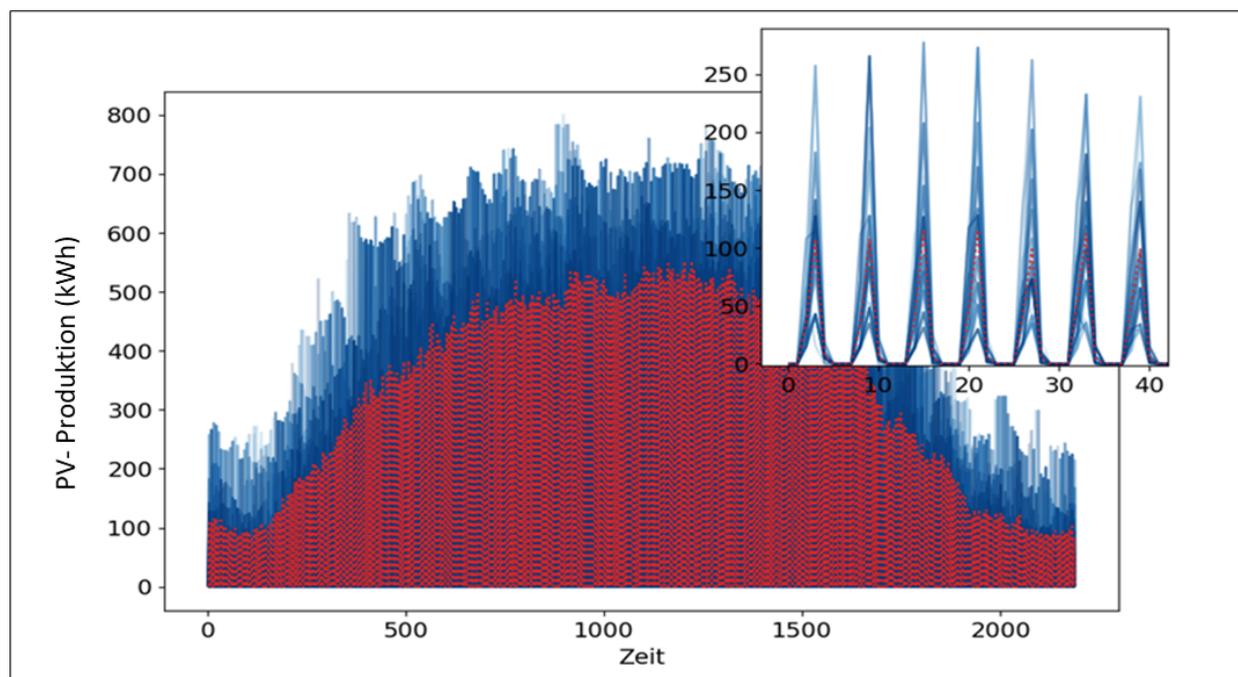
Tabelle 32: Parameter zur Modellierung des Batteriesystems

Beschreibung	Wert
Kapazität der Batterie (kWh)	230
Effizienz der Batterie (%)	0.98
Gerätepreis der Batterie (€/kWh)	920
gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC) (%)	0.05
Lebensdauer Batterie (Jahre)	12

(Quelle: Experten aus dem Konsortium)

Zur Optimierung werden nun 100 verschiedene Szenarien erzeugt, die sich aus möglichen Konstellationen der PV-Erzeugung der letzten Jahre, also der Input Daten, ergeben. Diese verschiedenen Szenarien sind in Abbildung 15 dargestellt.

Abbildung 15: Von Quasar aus den Daten erzeugte Möglichkeiten für die Entwicklung der PV-Erzeugung über ein Jahr

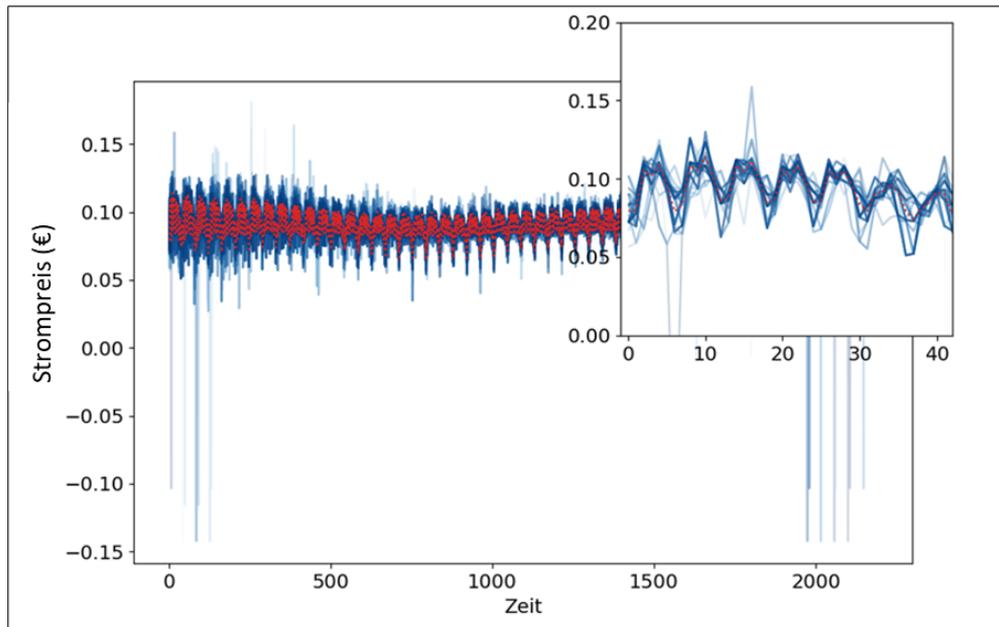


Die vier Bürogebäude am Standort Weiz (Weiz 1 - Weiz 4) werden momentan alle über Direktleitungen verbunden. Da dadurch uneingeschränkter Stromaustausch zwischen den Gebäuden möglich ist, wurde im Modell ein einziger Großverbraucher angenommen. Da in Weiz momentan noch keine Messdaten zum aktuellen Stromverbrauch existieren (Bedarfsprofil), und keine Lastprofile von Bürogebäuden über einen längeren Zeitraum in Europa existieren, wurde auf Daten eines Bürogebäudes in Amerika zurückgegriffen. Diese wurden angepasst (klimatische Situation, amerikanische Feiertage) und auf den Verbrauch in Weiz normiert. Im Modell werden Feiertage nicht gesondert betrachtet, es wird jeweils von einer fünf Tage Arbeitswoche ausgegangen. Aufgrund einer größeren vorhandenen Datenmenge als in Österreich wurde als Strompreis der day ahead Marktpreis

von Deutschland verwendet. Dieser wurde mit Steuern und Abgaben des Netzbetreibers „Energienetze Steiermark“ ergänzt.

Die 100 verschiedenen konstruierten Möglichkeiten zur Realisation der variablen Preise, die in der Simulation berücksichtigt werden, sind in Abbildung 16 dargestellt. Fixkosten wie KWK-Pauschale, Blindleistungsentgelt und Ökostrompauschale können in der Optimierung ignoriert werden.

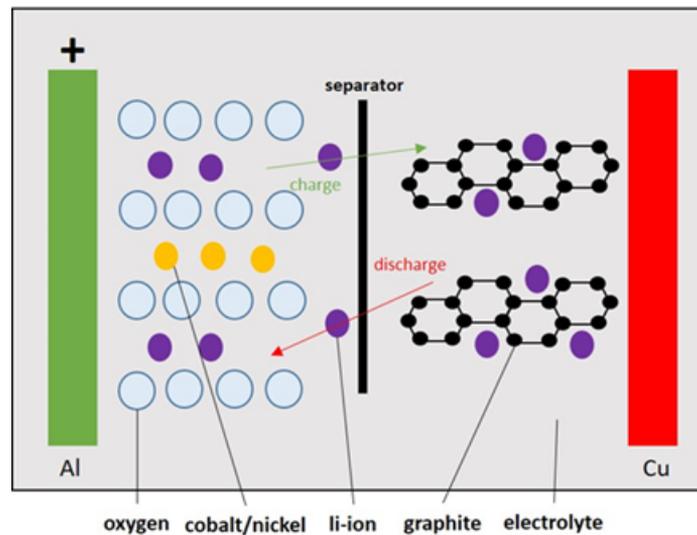
Abbildung 16: Von Quasar aus den Daten erzeugte Möglichkeiten für die Entwicklung des Strompreises über ein Jahr



#### 4.8.2.4 Lithium-Ionen Batteriespeicher

Ein Lithium-Ionen Batteriesystem ist ein Energiespeichersystem, das auf elektrochemischen Ladungs-/Entladungsreaktionen basiert, die zwischen einer Kathode, die lithiiertes Metalloxid enthält, und einer Anode, die aus Kohlenstoffmaterial oder Interkalationsverbindungen besteht, ablaufen. Die Elektroden werden durch poröse polymere Materialien getrennt, die den Elektronen- und Ionenfluss untereinander ermöglichen. Sie sind in Elektrolyt eingehüllt, welches aus Lithiumsalzen, z. B. LiPF<sub>6</sub>, besteht, die in organischen Flüssigkeiten gelöst sind.

Abbildung 17: Ladeprinzip eines Lithium-Ionen Batteriesystems (eigene Darstellung)



Beim Laden der Batterie wandern die Lithiumatome in der Kathode zu Ionen und durch den Elektrolyten in Richtung der Kohlenstoffanode, wo sie sich mit externen Elektronen verbinden und als Lithiumatome zwischen den Kohlenstoffschichten abgelagert werden. Beim Entladen kehrt sich dieser Vorgang um (EASE 2020).

Die Batterie wird vollständig entladen, wenn fast das gesamte Lithium die negative Elektrode verlassen und mit der positiven Elektrode reagiert hat. Wenn die Batterie über diesen Punkt hinaus entladen wird, wird die Chemie der Elektroden instabil und beginnt sich zu verschlechtern. Überladen oder längeres Lagern bei hohem Ladezustand (SOC) beschleunigt ebenfalls die Degradation (DEA 2020).

Zukünftige Verbesserungen der Lithium-Ionen-Batterie werden realisiert, um Energiedichte, Zyklus- und Kalenderlebensdauer weiter zu erhöhen. Der Aufbau industrieller Kapazitäten für die Massenproduktion von Zellen und Batterien auf industriellem Niveau (angetrieben durch die Automobilindustrie, Energiespeicher und andere Massenmärkte) wird die Systemkosten senken (EASE 2020). Aufgrund ihrer hohen Skalierbarkeit und Flexibilität bei Leistung und Energie werden Lithium-Ionen-Batterien bei einer Vielzahl von Anwendungen eingesetzt (DEA 2020):

- Spitzenlastverschiebung zur Verringerung der Spitzenlast in einem Stromsystem
- Förderung der Integration erneuerbarer Energien, z.B. Zeit- oder Photovoltaik-Lastverschiebung vom Tag in die Nacht
- Entlastung des Übertragungssystems, um die Last im Übertragungs- und Verteilungssystem zu reduzieren und teure Upgrades der Übertragungs- und Verteilungsnetze zu verschieben
- Bereitstellung von Primärregelungsmaßnahmen wie Frequenzregelung
- Verbesserung der Netz Zuverlässigkeit durch sofortige Reaktion nach einer Störung, z. B. durch Aufrechterhaltung der Stabilität im Stromnetz, bis der Betreiber die Erzeugung wieder aufgenommen hat, oder durch Unterstützung des Schwarzstarts von Verteilnetzen
- Verbesserung der Netzqualität und Reduzierung von Spannungsabweichungen in Verteilungsnetzen. Bereitstellung von Regelleistung und Regelung von Wirk- und Blindleistung, wodurch das Netzspannungsprofil verbessert wird.

### 4.8.3 Simulationsergebnisse

Bei näherer Betrachtung der Input-Daten ist ersichtlich, dass bis auf einige Ausnahmen (Wochenenden im Sommer) der Stromkonsum immer die PV-Produktion übersteigt (siehe Abbildung 18, Abbildung 19). Zum Großteil muss Strom zugekauft werden, um die Nachfrage decken zu können und es kommt nur in geringen Mengen zu PV-Einspeisungen ins öffentliche Netz.

Abbildung 18: PV-Produktion und Stromverbrauch eines Beispieljahres für zwei Wochen im Juli

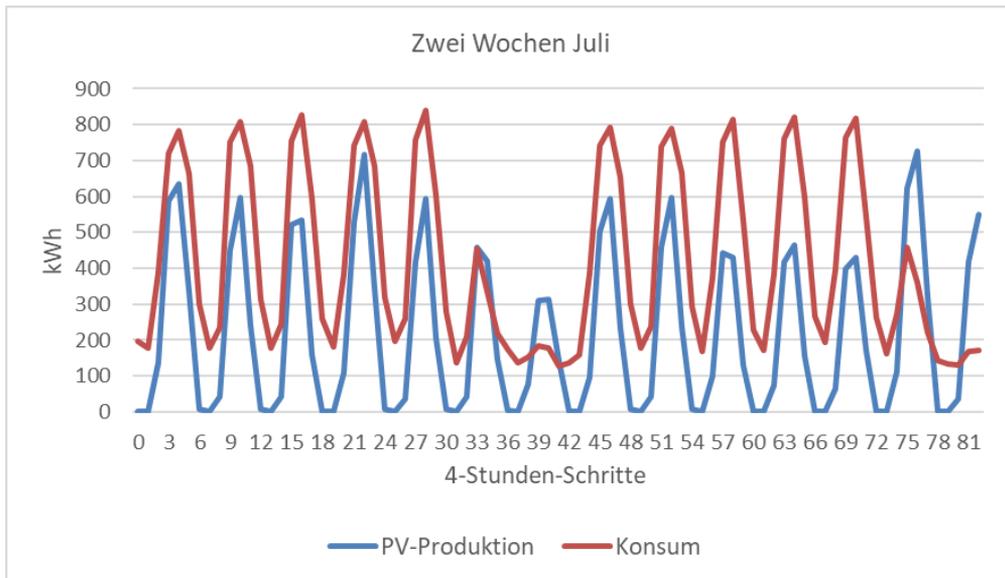
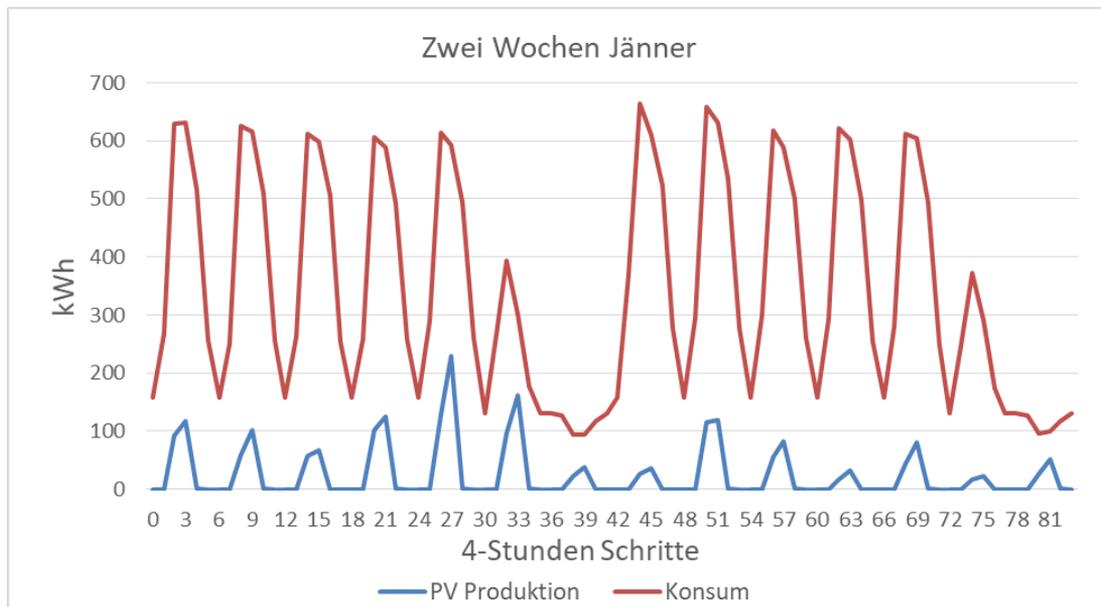


Abbildung 19: PV-Produktion und Stromverbrauch eines Beispieljahres für zwei Wochen im Jänner



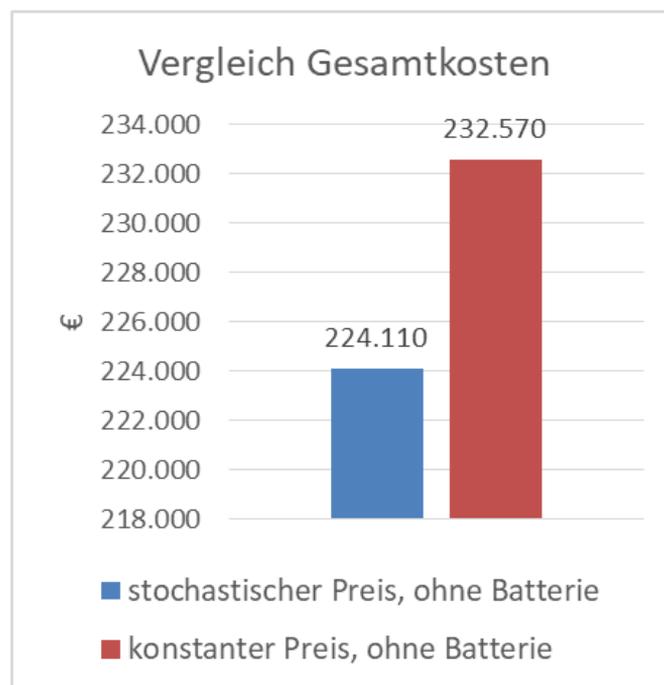
#### 4.8.3.1 Szenarien ohne Batteriespeicher

Bei einem konstanten Strompreis von 0,11 c/kWh belaufen sich die durchschnittlichen Stromkosten über ein Jahr ohne Berücksichtigung des Leistungspreises auf 60.921 ± 615 €. Unter Berücksichtigung des Leistungspreises von 210 € und einer Leitungskapazität von 816 kWh ergeben sich jährliche Gesamtkosten von 232.281 €.

Die Leitungskapazität berechnet sich in beiden Fällen aus dem Maximum des Stromkonsums abzüglich der PV-Produktion über ein Jahr.

Bei Betrachtung eines variablen, stochastischen Strompreises liegen die Kosten des durchschnittlichen jährlichen Arbeitspreises bei 52.460 ± 537 €. Abbildung 20 verdeutlicht, wie durch zusätzliche Einführung eines stochastischen Strompreises (statt der Annahme eines fixen Wertes) die durchschnittlichen jährlichen Gesamtstromkosten um 8.461 € gesenkt werden können.

Abbildung 20: Vergleich der jährlichen Gesamtkosten ohne Batteriespeicher



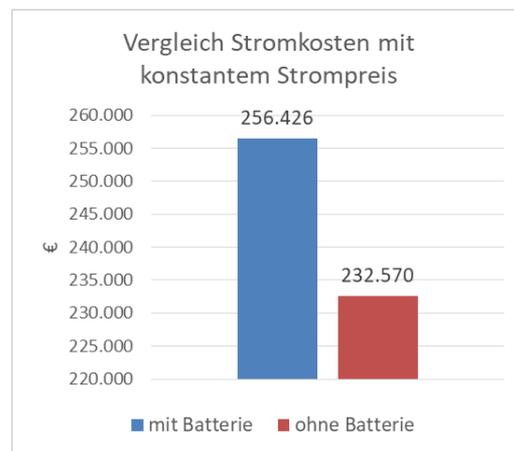
#### 4.8.3.2 Szenarien mit Batteriespeicher

Im Fall eines integrierten Batteriespeichers wird zuerst wieder der Fall des Strombezugs zu einem konstanten Preis betrachtet. Dieses Szenario entspricht am ehesten dem Status quo in Weiz.

Mit 60.903 ± 615 € liegen die durchschnittlichen jährlichen Kosten für den Arbeitspreis knapp unter den Kosten für den Fall ohne Batterie mit konstantem Preis.

Unter Verwendung der in Tabelle 32 aufgeschlüsselten Parameter ergeben sich jährliche Batteriekosten von 23.874 €. Integriert man diese nun gemeinsam mit dem jährlichen Leistungspreis in die Berechnungen, erhält man jährliche Gesamtkosten von 256.426 €. Wie in Abbildung 21 zu erkennen, liegen diese Kosten über denjenigen, die ohne einen Batteriespeicher zu entrichten wären.

Abbildung 21: Vergleich der Stromkosten mit konstantem Strompreis ohne und mit Batterie

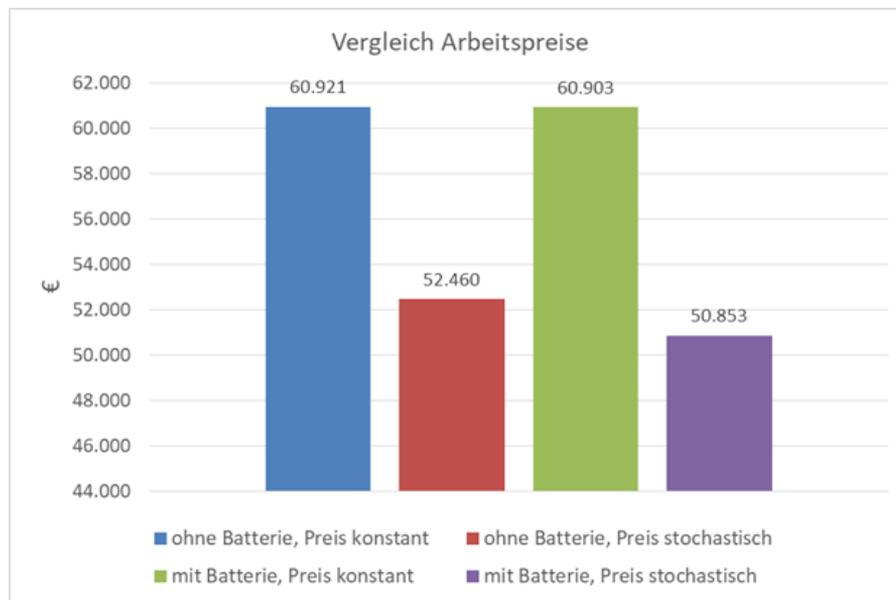


Die Mehrkosten entsprechen fast vollständig den Anschaffungskosten des Batteriespeichers. Die geringe Abweichung ist auf die minimal voneinander abweichenden verwendeten Szenarien zurückzuführen.

Das Lade- und Entladeverhalten der Batterie zeigt, dass unter den Voraussetzungen eines fixen Strompreises kein Gebrauch vom Stromspeicher gemacht wird. Da zu jedem Zeitpunkt, in dem eine Entscheidung zu treffen ist, die Stromkosten gleich hoch sind, ist das System indifferent gegenüber einem Stromeinkauf zum jetzigen oder zu einem späteren Zeitpunkt. Es wird also in jedem Zeitschritt genau die Menge an Strom eingekauft, die zur Erfüllung des momentanen Strombedarfs benötigt wird. Da zudem zur Vereinfachung des Modells die Annahme getroffen wurde, PV-Strom könne zum selben Preis in das öffentliche Netz eingespeist werden, wie Strom vom Netz eingekauft wird, nimmt das System die durch die Einspeicherung generierten Erlösverluste nicht in Kauf und verkauft den überflüssigen PV-Strom sofort ans Netz.

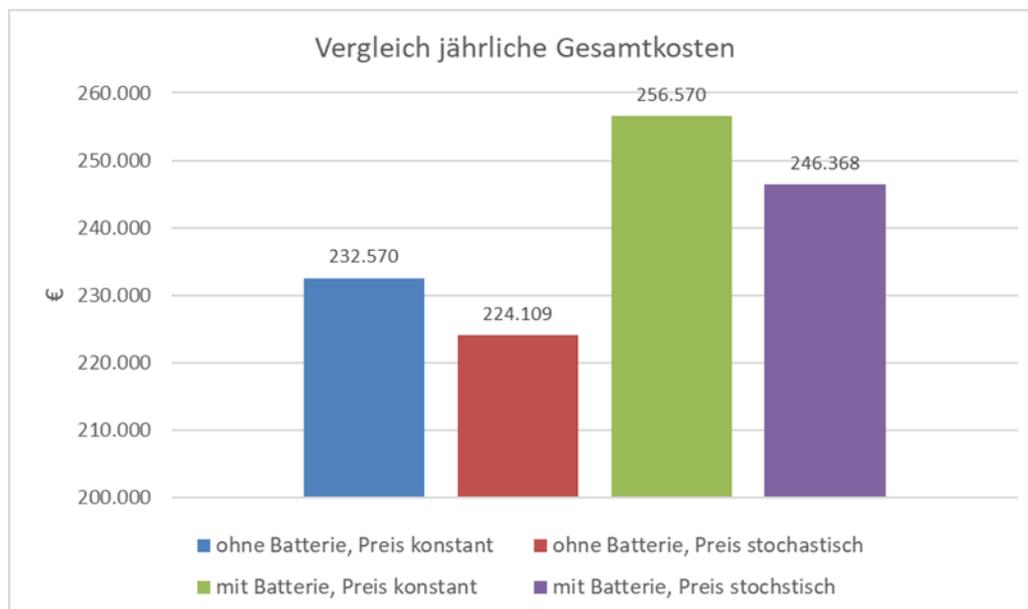
Als letztes wird der Fall einer integrierten Batterie betrachtet, wobei nun stochastische Stromkosten zugelassen werden. Zuerst wird das benötigte Kapital für den Arbeitspreis analysiert. Dieses beläuft sich auf jährlich durchschnittlich  $50.853 \pm 537$  € und liegt damit deutlich unter den ermittelten Arbeitspreisen der anderen Szenarien (siehe Abbildung 22).

Abbildung 22: Vergleich des Arbeitspreises der behandelten Szenarien ohne und mit Speicher



Unter Berücksichtigung aller Kosten ergeben sich durchschnittliche jährliche Stromkosten von 246.368 €. Die jährlichen Gesamtkosten im Szenario mit Batterie übersteigen die Gesamtkosten, die in den Szenarien ohne Batterie auftreten, deutlich (siehe Abbildung 23).

Abbildung 23: Vergleich der Gesamtkosten der betrachteten Szenarien ohne und mit Speicher



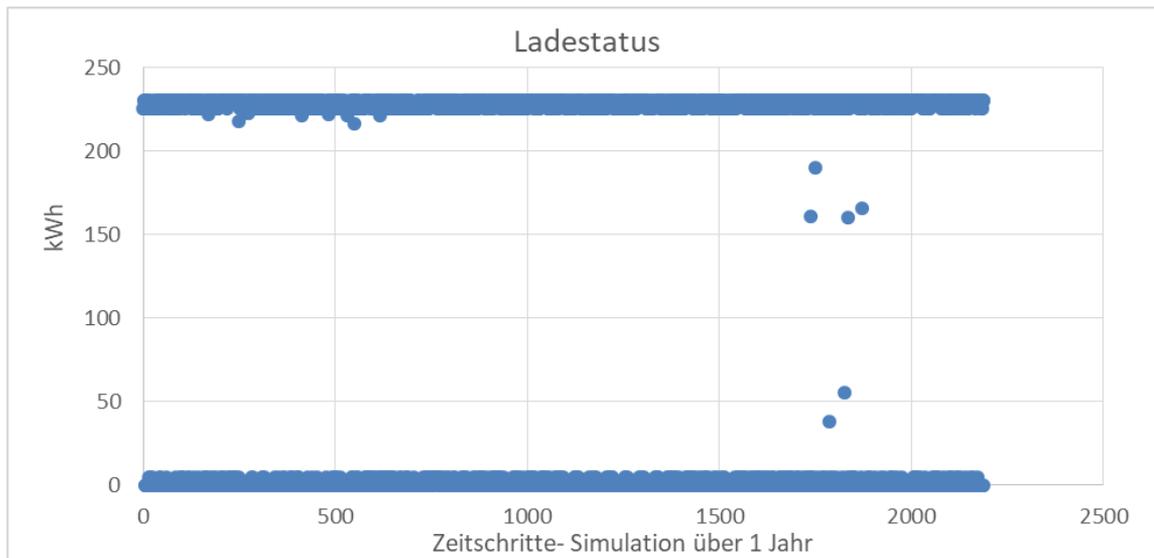
Lade- und Entladeverhalten des Speichers:

- Der Stromspeicher wird in den meisten Fällen entweder voll geladen und darauf wieder entladen, oder er bleibt leer.
- Gleichzeitiges Laden und Entladen der Batterie ist suboptimal und tritt daher auch nicht auf.

Es lässt sich außerdem der minimale Preis, zu dem Strom entladen, und der maximale Preis, zu dem Strom geladen wird, berechnen. Geladen wird ab einem Strompreis von  $-0,10 \text{ €/kWh}$ ; ins öffentliche Netz eingespeist wird ab  $0,10 \text{ €/kWh}$ .

Die Entwicklung des Ladestatus der Batterie über ein repräsentatives Jahr wird in Abbildung 24 dargestellt. Wie bereits beim Lade- und Entladeverhalten beobachtet, ist hier deutlich, dass der Speicher die meiste Zeit entweder voll oder leer ist.

Abbildung 24: Entwicklung des Ladestatus der Batterie über ein Jahr

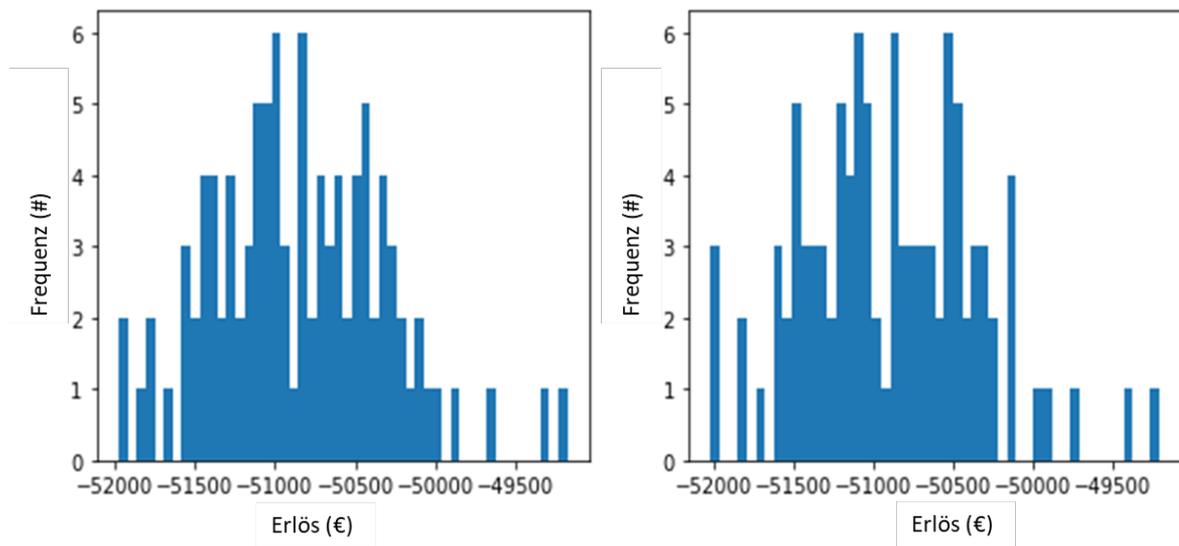


Anhand dieses letzten Szenarios wird der Nutzen der stochastischen Lösung untersucht. Zuerst wird die sogenannte deterministische Lösung betrachtet. Die Idee dahinter ist, den stochastischen Teil des Optimierungsproblems zu ignorieren und die Optimierung zu lösen, indem man den Erwartungswert der verschiedenen Zufallsvariablen verwendet. Die daraus resultierende Lösung liefert eine untere Schranke für die Lösung aus dem stochastischen Problem. Die jährlich zu entrichtenden Stromkosten der stochastischen und deterministischen Lösung unterscheiden sich im Mittel um circa 50 €, wobei der tatsächliche Unterschied vom gewählten Referenzjahr beeinflusst wird.

Die simulierten Kosten der resultierenden deterministischen Politik sind im Mittel etwas höher als die Kosten, die man erhält, wenn man der optimalen stochastischen Politik folgt. Die Verteilung der Kosten ist in Abbildung 25.

Abbildung 25 dargestellt.

Abbildung 25: Vergleich Kostenverteilung stochastische (links) und deterministische Lösung (rechts)



#### 4.8.4 Fazit

Stromspeicher sind ein effizienter Weg, um in Kombination mit PV-Anlagen den Eigennutzungsgrad des erzeugten Stroms zu erhöhen. Außerdem bieten Batterien die Möglichkeit, Strom außerhalb von Stoßzeiten (normalerweise nachts) zu niedrigen Preisen einzuspeichern, um diesen zu einem späteren Zeitpunkt zu einem höheren Preis wieder zu verkaufen oder selbst zu verbrauchen. Doch selbst unter Berücksichtigung dieser Möglichkeiten zur Profitgenerierung ist ein Speicher dieser Größe derzeit für den Anwendungsfall aus rein ökonomischer Sicht nicht wirtschaftlich. Die Kombination aus PV-Anlagen und Batterien findet jedoch vermehrt Anwendung aufgrund ihrer Beiträge in anderen Bereichen wie zum Beispiel in der Notfallsicherung (Blackout-Schutz) oder zur Flexibilitätsdeckung, oftmals natürlich bedingt durch diverse Förderanreize. Daher sollte in weiteren Betrachtungen die Wirtschaftlichkeit über den klassischen Sinn hinausgehen und auch diese Aspekte mitberücksichtigt werden.

Der Ansatz der stochastischen Optimierung zur Integration von erneuerbaren Energien ist vielversprechend. Es wird im Vergleich mit der herkömmlichen Optimierung eine vorteilhaftere Entscheidungsfindung ermöglicht. Wird die Batterie nach dem mit der stochastischen Optimierung entwickelten Fahrplan betrieben, können jährlich einige hunderte Euro an Stromkosten eingespart werden. Der Nachteil an der stochastischen Optimierung ist, dass es zur Generation von einem größeren Lattice, also mehr möglichen Knoten pro Zeitschritt (in der Simulation wurden nur 10 betrachtet), um einiges mehr Input-Daten bedarf. Die Faustregel lautet hier:

$$\text{Anzahl Knoten pro Zeitschritt} = \sqrt{\text{Jahre an Daten, die zur Verfügung stehen}}$$

Um eine realistische Anzahl an möglichen Zuständen abzubilden (100 Knoten oder mehr), ohne eine Wahrscheinlichkeitsverteilung als Übergangsfunktion zu hinterlegen, bräuchte es 10.000 Jahre an verfügbaren Daten.

## 4.9 Analyse geeigneter Geschäftsmodelle

Österreich besitzt große Speicherkapazitäten hinsichtlich Erdgas und Wasserkraft. Diese sind vorrangig in ländlichen/abgeschiedenen Regionen und nicht in städtischen Regionen zu finden. Im Zuge des Projektes wurden die beiden Fallbeispiele Graz und Weiz bezüglich solcher städtischen Speicher analysiert und einer exemplarischen, kundenzentrierten Geschäftsmodell-Entwicklung unterzogen. So wurden zwei generische Business-Plans erstellt. Insbesondere das Ziel, einen geeigneten Werkzeugkasten für weitere Geschäftsmodell-Entwicklungen bereitzustellen, wurde erreicht.

Die beiden Fallbeispiele Graz (Wärmespeicher) und Weiz (Batteriespeicher) wurden mit diversen Tools der Geschäftsmodell-Entwicklung analysiert und bearbeitet, konkret sind dies der sogenannte Value Proposition Canvas (VPC) (Pereira 2020), der Business Model Canvas (BMC) (Osterwalder und Pigneur 2010) und der St. Gallener Business Model Navigator (Gassmann, Frankenberger, und Csik 2014).

Das VPC ist eine Ergänzung des Business Model Canvas und eines der zentralen Werkzeuge in der kundenzentrierten Dienstleistungsentwicklung. Es ermöglicht den Einstieg in die Entwicklung kundenzentrierter Geschäftsmodelle, der BMC baut in weiterer Folge auf den VPC auf.

Der von der Universität St. Gallener entwickelte Business Model Navigator (Gassmann, Frankenberger, und Csik 2014) macht die Kategorisierung und Entwicklung von Geschäftsmodellen nach unterschiedlichen Typen möglich, dabei wird zwischen 55 unterschiedliche Typen unterschieden. Diese betreffen oft die Art der Vergütung, allen gemein ist allerdings die Strategie, interessant für den Kunden zu sein und ihn an sich zu binden.

### 4.9.1 Analyse der zwei Fallbeispiele mittels Value Proposition Canvas

Der Value Proposition Canvas (VPC) stellt für das Beispiel Graz den Abnehmer der Wärme, also den Fernwärmenetzbetreiber von Graz, die Energie Graz, als Kunden in den Mittelpunkt der Untersuchung.

Dabei wurden zunächst die allgemeinen „Customer Jobs“, die allgemeinen Tätigkeiten des Kunden, gesammelt und als zweiter Schritt die sogenannten „Pains and Gains“, das sind Aktivitäten und Vorkommnisse, die den Kunden entweder im hohen Maß stören oder stören könnten (Pains) oder aber sehr in seiner Geschäftstätigkeit oder Entwicklung unterstützen könnten und quasi Begeisterung für die Dienstleistung auslösen könnten (Gains). Konkret wurden als Customer Jobs unter dem Überbegriff, Fernwärme bereitzustellen, die folgenden identifiziert:

- Fernwärme einkaufen
- Betriebsführung: Wärme verteilen
- Störfallbehebung
- Neue Kunden anwerben + anschließen
- Fernwärme abrechnen
- Netz ausbauen (neue Gebiete):
  - o Planen (inkl. Abstimmung mit der Stadt)
  - o Bauen

- o Fördermittel akquirieren
- Wärme verkaufen
- Neue Wärmequellen planen und bauen (lassen)

Als wesentliche Gains wurden folgende Punkte identifiziert:

- Günstiger, CO<sub>2</sub>-neutraler Fernwärme-Einkauf (nicht im Sommer)
- Reduktion von Störfällen/Ausfällen
- Mehr Kunden -> mehr Umsatz

Als wesentliche Pains wurden folgende Punkte identifiziert:

- Wenn die Fernwärme den erforderlichen Anteil an erneuerbaren Quellen nicht erreicht und somit Förderungen wegfallen:
  - o Förderungen für Netzausbau (Energie Graz)
  - o Wohnbauförderung (Kunden)
- Risiko von Fernwärme-Ausfall
- Schlechte Presse
- Bestehende Abnahmeverpflichtungen

Methodisch als nächster Schritt wurden die sogenannten „pain relievers“ (Schmerz-Stiller) und „gain creators“ (Nutzen-Stifter) als Reaktion auf die Pains und Gains und daraus abgeleitet das Wertangebot – also die Anforderungen, die der Speicher erfüllen muss – entwickelt (Abbildung 26).

Als Gain Creators wurden konkret folgende Möglichkeiten erkannt:

- Verwendung von Abwärmeüberschuss
- Erhöhung der Ausfallsgarantie bzw. Reduktion des Ausfallsrisikos
- Zusätzliche CO<sub>2</sub>-neutrale Wärmemenge

Als Pain Relievers wurden konkret folgende Möglichkeiten erkannt:

- CO<sub>2</sub>-neutrale Einspeisung, um erforderliche erneuerbare Einspeisung über erforderlichem Niveau zu halten
- Erhöhung der Zahl kleiner Einspeiser (n-1 Thematik)
- Spitzenlastspeicher
- Aktive Medienarbeit (Ausbaupläne)
- Neue Einspeiser nur im Gleichschritt mit neuen Kunden

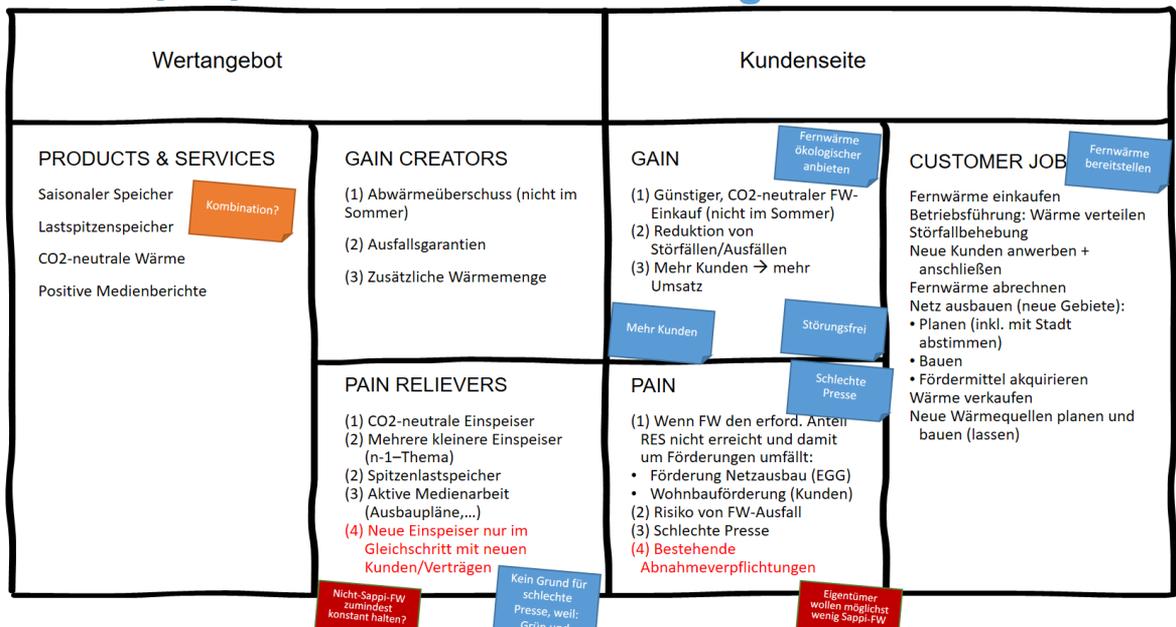
Das Wertangebot, mit dem die vorhin genannten Gain Creators und Pain Relievers bereitgestellt werden können, sind:

- Saisonale Speicher
- Lastspitzenspeicher
- Kombinierte Verwendung von Speichern als Langzeitspeicher wie auch als Lastspitzenspeicher
- CO<sub>2</sub>-neutrale Wärme
- Positive Medienberichte

Abbildung 26: Value Proposition Canvas für Fallbeispiel Graz



## value proposition canvas Energie Graz



In äquivalenter Weise wurde auch ein Value Proposition Canvas für den Use Case Weiz erarbeitet (Abbildung 27). Der Kunde ist in diesem Fall die Immobilienverwaltung des Innovationszentrums Weiz.

Konkret wurden als Customer Jobs der Immobilienverwaltung die folgenden Hausverwaltungstätigkeiten identifiziert:

- Vermietung
- Verrechnung
- Reinigung, Schneeräumung
- Instandhaltung
- Mahnwesen
- Energieverrechnung (Ablesung automatisch über KNX)

Als wesentliche Gains wurden folgende Punkte identifiziert:

- Zuverlässige Mieter (Zahlungsmoral)
- Bereitstellung eines hochattraktiven Standorts (großes Netzwerk, guter Marktzugang, potentielle Forschungsgelder für Mieter, Eigenstromversorgung)
- Gute Miet-Auslastung

Als wesentliche Pains wurden folgende Punkte identifiziert:

- Hohe Mieterfluktuation
- Heizung im Passivhaus: regelmäßige Mieterbeschwerden
- Direktleitungssystem ist aufwändig (Energiemanager funktioniert derzeit nicht)
- Verrechnung von PV-Strom ist aufwändig in Relation zum Ertrag
- Hohe Betriebskosten (Allgemeinstrom)

Als Gain Creators wurden konkret folgende Möglichkeiten erkannt:

- Erhöhung der Eigenstromversorgung

Als Pain Relievers wurden konkret folgende Möglichkeiten erkannt:

- Einbau eines funktionierenden Energiemanagers
- Erhöhung der verrechenbaren Strommenge verbessert die Performance der Verrechnung
- Senkung der eigenen Betriebskosten durch Strom-Eigennutzung

Das Wertangebot, mit dem die vorhin genannten Gain Creators und Pain Relievers bereitgestellt werden können, sind:

- Einspeicherung des Überschuss-Stroms vom Wochenende, damit dieser wochentags genutzt werden kann
- Attraktive Tarife für Speicherung
- Technische Wartung des Batteriespeichers, Störfallmanagement → Übernahme des Betriebsrisikos
- Energiemanager: Aufbau, Inbetriebnahme, regelmäßige Wartung (Bedienung, Auslesung, etc. wird von der Immobilienverwaltung selbst gemacht)

Abbildung 27: Value Proposition Canvas Fallbeispiel Weiz



## value proposition canvas

## Immobilienverwaltung Mit Selbstnutzung

Wertangebot		Kundenseite	
<b>PRODUCTS &amp; SERVICES</b> Überschuss-Strom vom Wochenende einspeichern, damit dieser wochentags genutzt werden kann Attraktive Tarife für Speicherung Technische Wartung des Batteriespeichers, Störfallmanagement → Übernahme des Betriebsrisikos (eigentlich klar, weil EOS auch Eigentümer ist) Energiemanager: Aufbau, Inbetriebnahme, regelmäßige Wartung (Bedienung, Auslesung, etc wird von Immoverwaltung selbst gemacht)	<b>GAIN CREATORS</b> Erhöhung der Eigenstromversorgung	<b>GAIN</b> Zuverlässige Mieter (Zahlungsmoral) Hochattraktiver Standort (großes Netzwerk, guter Marktzugang, pot. Forschungsgelder für Mieter, Eigenstromversorgung → Gute Auslastung (derzeit 100%))	<b>CUSTOMER JOBS</b> Hausverwaltungstätigkeiten: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vermietung</li> <li>• Verrechnung</li> <li>• Reinigung, Schneeräumung</li> <li>• Instandhaltung</li> <li>• Mahnwesen</li> </ul> • <b>Energieverrechnung (Ablesung automatisch über KNX)</b> Personal: GF (2P), Verrechnung (2P), facility management (2P), Reinigung (6P)
	<b>PAIN RELIEVERS</b> Einbau eines funktionierenden Energiemanagers Erhöhung der zu verrechnenden Strommenge verbessert Performance der Verrechnung Senkung der eigenen Betriebskosten durch Strom-Eigen-Nutzung	<b>PAIN</b> Mieterfluktuation Heizung im Passivhaus: regelmäßige Mieterbeschwerden Direktleitungssystem ist aufwändig (Energiemanager funktioniert derzeit nicht) Verrechnung von PV-Strom aufwändig in Relation zum Ertrag Hohe Betriebskosten (Allgemeinstrom)	

## 4.9.2 Analyse der zwei Fallbeispiele mittels Business Model Canvas

Die Ergebnisse der VPC-Analysen fließen direkt als Ausgangslage in die Erarbeitung des Business Model Canvas (BMC) ein. Dabei werden das Feld der Kundenbeschreibung aus dem VPC direkt in das Feld „Customer Segment“ im BMC und das Feld „Wertangebot“ aus dem VPC direkt in das Feld „Value Proposition“ im BMC übernommen. Der BMC wurde für beide Use Cases für einen Speicheranbieter entwickelt. Die Felder „Kundenbeziehung (Relation)“ und „Vertriebskanäle (Channels)“ sind für die gegenständliche Analyse irrelevant und wurden deshalb nicht erarbeitet.

### 4.9.2.1 Fallbeispiel Graz

Für den Use Case Graz wurde der BMC für einen thermischen Speicheranbieter erarbeitet, der an der Fernwärme-Transportleitung zwischen dem potenziellen Abwärmelieferanten und dem Einspeisepunkt in Graz einen thermischen Speicher errichtet (Abbildung 28).

Wertangebot (Value Proposition, übernommen vom Value Proposition Canvas):

- Saisonale Speicher
- Lastspitzenspeicher
- Kombinierte Verwendung von Speichern als Langzeitspeicher wie auch als Lastspitzenspeicher
- CO<sub>2</sub>-neutrale Wärme
- Positive Medienberichte

Kundensegment (Customer Segment, übernommen von Customer Jobs des Value Proposition Canvas):

- Fernwärme einkaufen
- Betriebsführung: Wärme verteilen
- Störfallbehebung
- Neue Kunden anwerben + anschließen
- Fernwärme abrechnen
- Netz ausbauen (neue Gebiete):
- Planen (inkl. Abstimmung mit der Stadt)
- Bauen
- Fördermittel akquirieren
- Wärme verkaufen
- Neue Wärmequellen planen und bauen (lassen)

Aktivitäten, die für die Bereitstellung des Wertangebots erforderlich sind:

- Wärmeverträge abschließen (Ein- und Verkauf)
- Betriebsführung und Instandhaltung
- Abrechnung
- Planung und Bau beauftragen und beaufsichtigen

Ressourcen, die für die Bereitstellung des Wertangebots erforderlich sind:

- Personal (O&M, Abrechnung)
- Know-How: Speicherbewirtschaftung, Netzverhalten)
- Passendes Grundstück (Ort, Größe, Geologie)
- Kapital (Eigen- u/o Fremdmittel)

Partner, die für die Bereitstellung des Wertangebots erforderlich sind:

- Papier- und Zellstoffwerk Sappi Gratkorn (Abwärmelieferant)
- Baufirmen
- Planer und Gutachter
- Komponenten-Lieferanten
- Netzbetreiber (falls nicht der Speicheranbieter selbst)

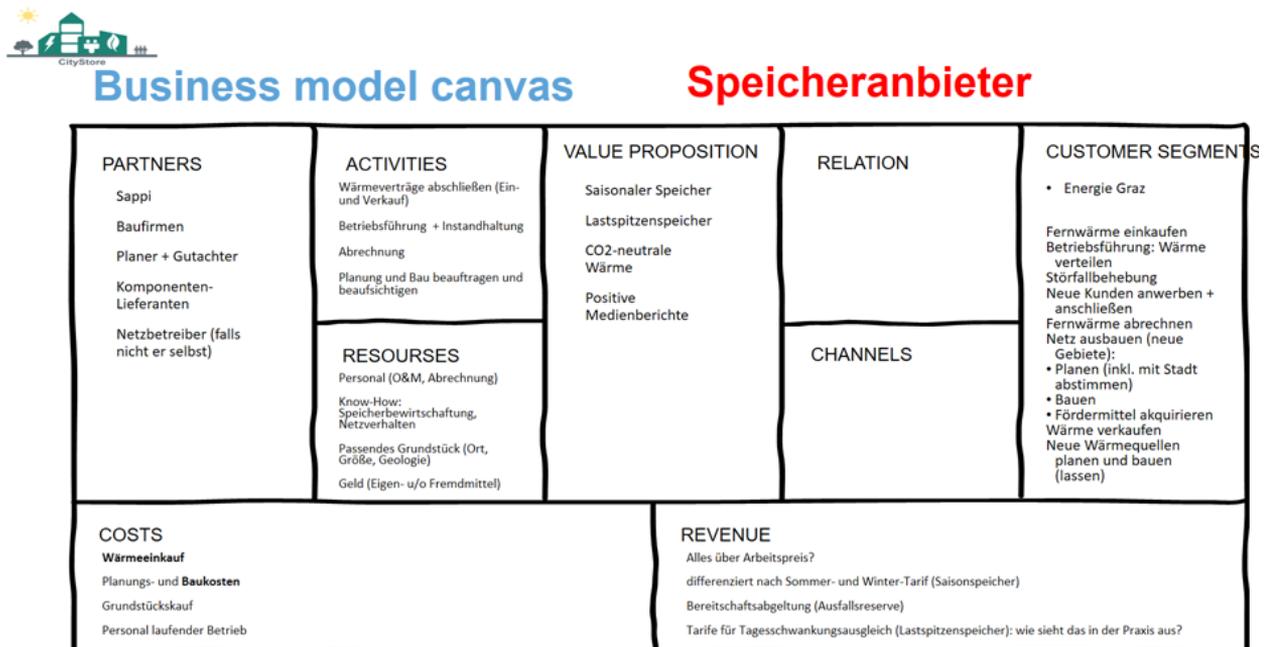
Kostenkomponenten, aus denen sich das Produkt / das Service zusammensetzt

- Wärmeeinkauf
- Planungs- und Baukosten
- Grundstückskosten
- Personalkosten laufender Betrieb

Vergütungsstruktur Optionen, die für die Verrechnung von Leistungen möglich sind

- Gesamte Vergütung über den Arbeitspreis
- Differenzierung nach Sommer- und Wintertarif (v.a. Saisonspeicher)
- Bereitschaftsabgeltung (Ausfallsreserve)
- Tarife für Tagesschwankungsausgleich

Abbildung 28: Business Model Canvas Fallbeispiel Graz



#### 4.9.2.2 Fallbeispiel Weiz

Äquivalent dazu wurde ein BMC auch für den Use Case Weiz entwickelt. Als Speicher-Anbieter wurde hier konkret die Firma EOS, die bereits zu Testzwecken vor Ort einen Batterie-Speicher betreibt, angenommen (Abbildung 29).

Wertangebot (Value Proposition, übernommen vom Value Proposition Canvas):

- Einspeicherung des Überschuss-Stroms vom Wochenende, damit dieser wochentags genutzt werden kann

- Attraktive Tarife für Speicherung
- Technische Wartung des Batteriespeichers, Störfallmanagement → Übernahme des Betriebsrisikos
- Energiemanager: Aufbau, Inbetriebnahme, regelmäßige Wartung (Bedienung, Auslesung, etc. wird von der Immobilienverwaltung selbst gemacht)

Kundensegment (Customer Segment, übernommen von Customer Jobs des Value Proposition Canvas):

- Vermietung
- Verrechnung
- Reinigung, Schneeräumung
- Instandhaltung
- Mahnwesen
- Energieverrechnung (Ablesung automatisch über KNX)

Aktivitäten, die für die Bereitstellung des Wertangebots erforderlich sind:

- Planung und Errichtung von Batteriespeichern
- Betriebsführung und Wartung von Batteriespeichern
- Energiemanager einbauen (wenn Strom-Sammelschiene fertig ist) und Wartung

Ressourcen, die für die Bereitstellung des Wertangebots erforderlich sind:

- Batteriespeicher (Hardware)
- Know-How (Errichtung und Betrieb von Batteriespeichern)
- Aufstellplatz
- Energiemanagement (Software)

Partner, die für die Bereitstellung des Wertangebots erforderlich sind:

- Fa. Varicon (Visualisierung, Meßgeräte, Stromleitungen)
- Energie Steiermark / Pichler-Werke (technische Abstimmung)
- Div. Komponenten-Lieferanten (Wechselrichter, Container, Brandschutz, ...)
- WEIZ Immobilienverwaltung (Aufstellplatz, Strom-Sammelschiene)

Kostenkomponenten, aus denen sich das Produkt / das Service zusammensetzt

- Einmalige Kosten: Anschaffung Batteriespeicher (€230.000), Planung (~€10.000), Software-Lizenz (~€1.000)
- Wiederkehrende Kosten: Personal für Wartung und Instandhaltung (i.d.R. Studenten auf Werkvertrag), etwaige Software-Updates von Fa. Varicon (unregelmäßig), Versicherungen

Vergütungsstruktur Optionen, die für die Verrechnung von Leistungen möglich sind

- Fixmiete (pro Monat) für die Speichernutzung
- Abrechnung pro abgerufener bzw. eingespeicherter kWh aus dem Speicher
- Kombination aus Grundpreis und Arbeitspreis
- Abrechnung pro eingespeicherter kWh pro Zeiteinheit (ähnlich wie eine Depotgebühr)

Abbildung 29: Business Model Canvas Fallbeispiel Weiz



Business model canvas

Speicheranbieter EOS

<b>PARTNERS</b> Varicon (Visualisierung, Meßgeräte, Stromleitungen) E-Stmk / Pichler-Werke (technische Abstimmung) Batteriemodule div. Komponenten (Wechselrichter, Container, Brandschutz,...) WEIZ Immobilienverwaltung (Standort, Sammelschiene)	<b>ACTIVITIES</b> Planung, Errichtung Batteriespeicher Betriebsführung und Wartung Batteriespeicher Energiemanager einbauen (wenn Sammelschiene fertig ist) und Wartung	<b>VALUE PROPOSITION</b> Überschuss-Strom vom Wochenende einspeichern, damit dieser wochentags genutzt werden kann Attraktive Tarife für Speicherung Technische Wartung des Batteriespeichers, Störfallmanagement → Übernahme des Betriebsrisikos (eigentlich klar, weil EOS auch Eigentümer ist) Energiemanager: Aufbau, Inbetriebnahme, regelmäßige Wartung	<b>RELATION</b> -	<b>CUSTOMER SEGMENTS</b> Hausverwaltungstätigkeiten: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vermietung</li> <li>• Verrechnung</li> <li>• Reinigung, Schneeräumung</li> <li>• Instandhaltung</li> <li>• Mahnwesen</li> </ul> • Energieverrechnung (Ableseung automatisch über KNX) Personal: GF (2P), Verrechnung (2P), facility management (2P), Reinigung (6P)
<b>RESOURCES</b> Batteriespeicher Know-How (Errichtung und Betrieb) Standplatz Energiemanagement-Software		<b>CHANNELS</b> -		
<b>COSTS</b> Einmalige Kosten: Anschaffung (€230.000), Planung (~€10.000), Software-Lizenz (~€1.000) Wiederkehrende Kosten: Studenten auf Werkvertrag (Wartung und Instandhaltung), Varicon (etwaige Updates, unregelmäßig), Versicherung(en)			<b>REVENUE</b> Variationsmöglichkeiten: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fixmiete (pro Monat)</li> <li>• Pro gezogener bzw. gespeicherter kWh aus dem Speicher</li> <li>• Kombination: Grundpreis, "Arbeitspreis"</li> <li>• Preis für eingespeicherte Energie pro Zeiteinheit (z.B. kWh pro Tag)</li> </ul>	

4.9.3 Analyse der zwei Fallbeispiele nach dem St. Galler Business Model Navigator

In diesem Abschnitt werden zunächst die vordergründigen Typen der Vergütung – bezugnehmend auf die VPCs und BMCs der beiden Fallbeispiele – genannt und untereinander verglichen, im zweiten Schritt werden nicht der Vergütung zuordenbare Strategien genannt und miteinander in Beziehung gesetzt. Der dritte Schritt beschäftigt sich mit Entwicklungsmöglichkeiten für Speicher-Geschäftsmodelle (um beispielsweise einen Wettbewerbsvorteil zu erarbeiten) und im vierten Schritt werden potenzielle Spezialthemen und Nischen beleuchtet.

Die beiden Fallbeispiele dienen dazu, um allgemeine Erkenntnisse für andere Speicher-Situationen zu gewinnen.

4.9.3.1 Schritt 1: Unterschiedliche Vergütungsmodelle

Das hier prioritär untersuchte grundsätzliche Modell bei Geschäftsmodellen für Speicher ist „**Rent instead of Buy**“ und wird dem konventionellen Geschäftsmodell des reinen Speicherkaufs vergleichend gegenübergestellt. Bei diesem Muster wird ein Produkt nicht vom Kunden gekauft, sondern stattdessen von diesem gemietet. Durch das Entfallen der Anschaffungskosten vergrößert sich der finanzielle Spielraum des Nutzers, wodurch sich dieser ehemals unerschwingliche oder unwirtschaftliche Speicher leisten kann. Zudem können teure Kapitalbindungskosten vermieden werden.

In einer anderen Betrachtungsweise kann dieses Modell auch als **Performance-based Contracting** bezeichnet werden. Dieses Modell ist im Energie-Bereich schon lange ein Begriff, besser bekannt als Energiespar-Contracting. Der Preis für den Speicher ermittelt sich nicht nach seinem physischen Wert, sondern auf Basis der Leistung, die damit erbracht wird. Der Hersteller ist dabei oft stark in den Leistungserstellungsprozess seines Kunden integriert. Spezielles Know-How und Skaleneffekte führen

zu niedrigeren Produktions- und Wartungskosten, die an den Kunden weitergeben werden (können). Das Produkt (also die Anlage) verbleibt im Besitz des Anbieters und wird von diesem betrieben.

Für dieses Modell stehen unterschiedliche Vergütungsmodelle zur Verfügung:

1. **„Pay per Use“** bedeutet, dass die Leistung nicht pauschal, sondern nach ihrer effektiven Nutzung (z.B. eingespeicherte/abgerufene kWh) abgerechnet wird. Hierdurch bezahlt der Kunde nur für das, was er tatsächlich ausnutzt. Das Unternehmen ist so in der Lage, Kunden anzuziehen, die Flexibilität schätzen.
2. **„Flatrate“**: Bei diesem Modell zahlt der Kunde einen Pauschalpreis für die Nutzung des Speichers und kann diesen in unbegrenzten Mengen (Limit: Größe des Speichers bzw. freies Volumen des Speichers) oder ohne zeitliche Einschränkung nutzen. Der Kunde muss sich dabei nicht in seinem Speicherverhalten einschränken und behält die volle Kostenkontrolle.
3. Ähnlich der Flatrate kann auch das Modell **„Guaranteed Availability“** angewandt werden. Ebenso wird hier ein Pauschalpreis verrechnet. Im Rahmen dieses Modells wird auf den Service des Speichers eine Verfügbarkeitsgarantie vergeben, wodurch diese jederzeit vom Kunden genutzt werden kann. Ziel ist das Minimieren von Ausfallkosten, welche durch die Nicht-Verfügbarkeit entstehen. Der Unterschied zur Flatrate ist das Motiv für die Inanspruchnahme des Service: hier ist es eine Risikoversicherung, während es bei der Flatrate um eine Kostenoptimierung im Normalbetrieb geht.
4. **Auction**: Die Idee dieses Modells besteht darin, die Dienstleistung des Speicherns an die Höchstbietenden zu verkaufen. Der Endpreis wird festgestellt, wenn kein höheres Angebot gemacht wird. Dies ermöglicht dem Unternehmen, die höchste Zahlungsbereitschaft des Kunden abzuschöpfen. Der Kunde profitiert von der Möglichkeit, Einfluss auf den Preis der Dienstleistung ausüben zu können. Dies ist insbesondere durch die Entwicklungen im Bereich Smart Contracts und Blockchain interessant, weil so in kurzen Zyklen und automatisiert Auktionen stattfinden können.
5. Ein nicht sehr verbreitetes, dafür aber umso interessanteres Modell ist **„Pay what you want“**. Der Preis für die Leistung wird dabei durch den Käufer festgelegt. Hierdurch muss dieser für die Leistung nur so viel bezahlen, wie er tatsächlich auch möchte. Aufgrund von sozialen Normen nutzen Kunden dieses Modell nur in seltenen Fällen aus, wodurch sich dieses als eine effektive Maßnahme zur Gewinnung von Neukunden eignet. Oft wird dieses Modell von unternehmerischer Seite als zu riskant eingestuft, vermutlich vor allem, weil es kaum Erfahrungswerte im jeweiligen Geschäftsbereich damit gibt.

#### **4.9.3.2 Schritt 2: Strategien, die nicht unmittelbar mit der Vergütung der Leistung verbunden sind**

Das grundsätzliche Modell des **Prosumers** ist hier die Basis der Betrachtung – vor allem für die Strom-Speicherung. Im Kontext eigener Erzeugungsanlagen (z.B. aus Photovoltaik) wird es Kunden ermöglicht, selbst zum Produzenten zu werden. Der Kunde ist in die Wertschöpfungskette integriert und kann vom resultierenden Produkt profitieren. Das Angebot des Speichers kann dem Prosumer in folgender Weise dienen: einerseits kann er seine selbst erzeugte Energie für spätere Anwendung zwischenspeichern (in Wohnhäusern ist es oft der Fall, dass zum Zeitpunkt der maximalen Energieerzeugung nicht alles verbraucht werden kann) oder er kann die selbst erzeugte Energie im Speicher zwischenspeichern, um zu einem späteren Zeitpunkt bessere Preise im Verkauf zu erzielen (Spitzenlast-Tarife).

Die hier angeführten Muster sind nicht als Entweder-Oder zu betrachten, sondern können zur Gänze oder auch teilweise miteinander kombiniert werden. Folgende weitere Betrachtungsweisen bzw. Variationen können angewandt werden:

1. **Peer-to-Peer:** der Speicheranbieter positioniert sich als eine Art Anlaufstelle für Direkt-Geschäfte, indem er Transaktionen zwischen Privatpersonen ermöglicht. Der Speicher ist hier notwendig, um – wie oben beschrieben – den zeitlichen Unterschied zwischen Erzeugung und Konsum zu überbrücken.
2. Ein **Integrator** führt den Großteil seiner Wertschöpfungsaktivitäten in Eigenregie durch. Das Unternehmen behält so die Kontrolle über alle zentralen Ressourcen und Fähigkeiten der Wertschöpfung. Effizienzsteigerungen, Verbundvorteile und geringere Abhängigkeiten von Lieferanten führen zu Kostensenkungen und können die Flexibilität und Stabilität in der Wertschöpfung erhöhen.
3. Im Gegensatz dazu ist auch das Modell des **Orchestrators** eine denkbare Variante: Im Rahmen dieses Modells konzentriert sich ein Unternehmen auf seine eigentlichen Kernkompetenzen. Alle Aktivitäten der Wertschöpfungskette, die außerhalb dieses Bereichs liegen, werden ausgelagert und aktiv koordiniert. Dies ermöglicht dem Unternehmen von den Spezialisierungsvorteilen seiner Lieferanten zu profitieren. Die Fokussierung auf die Kernkompetenzen steigert die Leistungsfähigkeit.
4. **Solution Provider:** Dieses Modell geht in dieselbe Richtung wie das Modell Performance-based Contracting. Ein Unternehmen bietet seinen Kunden nicht seine Produkte, sondern eine umfassende Gesamtlösung an Dienstleistungs-Angeboten an. Um als Unternehmen allerdings den gesamten Bedarf rund um das Kundenproblem abzudecken – also um als Single Point of Contact oder One-Stop-Shop agieren zu können – sollten Dienstleistungen über das alleinige Speichern von Energie hinausgehen, z.B. in Richtung Energieeinkauf (Restbedarf), Not-Energieversorgung oder Regelung und Optimierung des Gesamtsystems des Kunden.

#### 4.9.3.3 Schritt 3: Entwicklungsmöglichkeiten für Speicher-Geschäftsmodelle

In diesem Schritt geht es darum, Möglichkeiten aufzuzeigen, die optional angewandt werden könnten. Jedenfalls sollten Unternehmen, die Speicher-Geschäftsmodelle anbieten wollen, diese Optionen zumindest auf ihre Anwendbarkeit überprüfen.

1. **Two-sided Market:** Zweiseitige Märkte ermöglichen die Interaktion zwischen zwei voneinander unabhängigen Nutzergruppen. Im Fall der Speicher sind dies z.B. auf der einen Seite Kunden für Eigenverbrauchsoptimierung oder simple Tarif-Optimierung, auf der anderen Seite der Regelenergiemarkt.
2. **Leverage Customer Data:** Im Zentrum dieses Modells steht das Sammeln von Kundendaten, um diese im Anschluss gewinnbringend nutzen zu können. Möglichkeiten zur Kommerzialisierung bieten sich beispielsweise durch den direkten Verkauf der Daten an Dritte oder durch die eigene Nutzung, z.B. zur Verbesserung der eigenen technischen Performance.  
Dieses Muster ist im Energiebereich noch nicht sehr verbreitet, es wäre allerdings interessant, den Wert der ohnehin gesammelten Informationen abschätzen zu können
3. **Mass Customization:** der Service wird an die individuellen Bedürfnisse des Kunden angepasst, wobei ähnliche Effizienzbedingungen wie bei der Herstellung eines Massen-

Service vorherrschen. Hierdurch erhält der Kunde einen auf sich zugeschnittenen Service, ohne einen signifikanten Aufpreis zahlen zu müssen. Möglich gemacht soll dies durch den Einsatz von modularisierten Service-Architekturen werden, da diese zu einer Vielfalt an diversen Services führen.

Angewendet auf Speicher würde das bedeuten, ein modulares System z.B. bezüglich Speichergrößen, Speichergeschwindigkeit oder Regelstrategie zu entwickeln, das im Kern immer gleich ist, aber trotzdem individuell vom Kunden (in gewissen Bandbreiten) selbst designt werden kann.

4. **Ingredient Branding** bezeichnet die Bildung einer Marke für ein Produkt, welches nicht einzeln, sondern nur als Bestandteil eines Endprodukts erworben wird. Das Produkt wird dabei gezielt als ein eigenständiges Merkmal des Endprodukts beworben, wodurch es zu der Herausbildung einer Marke in der Marke des Endprodukts kommt. Im Idealfall führt Ingredient Branding zu einer Win-win-Situation, bei der die positiven Attribute des Zulieferprodukts auf das Endprodukt übertragen werden und somit die Attraktivität des Endprodukts steigt.

Für Speichermodelle würde das beispielhaft bedeuten, dass Batterie-Packs eines bestimmten namhaften, bewährten Batterieherstellers verwendet würden oder auch Wechselrichter.

5. **Trash-to-Cash:** dieses Muster beschreibt die Wiederverwendung gebrauchter Güter. Abfall- oder Nebenprodukte werden von Unternehmen gekauft, zu neuen Waren verarbeitet und im selben oder in anderen Märkten wiederverkauft. Während die Beschaffungskosten für das Unternehmen hierdurch reduziert werden, profitiert der Lieferant von der Möglichkeit einer günstigen Abfallentsorgung. Beim Endkunden wird ein potenzielles Umweltbewusstsein adressiert.

Bei E-Speichern könnte dies z.B. die Wiederverwendung von E-Auto-Akkus sein, die für die mobile Anwendung bereits einen zu geringen Speicher-Wirkungsgrad aufweisen, für stationäre Anwendungen aber noch immer leistungsstark genug sind.

6. **No Frills:** Ein Produkt oder eine Dienstleistung wird auf seinen eigentlichen Kern reduziert. Die hierdurch realisierten Kosteneinsparungen werden dabei mit dem Kunden geteilt, was eine Kundschaft mit geringerer Kaufkraft oder Zahlungsbereitschaft anspricht. Beispiele dafür sind der Discounter Hofer (Lebensmittel zu niedrigen Preisen, dafür eingeschränkte Produktauswahl) oder auch Ryanair (günstige Tarife, dafür weniger Komfort).

Bei Speichern wäre diese Dienstleistung eine Komplementär-Dienstleistung zum Solution Provider, d.h. der Kunde müsste auf einzelne Leistungsbestandteile, die für das grundsätzliche Funktionieren nicht notwendig sind (z.B. selbstlernende Regelung, Wettervorhersage, andere Automatismen), verzichten oder sie selbst organisieren.

7. **Make more of it:** Know-How und andere verfügbare Ressourcen eines Unternehmens werden nicht nur zur Herstellung eigener Produkte verwendet, sondern darüber hinaus auch anderen Unternehmen in Form einer externen Dienstleistung zur Verfügung gestellt. Ziel ist die Multiplikation von Kompetenzen außerhalb des Kerngeschäfts.

#### 4.9.3.4 Schritt 4: Potenzielle Spezialthemen und Nischen

In diesem Schritt werden diverse Spezialthemen rund um das Thema des Speicher-Dienstleisters angesprochen. Sie betreffen z.B. Teilaspekte der Tätigkeiten, Finanzierungsthemen und grundsätzliche strategische Ausrichtungen des Geschäftsmodells.

1. **Aikido** ist eine japanische Kampfkunst, in der die Stärke eines Angreifers gegen ihn selbst verwendet wird. In Form eines Geschäftsmodells bedeutet Aikido, dass ein Unternehmen etwas anbietet, das diametral dem Paradigma der Konkurrenz entgegensteht. Dieses neue Angebot zieht vor allem jene Kunden an, die Ideen oder Konzepte jenseits des Mainstream-Angebots bevorzugen.  
Für die Anwendung dieses Modells für Speicher ist es derzeit noch zu früh, da sog. „etablierte“ Geschäftsmodelle noch nicht am Markt vorhanden sind. Im Zuge einer Umfeld-Analyse sollte dieser Aspekt allerdings besonders berücksichtigt werden.
2. Ein **Layer Player** ist ein spezialisiertes Unternehmen, das sich auf die Bereitstellung einiger weniger Aktivitäten einer Wertschöpfungskette spezialisiert. Die Leistungen, die es in diesem Zusammenhang erbringt, werden quer verteilt über diverse Marktsegmente oder Anbieter angeboten. Durch seinen hohen Spezialisierungsgrad profitiert der Layer Player neben effizienzbedingten Spezialisierungsvorteilen insbesondere von einer Multiplikation seines Know-Hows.  
Im Bereich der Speicher könnte dieses Modell z.B. für die Regelung und Betriebs-Optimierung angewendet werden. Es ist außerdem ein Modell, das gut zum Muster der „Orchestrierung“ passt.
3. **Crowdfunding**: Ein Produkt, ein Projekt oder ein komplettes Start-Up wird von einer Gruppe privater Kleinanleger finanziert, die die zugrunde liegende Idee unterstützen wollen. Die Anleger profitieren dabei von speziellen Vorteilen, die von der Menge des bereitgestellten Geldes abhängen.  
Dieses Muster ist vor allem dann interessant, wenn Kapital (Eigen- und/oder Fremdkapital) für die Investition (Speicherbau) nicht in ausreichendem Maß verfügbar ist. Die Art der Vorteile für die Anleger kann vielfältig angelegt werden: attraktive Verzinsung, günstige Konditionen bei der Nutzung der Speicher-Dienstleistung, Guthaben für andere Dienstleistungen des Unternehmens (z.B. Web-Shop).

#### 4.9.3.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerung der Analyse möglicher Geschäftsmodelle

Die Analyse der Geschäftsmodelle für Speichertechnologien anhand der zwei Fallbeispiele hat folgendes gezeigt:

Das Anbieten von Speichern als Dienstleistung und nicht lediglich im Verkauf und in der Montage kann es ermöglichen, den Betrieb von Speichern zu professionalisieren und den Wirkungsgrad von Speichern zu optimieren. Dazu ist eine ökonomisch positiv darstellbare Situation notwendig, die mit derzeitigen Komponenten-Preisen einerseits und Erlös-Möglichkeiten andererseits meist nicht gegeben ist. Dies trifft insbesondere und vor allem für Batterie-Speicher zu. Unabhängig davon gibt es allerdings eine große Vielfalt an Geschäftsmodell-Variationen, wie die Analyse nach dem St. Gallener Business Model Navigator gezeigt hat. Unabdingbar für ein erfolgreiches Geschäftsmodell ist außerdem die kundenzentrierte Orientierung schon in der Konzeption der Dienstleistung, um sog. „Stranded Investments“ (verlorene Investitionen) zu vermeiden.

Für das Fallbeispiel Graz kommen konkret als Vergütungsmodelle vor allem Pay-per-use und guaranteed availability insbesondere in Kombination in Frage, für das Fallbeispiel Weiz würde alternativ dazu auch Flatrate möglich sein.

Bezüglich Schritt 2, der Strategie, wie die Leistung erbracht wird, kommt es vor allem auf die vorhandenen Kompetenzen und Ressourcen an, ob die Leistung als Integrator oder als Orchestrator

erbracht werden sollte. In beiden Fallbeispielen ist die Erbringung als Orchestrator aufgrund der notwendigen Partner im BMC naheliegender.

Entwicklungsmöglichkeiten sind beim Fallbeispiel Weiz insbesondere im Sinne eines „Two-sided Markets“ durch Eigenverbrauchsoptimierung einerseits und Teilnahme am Regenergiemarkt andererseits denkbar. Die übrigen genannten Entwicklungsmöglichkeiten sind eher bei Ausrollung im großen Stil als Batterie-Speicheranbieter ein Thema, nicht aber für den Einzelfall. Für das Fallbeispiel Graz gibt es hier nur begrenzt Entwicklungsmöglichkeiten.

Es wurden des Weiteren auch allgemeine Handlungsempfehlungen artikuliert, diese sind in Kapitel 5 zu finden.

## **4.10 Beitrag des Projekts zu den Gesamtzielen des Programms „Stadt der Zukunft“**

Das Programm „Stadt der Zukunft“ ist Teil der nationalen Bestrebungen zur Energieforschung und verfolgt folgende strategische Ziele:

- Nachhaltiges Energiesystem
- Reduktion der Klimawirkung
- Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit
- Erhöhung der F&E-Qualität

Im Mittelpunkt dieser Bemühungen stehen die Themen Lebensqualität, Produktivität, Mobilität, Kommunikation und der damit zusammenhängende Bedarf nach Energie und Ressourcen. Es soll mit dem Programm „Stadt der Zukunft“ der Transformationsprozess in Richtung einer nachhaltig ausgerichteten, zukunftsfähigen Stadt vorangebracht werden, vor dem Hintergrund mehrerer umwelt- und energiepolitischer Herausforderungen, wie etwa dem Klimawandel, der Energieversorgungssicherheit, dem steigenden Urbanisierungsgrad und der nachhaltigen Entwicklung.

Genau an diesen wichtigen Angelpunkten setzt das Projekt „CityStore“ an. In dem Sondierungsprojekt wurde der Forschungs- und Entwicklungsbedarf (F&E-Bedarfs) zur optimierten Planung und Realisierung von urbanen Speicherlösungen (thermische Saisonalspeicher, Stromspeicher, P2X-Lösungen) in einem integrierten Energiesystem aufgezeigt, wodurch in weiterer Folge zielgerichtet in Energieinfrastruktur zur Umsetzung von (lokalen) Klima- und Energiezielen investiert werden kann. Dazu wurden unter laufender Einbindung von Expert:innen die vielversprechendsten Speichertechnologien zur Anwendung auf Stadtebene identifiziert und verschiedene Tools zur Analyse des Einflusses von Speichertechnologien auf das Gesamtenergiesystem der Stadt untersucht. Anhand zweier Modellrechnungen wurde die Entkopplung der Energieerzeugung und des Verbrauchs mittels städtischen Speichersystemen demonstriert, und gleichzeitig die Integration in bestehende Energiesysteme untersucht. Des Weiteren wurde ein Fokus auf Wirtschaftlichkeit, regulatorische Hemmnisse und die Erstellung von Geschäftsmodellen gelegt, um die Vereinbarkeit der optimierten Energie- und Ressourceneffizienz mit hoher Attraktivität für Bewohner:innen und Wirtschaft hervorzuheben. Abschließend wurden ein Leitfaden für die Identifikation und Nutzbarmachung von städtischen Speicherpotenzialen unter Einbeziehung der Programmziele der Ausschreibung „Stadt der Zukunft“ ausgearbeitet.

# 5 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Im Folgenden werden Schlussfolgerungen, die aus den Projektergebnissen zusammengeführt wurden, zusammengefasst. Die Erkenntnisse zum Forschungs- und Entwicklungsbedarf sowie Handlungsempfehlungen zur optimierten Integration von Speichern in städtischen Energiesystemen wurden aus den Projektergebnissen abgeleitet.

Diese Kapitel zielt einerseits darauf ab, Stakeholdergruppen in diversen Planungsphasen verschiedener Speichertechnologien zu unterstützen. Andererseits werden Stärken sowie Ausbaupotenzial der existierenden Modellierungs- und Simulations-Tools (siehe Kapitel 0) beleuchtet, um Modellentwickler:innen und Anwender:innen aus Forschung und Wirtschaft einen Überblick zu verschaffen, und gegebenenfalls Anreize zur Weiterentwicklung der Tools zu geben. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf den Stakeholder-Anforderungen sowie auf den identifizierten Schwächen der analysierten Tools.

## 5.1 Einbindung der Stakeholder

Um gemeinsame Bedürfnisse zu lokalisieren und konkrete Herausforderungen zu diskutieren, sowie für die Identifikation und Nutzbarmachung von Speicherpotenzialen im städtischen Bereich, ist es besonders wichtig, diverse Stakeholder in unterschiedlichen Zeitpunkten der Projektphase einzubinden. In einem gemeinsamen Prozess ist es leichter, optimale Lösungen zu finden. Dabei ist es besonders wichtig, alle relevanten Sektoren und auch die Möglichkeit zur Sektorkopplung zu betrachten. Für die Nutzbarmachung der regional vorhandenen Energieerzeugungskapazitäten sind die Einsatzmöglichkeiten von Kurz-, Mittel- und Langzeitspeichern zu prüfen, und auch Kombinationen sind in Betracht zu ziehen. Vorrangiges Ziel dabei ist, lokal verfügbare Ressourcen möglichst auch lokal zu nutzen, um Verluste durch Energietransporte zu minimieren. Neben der Steigerung der lokalen Deckung von Bedarf mit lokaler Erzeugung kann damit die Wertschöpfung in der Region verbleiben. Auch überregional betrachtet hat der Einsatz von Speichern positive Effekte, da unter entsprechender, netzfreundlicher Betriebsweise damit etwa die übergeordneten Stromnetze entlastet, und Spitzenleistungen reduziert werden können.

Eine besonders wichtige Rolle spielt hierbei die Beteiligung von Vertreter:innen der Kommunen (lokale Entscheidungsträger:innen, Raumplaner:innen, Baubehörden, ...). Diese haben Kenntnisse über örtliche Gegebenheiten und Möglichkeiten. Außerdem haben diese im Rahmen der Raumplanung Einfluss darauf, wo möglicherweise Platz für Energiespeichersysteme verfügbar ist bzw. eventuell schon vorgehalten wird.

Durch Förderungen kann Einfluss darauf genommen werden, welche Technologien forciert zum Einsatz kommen und wie diese optimal betrieben werden sollen. Auch im Zuge von Genehmigungen haben sowohl Länder und Bund als auch Kommunen eine wichtige Rolle, sodass sie bereits im Vorfeld auf etwaige Hürden hinweisen können und dadurch mögliche Stolpersteine bereits frühzeitig ausgeräumt werden können. Im Interesse einer Kommune liegt es zudem auch, dass nachhaltige

Energiesysteme zum Einsatz kommen, um neben der Erfüllung der nationalen und internationalen Zielpfade für den Klimaschutz die Anwohner:innen mit regionaler Energie zu versorgen und als Standort für Unternehmen interessant zu sein.

Die frühzeitige **Einbindung der örtlichen Netzbetreiber und Energieversorger** ist ebenfalls von wesentlicher Bedeutung. Vor allem dann, wenn es um die Integration zukünftiger Speicher in bestehende Energienetze geht, da diese Fachleute für Energie und Netze meist über vertieftes Knowhow betreffend Speicher und deren Einbindung in lokale Energienetze verfügen. Zudem können Energieversorger die Bedürfnisse durch bestehendes Verbrauchsverhalten der Konsumenten gut einschätzen und damit wichtige Hinweise für sinnvolle Speicherintegration liefern. Zusätzlich zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und zum Ausgleich von Last- und Versorgungsspitzen haben Netzbetreiber auch eigenes Interesse an der Errichtung von Speichern, etwa um im optimalen Betrieb die Netzstabilität und -qualität zu verbessern. Dadurch kommt ihnen auch in der Ausführung eine große Bedeutung zu.

Ergänzend dazu sollen auch **Energiedienstleister** in den Prozess eingebunden werden. Sie verfügen als Anlagenbetreiber vor allem in der Phase der Betriebsführung über spezielles Fachwissen, das sie hier zusätzlich einbringen können. Sie stellen außerdem oft ein Bindeglied zwischen Energieerzeugern und Energielieferanten dar und haben dabei Möglichkeiten, die etwa Netzbetreiber aufgrund regulatorischer Restriktionen nicht haben. Energiedienstleister können somit nicht nur bei der Identifizierung und in der Konzeptionierung von Speicherintegrationen einen fachlichen Input geben, sondern sind in weiterer Folge auch in der Umsetzung eine wichtige Säule.

Die Einbindung **ortsansässiger Gewerbe- und Industrieunternehmen** ist ebenfalls sinnvoll. Diese spielen oftmals die Rolle von Prosumern, sind also sowohl (große) Energieverbraucher, haben aber auch Potenziale, die aufgrund fehlender Speicher bis dahin möglicherweise nicht oder nur unzureichend genutzt werden konnten. Dabei geht es zum Beispiel um Abwärme, die im Sommer anfällt und bisher an die Umgebung abgegeben wurde, oder um Dachflächen, die aufgrund von fehlendem, direktem Bedarf bisher nicht mit Photovoltaik-Anlagen ausgestattet wurden. Unternehmen können außerdem durch ihr Verbrauchsgebaren Einfluss auf die Nutzung und Effizienz von nachhaltiger Energie und Speicher haben. So ist zum Beispiel das Laden einer Elektroauto-Flotte meist nicht direkt an Prozesse oder Abläufe im Unternehmen gebunden, und kann dadurch gezielt gesteuert und optimal angepasst werden. Hier spielen zwar vor allem wirtschaftliche Faktoren eine Rolle, darüber hinaus kann aber durch Nutzermotivation und die Identifikation mit den getroffenen Maßnahmen eine bedeutende Wirkung erzielt werden, durch die der Auftritt gegenüber Kunden und das Image eines Unternehmens verbessert werden.

Durch die Einbindung **wissenschaftlicher Institutionen und Technologieanbieter** werden auch Ideen zu Technologien eingebracht, die möglicherweise erst in der Entwicklung sind. Auch bei der Adaptierung bestehender, aber in anderen Bereichen üblicher, Speichertechnologien an lokale Gegebenheiten können sie ihr Wissen und ihre Forschungsexpertise einbringen. Ihre Kenntnisse verschiedenster Technologien, deren Vor- und Nachteile, sowie auch deren Potenziale können helfen, die für den jeweiligen Einsatzzweck optimalen Speicher zu finden.

Eine technisch und wirtschaftlich optimale Lösung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder von Abwärme, unterstützt durch die Einbindung von Speicher, gelingt vor allem dann, wenn die Expertisen aus mehreren Bereichen zusammenfließen.

Tabelle 33 gibt eine Übersicht über die mögliche Einbindung der verschiedenen Stakeholder in den diversen Projektphasen.

Tabelle 33: Einbindung der Stakeholder in den diversen Projektphasen

Projektphase / Stakeholdergruppe	Konzeption	Planung	Umsetzung/Bau	Betriebsführung
Lokale Entscheidungsträger	sehr wichtig	sehr wichtig	wichtig	
Raumplaner	sehr wichtig	wichtig		
Baubehörde	wichtig	sehr wichtig	sehr wichtig	
Netzbetreiber	sehr wichtig	wichtig	sehr wichtig	wichtig
Energiedienstleister	wichtig	wichtig	wichtig	sehr wichtig
Ortsansässige Unternehmen		wichtig	sehr wichtig	sehr wichtig
Wissenschaft	sehr wichtig	wichtig		sehr wichtig
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Räumliches Entwicklungskonzept</li> <li>• Stadtentwicklungskonzept</li> <li>• Netzausbaupläne</li> <li>• Forschungsprojekte neue Speichertechnologien, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Information für die Öffentlichkeit</li> <li>• Gutachterliche Stellungnahme</li> <li>• Genehmigungsverfahren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baubegleitung</li> <li>• Netzeinbindung</li> <li>• Regionale Wertschöpfung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geschäftsmodell</li> <li>• Regionale Wertschöpfung</li> <li>• Wissenschaftliche Begleitung / Optimierung Betrieb</li> </ul>

## 5.2 Speichertechnologien für städtische Anwendungen

Aus den im Zuge des Projekts abgehaltenen Workshops und Interviews konnten wichtige Erkenntnisse zu den verschiedenen Speichergruppen gewonnen werden. Diese werden im Folgenden zusammengefasst.

### 5.2.1 Stromspeicher

Elektrische Energie kann mit derzeit verfügbaren Technologien und unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit vorwiegend kurzfristig gespeichert werden (z.B. Kondensatoren). Für eine längere Speicherung ist eine Umwandlung in eine andere Energieform sinnvoll. Mögliche Technologien und Anwendungsfälle sind in Kapitel 4.2 und 4.5.2 beschrieben. Die folgenden Anwendungsfälle wurden von den befragten Stakeholdern und Expert:innen als besonders relevant bewertet:

- Erhöhung der Betriebs- und Versorgungssicherheit von kritischer Infrastruktur (Black-Out Vorsorge und auch zur Überbrückung kürzerer Netzausfälle), aber auch in Unternehmen zur Minimierung etwaiger Ausfallkosten.
- Einsatz von netzdienlichen Speichern für Netzbetreiber.

- Einsatz von Heimspeichern, vor allem in Kombination mit PV und Elektrofahrzeug. Netzbetreiber sehen bereits erste Effekte durch die steigende Zahl dieser Anwendung, denen mit Speicherlösungen gegengesteuert werden soll.
- Netzbetreiber sehen Speicherbedarf zur Spitzenlastabdeckung, etwa in Zusammenhang mit Elektromobilität.

Die Anwendung von elektrischen Speichern zur Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen wurde aufgrund der nach wie vor hohen Speicherkosten und der damit verbundenen geringen wirtschaftlichen Rentabilität nicht als wichtiges Anwendungsszenario eingestuft. Jedoch finden Kombination aus PV-Anlagen und Heimspeichern (Batterien) vermehrt Anwendung für Notfallsicherung (Blackout-Schutz).

In Bezug auf die technische Umsetzung wurden von Seiten der Stakeholder keine wesentlichen Probleme bei Speichieranwendungen im Bereich der elektrischen Speicher gesehen. Die am Markt verfügbare Technik gilt als ausgereift. Hindernisse und Herausforderungen ergeben sich daher vor allem im regulatorischen Bereich und bei der Wirtschaftlichkeit der Anwendungsfälle.

Generell wurde betont, dass Forschung technologieoffen sein sollte, um jede Technologie entsprechend ihrer Stärken einzusetzen (z.B. Nutzung sowohl von Li-Ionen und Na-Ionen Speichern, je nach Sinnhaftigkeit im Anwendungsfall).

Die adressierten Herausforderungen sowie Handlungsempfehlungen und F&E Bedarf sind in Tabelle 34 zusammengefasst:

Tabelle 34: Herausforderungen und Handlungsempfehlungen sowie F&E Bedarf im Bereich von Stromspeichern

Herausforderungen	Handlungsempfehlungen und F&E Bedarf
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die nach wie vor hohen Kosten für Speichersysteme machen viele Anwendungsfälle wirtschaftlich unattraktiv.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Schaffung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch gezielte Förderungen, Steuersenkungen oder durch Anpassung der Preissituation</li> <li>▪ Da viele Lösungen bereits technisch machbar sind, sollten Demonstrations- und Umsetzungsprojekte verstärkt durchgeführt und die daraus gewonnenen Informationen zu Stärken und Schwächen und Möglichkeiten in der Betriebsführung veröffentlicht werden.</li> <li>▪ Entwicklung in Richtung von Gesamtenergiesystemen: Energieerzeugung (bzw. Energieaufbringung) – Netz – Speicher sollte vorangetrieben werden. Nicht die Einzelkomponente, sondern das System als Ganzes sollte weiterentwickelt werden.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Um die technisch und wirtschaftlich ideale Speichergröße und -technologie zu ermitteln, sind Basisinformationen, wie z.B. reale Strombedarfsprofile für Haushalte und Gewerbe dringend notwendig,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Bedarfsprofile sollen idealerweise auf Stundenbasis oder sogar genauer vorliegen und Szenarien für unterschiedliche Roll-out Stufen der zukünftigen Stromanwendungen und Sektorkopplung müssen vorhanden sein. Dafür sollten Netzbetreiber anonymisierte Realdaten für unterschiedliche – aktuelle - Anwendungsfälle zur Verfügung stellen.</li> <li>▪ Entwicklung einer entsprechenden „einfach bedienbaren“ Planungssoftware, die eine möglichst große Bandbreite von Speichertechnologien berücksichtigt, ist erforderlich.</li> </ul>

Herausforderungen	Handlungsempfehlungen und F&E Bedarf
jedoch fehlen diese Informationen.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Neue Konzepte wie IoT (Internet of Things) und Big Data sollten zukünftig integriert werden, um den Betrieb „intelligenter“ zu steuern.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Für Netzbetreiber ist es mit dem derzeitigen Regulativ schwer, Speicher selbst einzusetzen oder den Kunden anzubieten. D.h. regulatorische Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle, bei denen Privatkunden „Speicherplatz“ vom Netzbetreiber mieten können, wären wünschenswert.</li> <li>▪ Für die Nutzung von Speichern gibt es noch zu wenige funktionierende Geschäftsmodelle, d.h. die Speichernutzer haben außer der „Eigenverbrauchserhöhung“ keine/kaum Möglichkeiten, einen finanziellen Nutzen zu ziehen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Integration von Speichern im Stromnetz sollte in einem europäischen Plan für die Energieversorgung ausgearbeitet werden.</li> <li>• Speicher werden in Zukunft eine große Rolle in der Netzstabilisierung spielen. Rechtliche Hürden, wie z.B. Doppelbesteuerung machen solche Projekte im Moment sehr schwierig und müssen beseitigt werden.</li> <li>• Die Eigenbedarfsoptimierung von Netzkunden kann bei entsprechend netzfreundlicher Betriebsweise einen entsprechenden Beitrag zur Netzentlastung bzw. zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Netze leisten. Daher wird empfohlen, solche Kundenanlagen in der Erarbeitung entsprechender Rahmenbedingungen mit zu betrachten.</li> <li>• Erweiterung der Umsetzungsbeispiele und F&amp;E zum Einsatz von netzdienlichen Energiespeichersystemen für Netzbetreiber.</li> <li>• Weiterentwicklungen der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene sind erforderlich.</li> <li>• Bei der Eingliederung von Speichern in das Stromnetz ist eine Standardisierung und Zentralisierung der Steuerung nötig, um Kosten zu senken und mehr Sicherheit zu gewährleisten.</li> <li>• Für Netzbetreiber sind (Heim-)Speicher eine Möglichkeit, das Netz zu Spitzenzeiten zu entlasten. Hier gibt es Bedarf an Lösungen, um dem Netzbetreiber zu ermöglichen, auf Kundenanlagen steuernd einzuwirken.</li> <li>• Die Potenziale zur Flexibilitätenbündelung und Vermarktung im Kontext von Energiegemeinschaften und Plusenergiequartieren sollten regulatorisch geregelt werden.</li> </ul>

## 5.2.2 Wärmespeicher

Die Anwendungsfälle der Wärmespeicher wachsen - sehr viele Technologieoptionen existieren bereits. Wichtig ist herauszufinden, welche Technologien und Bereiche im speziellen Anwendungsfall die größten Potenziale aufweisen.

Vor allem im Bereich Wärme steigt der Bedarf an Saisonalspeichern. Im Stakeholderprozess wurde der saisonale Wärmespeicher als besonders relevant angesehen. Das vorrangige Ziel eines saisonalen Wärmespeichers liegt darin, die Energie der Sonne oder Abwärme aus Gewerbe und Industrie effizienter zu nutzen, wo ansonsten großes Potenzial ungenutzt bliebe. Das im Projekt CityStore untersuchte Kavernenkonzept (vgl. Kapitel 4.7.4) wurde dabei von den Stakeholdern aus Oberwart-Stegersbach als eine wichtige und realisierbare Lösung bewertet. Zusätzlich wurden folgende Anwendungsfälle für die städtische Nutzung als wichtig eingestuft:

- Zwischenspeicherung, um Spitzenlasten abzufedern. Hier geht es vor allem darum, durch Speicherlösungen einen weiteren Aufbau (und Investitionen) von Wärmeerzeugungskapazitäten zu vermeiden.

- Der Einsatz von Wärmepumpen ist bei thermischen Speichern in vielen Fällen notwendig. Diese sollten mit CO<sub>2</sub>-freiem Strom betrieben werden. Auch in diesem Zusammenhang sind Speicher sinnvoll bzw. notwendig, um den Strombedarf auf Zeiträume zu verlegen, in denen ausreichend grüner Strom vorhanden ist.

Tabelle 35 fasst die Handlungsempfehlungen und F&E Bedarf im Bereich von Wärmespeichern zusammen.

Tabelle 35: Herausforderungen und Handlungsempfehlungen sowie F&E Bedarf im Bereich (saisonaler) Wärmespeicher

Herausforderungen	Handlungsempfehlungen und F&E Bedarf
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die nach wie vor hohen Kosten für Speichersysteme machen viele Anwendungsfälle wirtschaftlich unattraktiv.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Schaffung der wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen: Für potenzielle Errichter und Betreiber ist die rechtliche und finanzielle Sicherheit (z.B. Investitionsförderungen, Abnahmegarantie für die Wärme, Ausfallgarantien im Falle von Absiedelung oder Insolvenz von Abwärmelieferanten und attraktive Wärmepreise) sehr wichtig.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Um die technisch und wirtschaftlich ideale Speichergröße und -technologie zu ermitteln, sind Basisinformationen, wie z.B. reale Wärmebedarfsprofile notwendig (vor allem für Niedrigstenergiegebäude ). Diese fehlen.</li> <li>▪ Flächenknappheit und Flächenkonkurrenz im städtischen Bereich stellen vor allem für thermische Großspeicheranlagen ein Problem dar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Informationen für den Bedarf an zusätzlichen Einspeisungen in Nah- und Fernwärmenetzen (Jahresprofil) werden benötigt, um daraus den Speicherbedarf für zusätzliche Einspeiser ableiten zu können. Diese Informationen sollten durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden.</li> <li>▪ Identifikation des vorhandenen Potenzials bei saisonaler Speicherung von Abwärme aus Gewerbe und Industrie ist nötig.</li> <li>▪ Bei der Errichtung von großen Wärmespeichern sind lokale Gegebenheiten, wie Grundwasserniveau und Grundwassermächtigkeit, Nähe zu einem bestehenden Wärmenetz oder Beschaffenheit des Bodens, entscheidende Einflussgrößen. Diese Faktoren müssen bei der Sicherung/Beschaffung der Grundstücke, auf denen die Speicher erbaut werden sollen, berücksichtigt werden. Auch der Preis spielt eine große Rolle.</li> <li>▪ Da viele Lösungen bereits technisch machbar sind, sollten Demonstrations- und Umsetzungsprojekte verstärkt durchgeführt und die Erfahrungen veröffentlicht werden.</li> <li>▪ Entwicklung in Richtung von Gesamtenergiesystemen: Energieerzeugung (bzw. Energieaufbringung) – Netz – Speicher sollte vorangetrieben werden. Nicht die Einzelkomponente, sondern das System als Ganzes sollte weiterentwickelt werden.</li> <li>▪ Um in Zukunft Energie noch effizienter speichern und nutzen zu können, ist die F&amp;E von Technologien mit größerer Speicherdichte unbedingt erforderlich.</li> <li>▪ Die Reduktion der Temperatur im Netz bringt eine höhere Effizienz und Möglichkeiten für Einspeiser auf niedrigerem Temperaturniveau (z.B. Abwärme, Wärmepumpen) werden deutlich verbessert.</li> <li>▪ Eine Option für manche Wärmenetze kann auch sein, nur noch zu vordefinierten Zeiten die Vorlauftemperatur von z.B. 70°C anzubieten, um die Speicher in den Gebäuden zu laden.</li> <li>▪ „Speicher als Dienstleistung“, d.h. dass Speicher von Drittleistern (nicht dem Fernwärmeanbieter) angeboten werden könnten, soll im Rahmen von Pilotprojekten getestet werden.</li> </ul>

### 5.2.3 Gasspeicher

Aus den Stakeholder-Workshops und den Expert:innen-Interviews wurden für Gasspeicher folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet:

- Teile bestehender Gasnetze und Speicher können theoretisch zu Wasserstoffnetzen umgewidmet werden. Dazu ist es nötig, regulatorische Hürden und Unsicherheiten zu beseitigen und sich intensiv mit technischen Fragestellungen bezüglich Alterung der Leitungen (Versprödung) und Durchmischung zu beschäftigen.
- Die Umstellung auf grünes Gas soll nur durch Nutzung von Abfällen bzw. durch Nutzung von überschüssiger elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen erfolgen.
- Bei der Errichtung neuer Biogasanlagen muss darauf geachtet werden, dass ein Maximum an Energie genutzt und damit die Anlage effizient betrieben werden kann. Bestehende Anlagen wurden vielfach nur auf den Ertrag durch hohe geförderte Stromtarife hin geplant und betrieben und Abwärme wurde nicht genutzt. Nach Auslaufen der geförderten Tarife können diese Anlagen nun nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden.
- Es muss eine Angleichung der Gaspreise (grünes Gas - Erdgas) stattfinden, z.B. über Einspeiseförderung, Begünstigungen bei Netztarifen und Abgaben<sup>38</sup>, CO<sub>2</sub>-Besteuerung von fossilem Erdgas, um wirtschaftlich wettbewerbsfähig zu sein.
- Eine klare Vorgabe der EU und/oder des Bundes zum Ausstieg aus fossilen Energieträgern inkl. Zeitplan ist wichtig.
- Unklarheiten gibt es darüber, wie in Zukunft die Versorgung mit grünem Gas aussehen soll. Die Energieversorger erwarten, dass hierfür seitens des BMK in der derzeit in Ausarbeitung befindlichen Wasserstoffstrategie für Österreich (Streitner 2020) klare Richtlinien und Zielpfade vorgegeben werden. Die ganzheitliche Betrachtung einer Kommune ist wichtig, um zu wissen, ob es sich dabei um eine Energiequelle oder -Senke handelt. Dadurch sind die gezielte Nutzung und Speicherung der vorhandenen Energie und eine Entlastung des übergeordneten Leitungsnetzes möglich.
- Die Entwicklung der Gasnachfrage und der Erzeuger- und Lieferstruktur muss betrachtet werden, um zukünftigen Speicherbedarf zu evaluieren.

### 5.2.4 Sektorkopplung

Sektorkopplung bezieht sich auf die Verbindung von mehreren Energienetzen oder Energieträgern, wie Elektrizität, Gas oder Wärme. Die Expert:innen-Interviews haben folgenden F&E Bedarf aufgezeigt:

- Ermittlung, wie und wo durch Adaptierung und Anpassung existierender KWK-Anlagen eine Optimierung in Kombination mit Speichernutzung möglich ist (P2H)

---

<sup>38</sup> Laut dem neuen EAG-Entwurf (EAG-Entwurf 2021) entfallen für die mind. 1 MW Anlagen, welche ausschließlich zu betrieblichen Zwecken eingesetzt werden, ausschließlich erneuerbare Elektrizität beziehen und nicht in das Gasnetz einspeisen, die Erneuerbaren-Förderpauschale (einmal jährlich- ehemals Ökostrompauschale), der Erneuerbaren-Förderbeitrag (jeweils pro kWh --ehemals Ökostromförderbeitrag) und das Netzbereitstellungsentgelt (einmalige Zahlung beim Netzanschluss).

- Untersuchung, wie und wo Wärmepumpen in Kombination mit KWK-Anlagen eingebunden werden können, ohne dass die Effizienz der Wärmepumpen darunter leidet (P2H)
- Forschungsbedarf besteht vor allem bei flexibleren und effizienteren Elektrolyseverfahren (P2G).

## **5.3 Anforderungen bezüglich Tools und Modelle**

Im Projekt wurde untersucht, inwieweit bestehende Tools, aufgeteilt in die Kategorien Energiestrategie-Tools und Operation Design Tools (vgl. Kapitel 4.6.1), den Stakeholder-Anforderungen entsprechen. Dazu wurden die Stärken und Schwächen selektierter Tools identifiziert, um den weiteren Entwicklungsbedarf aufzuzeigen. Im Folgenden ist der zukünftige F&E Bedarf aufgelistet, der darin besteht, die Schwächen der ausgewählten Tools bezüglich verschiedener Speicherkategorien auszugleichen.

### **5.3.1.1 Abgeleiteter F&E Bedarf für die Modellierung und Optimierung der elektrischen Speicher**

- Erstellung genauerer und zeitlich höher aufgelöster Nachfrageprofil-Daten
- Integration der Möglichkeit der Abbildung großer Energiespeicher, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, über Energiestrategie-Tools hinaus
- Mitberücksichtigung des Ausbaubedarfs des Stromnetzes, unter Einsatz der verschiedenen entwickelten Technologien
- Schaffung einer Möglichkeit zur Bewertung des Beitrags der elektrischen Speicher zur Unterstützung der Netzstabilität
- Integration von Bewertungsmöglichkeiten für innovative Lösungen wie Digitalisierung und Energiegemeinschaften
- Berücksichtigung der Möglichkeit der Vermeidung von Blackouts durch Speichertechnologien
- Erweiterung der Möglichkeiten zur räumlichen Verortung zur Nutzbarmachung der Speichertechnologien
- Abdeckung der Möglichkeit kurzfristige und langfristige Aussichten gemeinsam in einem Tool abzubilden
- Bessere Abbildung von Unsicherheiten zukünftiger Parameter (Wetter, Energiepreise)

### **5.3.1.2 Abgeleiteter F&E Bedarf für die Modellierung und Optimierung der thermischen Speicher**

- Schaffung einer besseren Datengrundlage zur Abschätzung des Flächenbedarfs der Speicher
- Bessere Möglichkeiten zur Bewertung der techno-ökonomisch optimalen Betriebsweise der saisonalen Speicher für die Fernwärme, sowie Abwärme- Rückgewinnung in den Operation Design Tools
- Entwicklung von Möglichkeiten, finanzielle Mittel (z.B. Förderungen) in den Modellen zu berücksichtigen
- Genauere Erforschung der Möglichkeit des Einsatzes von Wärmespeichern zur Unterstützung der Wärmeleistung der Fernwärme
- Betrachtung der Integration von Prosumern in den Wärmemarkt

- Integration einer wirtschaftlichen Optimierung im Betrieb der thermischen Speicher im Fernwärmenetz
- Schaffung einer Möglichkeit der Nutzung der räumlichen Informationen (einschließlich GIS) zur Verortung der Wärmespeicher für Fernwärmenetze
- Abdeckung der Möglichkeit kurzfristige und langfristige Aussichten gemeinsam in einem Tool abzubilden

#### **5.3.1.3 Abgeleiteter F&E Bedarf für die Modellierung und Optimierung von Gasspeicher**

- Erweiterte Berücksichtigung von Gasspeicher in den Tools
- Entwicklung eines Tools, durch das sich Empfehlungen hinsichtlich Ausbaus und Design des Gasnetzes ableiten lassen
- Integration erweiterter Mangelnde Möglichkeiten zur Erweiterung der Funktionalitäten (z.B. Art der verwendeten Leitungen, Kapazitäten, Verbindungen der Gasleitungen, ...) des Gasnetzes
- Verbesserung der Abbildung der Möglichkeit der Aufnahme von Biomethan oder synthetischen Gasen in das Gasnetz

#### **5.3.1.4 Abgeleiteter F&E Bedarf für die Modellierung und Optimierung von Sektorkopplung**

- Erweiterung der Anzahl an Tools, die eine gute Abdeckung von Power-to-X Optionen ermöglichen
- Erschaffung von Tools mit guten GIS-Informationsfunktionalitäten und einer Möglichkeit der genauen Abbildung der Sektorkopplung

## **5.4 Modellbasierte Simulationen**

### **5.4.1 Fallbeispiel Weiz**

Im Anwendungsfall Weiz (PV-Anlage mit Batteriespeicher) stellte sich heraus, dass unter den angenommenen Rahmenbedingungen ein Lithium-Ionen-Speicher derzeit für den Anwendungsfall aus rein ökonomischer Sicht nicht wirtschaftlich ist. Jedoch finden Kombination aus PV-Anlagen und Batterien vermehrt Anwendung aufgrund ihrer Beiträge in anderen Bereichen, wie zum Beispiel in der Notfallsicherung (Blackout-Schutz) oder zur Flexibilitätsdeckung, oftmals natürlich bedingt durch diverse Förderanreize. Daher sollte in weiteren Betrachtungen die Wirtschaftlichkeit über den klassischen Sinn hinausgehen und diese weiteren Aspekte sollten auch mitberücksichtigt werden.

Generell ist es wichtig, gute Daten als Grundlage für weiter Modelle zu haben. Vor allem Stromlastprofile mit hoher zeitlicher Auflösung (stündlich oder viertelstündlich) für Wohn- und Bürogebäude über einen Zeitraum von mehreren Jahren sind momentan noch sehr schwer zu finden.

Es ergeben sich folgende Empfehlungen für zukünftigen F&E Bedarf:

- In zukünftigen Untersuchungen von Batteriespeichern in Kombination mit PV-Anlagen sollte der Leistungspreis, der für Großabnehmer neben der Netznutzungsentgelte und Energiekosten einen wesentlichen Teil der Stromkosten ausmacht, als Entscheidungsvariable

integriert werden. So könnten nochmals zusätzlich Kosten mit einem Stromspeicher gespart werden und daraus ein neues Geschäftsmodell entwickelt werden.

- Als ein weiterer Schritt sollten in den Berechnungen verschiedene PV-Einspeisemechanismen und deren Auswirkungen auf den Ertrag betrachtet werden.
- Im Allgemeinen besteht außerdem Bedarf an der Betrachtung des Szenarios vor dem Hintergrund, wenn die verschiedenen Gebäude, die den Stromspeicher verwenden, unterschiedliche Eigentümer haben. Es sollten verschiedene Möglichkeiten, den Profit aufzuteilen, untersucht und verschiedene mögliche Rahmenbedingungen zur Verwendung des Stromspeichers erschlossen werden.
- Ein weiterer Punkt ist die Entwicklung von Konzepten und Rahmenbedingungen, die Zahlungen für Blackoutschutz oder Regelreserve beinhalten.
- In einem weiterführenden Projekt sollte die Anwendung eines Stromspeichers in Kombination mit einer Kleinwindanlage durchgeführt werden, um die Performance der stochastischen Optimierung zu untersuchen. Durch die größere Variabilität von Wind (von Tag zu Tag aber auch von Jahr zu Jahr) sollte der Effekt der stochastischen Optimierung um einiges größer sein als im PV-Fall.
- Außerdem sollte die Performance des verwendeten Lösungsalgorithmus (ADDP) mit einem alternativen stochastischen Lösungsverfahren verglichen werden.

#### **5.4.2 Fallbeispiel Graz**

Für Graz wurde ein Fallbeispiel für die Speicherung von (sommerlichen) Abwärmeüberschüssen aus einem Industriebetrieb skizziert. Da die Platzverhältnisse für entsprechende Speicher in einem dicht besiedelten Gebiet sehr eingeschränkt bzw. eventuell verfügbare Grundstücke sehr teuer sind, wurde ein Anwendungsfall mit unterirdischen Kavernenspeichern analysiert. In der ersten groben Evaluierung eines möglichen Betriebs eines Kavernenspeichers für Graz wurden vier verschiedene Szenarien simuliert. Ziel war eine erste grobe Abschätzung der Investitionskosten einer Kaverne, die einen wirtschaftlichen Betrieb in Graz ermöglichen würden.

Basierend auf dieser Analyse ergeben sich folgende Empfehlungen für zukünftigen F&E Bedarf:

- In Bezug auf Kavernenwärmespeicher sollten in zukünftigen Betrachtungen thermodynamische Simulationen des Gesteins durchgeführt werden.
- Das vorliegende Modell berücksichtigt die Wärmeverluste und -gewinne durch die Wärmeleitung im Gestein und die Rückkoppelung zwischen Speicher und der Fernwärme nicht. Für genauere Betrachtung sollte das Modell erweitert werden.

### **5.5 Geschäftsmodelle**

Im Rahmen des Projekts erfolgte für die beiden Fallbeispiele eine Ableitung geeigneter Geschäftsmodelle. Die Erkenntnisse aus den Stakeholder-Workshops und Expert:innen-Interviews flossen dabei als Rahmenbedingungen ein. Regulatorische Aspekte wie z.B. Steuern und Netzgebühren bei systemdienlicher Nutzung von Speichern wurden ebenfalls berücksichtigt.

Zusammenfassend können folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

1. Das Anbieten von Speichern als Dienstleistung und nicht lediglich im Verkauf und in der Montage würde es ermöglichen, den Betrieb von Speichern zu professionalisieren und die Ausnutzung von Speichern zu optimieren. Dazu ist eine ökonomisch positiv darstellbare Situation notwendig, die mit derzeitigen Komponenten-Preisen einerseits und Erlös-Möglichkeiten andererseits meist nicht gegeben ist. Dies trifft insbesondere und vor allem für Batterie-Speicher zu. Dadurch werden derzeit Energie-Speicher in der Regel als zu verkaufendes Produkt ohne angegliederte Dienstleistung in den Markt gebracht, für eine umfassende Energiedienstleistung (im Sinne einer Contracting-Lösung) besteht dieser Markt derzeit nicht.

Handlungsempfehlung: die Tarifstruktur am Energiemarkt erlaubt derzeit auch für unterschiedliche Anwendungsfälle noch keinen ökonomischen Betrieb, auch anfallende Netzentgelte bei Übertrag von (vor allem elektrischer) Energie von einem Prosumer zu einem Consumer schränken die Handlungsmöglichkeiten ein. Insofern sollte hier eine Attraktivierung der Tarifstruktur und der Netzentgelt-Regelungen vorgenommen werden.

2. Es gibt bereits eine Vielzahl von Pilotprojekten, in denen die technische Machbarkeit und Sinnhaftigkeit von Energiespeichern demonstriert wurde und wird. Was allerdings noch fehlt, ist eine pilothafte Anwendung als Dienstleistung/Geschäftsmodell unter ggf. "Sandbox"-Bedingungen (wie müssten Tarif- und Netztarif-Design ausgestaltet sein, um Speicher sinnvoll einsetzen zu können?).

Handlungsempfehlung: Ausschreibung und Durchführung von Demo-Speicher-Projekten unter Sandbox-Bedingungen zur Demonstration der Machbarkeit, damit diese Energiedienstleistung für möglichst viele Marktteilnehmer sichtbar wird.

3. Um es Kunden zu ermöglichen, eine objektive Entscheidung zu treffen, ob die Anschaffung eines Speichers oder die Inanspruchnahme eines Speichers als Energiedienstleistung für die eigenen Bedürfnisse und Anforderungen die bessere Lösung ist und wie diese beste Lösung im Detail aussieht, bedarf es eines hohen Maßes an Erfahrung und Kompetenz. Diese ist in der Regel beim Kunden nicht vorhanden, weil es sich hier um nicht alltägliche Entscheidungen handelt.

Handlungsempfehlung: Kunden (sowohl Endkunden wie auch Geschäftskunden) benötigen Beratungsleistungen, für die sowohl Beratungs- und Planungs-Tools als auch Schulungen und Qualifizierungsinstrumente für die entsprechenden Berater notwendig sind. Diese Elemente (Tools Schulungen, Qualifizierungsinstrumente) sollten über ein F&E-Programm entwickelt/gefördert werden. Außerdem sollten die Beratungen selbst gefördert werden.

# 6 Verzeichnisse

## 6.1 Quellenverzeichnis

- A. Zauner, H. Böhm, D.C. Rosenfeld, und R. Tichler. 2019. „Analysis on future technology options and on techno-economic optimization“. Store&GO Project - H2020.
- ADELE. 2016. „Compressed air instead of a pumped-storage power plant“. [www.forschung-energiespeicher.info](http://www.forschung-energiespeicher.info). 2016.
- aee. 2011. „Die größte Solarthermieanlage Europas“. Februar 2011. [https://www.aee.at/aee/index.php?option=com\\_content&view=article&id=23&Itemid=113](https://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&view=article&id=23&Itemid=113).
- AHM. 2015. „Das Projekt — Austrian Heat Map (AHM)“. Austrian Heat Map. 25. September 2015. <http://www.austrian-heatmap.gv.at/das-projekt/>.
- AIT. 2018. „Technologie-Roadmap Energiespeichersysteme in und aus Österreich“.
- Amt der Steiermärkischen Landesregierung Abteilung 15. 2017. „Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030“. [https://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/12449173\\_142705670/f9e55343/KESS2030\\_Web\\_Seiten.pdf](https://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/12449173_142705670/f9e55343/KESS2030_Web_Seiten.pdf).
- Arnaud Badel, Pascal Tixador, Kevin Berger, und Marc Deleglise. 2011. „Design and preliminary tests of a twin coil HTS SMES for pulse power operation“. *Superconductor Science and Technology*.
- B. Nordell. 2012. „Underground Thermal Energy Storage (UTES)“. In .
- Bergensund, Andreas, Pontus Eriksson, und Oskar Häger. 2015. „District heating in Lyckebo“. Uppsala Universitet. <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:816035/FULLTEXT01.pdf>.
- Bilfinger. 2020. „Fernwärmespeicher - Bilfinger Industrial Services GmbH“. 29. Juli 2020. <https://bis-austria.bilfinger.com/referenzen/energie-versorgung-hydro/fernwaermespeicher/>.
- BMK. 2018. „Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, und Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie“.
- bmlrt.gv.at. 2018. „Erneuerbare Energie in Zahlen 2018, bmlrt.gv.at“. Dezember 2018. <https://www.bmlrt.gv.at/umwelt/energiewende/erneuerbare-energie-in-zahlen-2018.html>.
- BMNT, und BMVIT. 2018. „#mission2030- Austrian Climate and Energy Strategy“. Wien, Austria. <https://www.bmlrt.gv.at/service/publikationen/umwelt/mission-2030-austrian-climate-and-energy-strategy.html>.
- Bramreiter, Rafael. 2019. „SECAP DER STADTGEMEINDE WEIZ“. Weiz. [https://mycovenant.eumayors.eu/storage/web/mc\\_covenant/documents/8/D-qniqpnhvZSWYnrmxpeKDFSCVkpHhtv.pdf](https://mycovenant.eumayors.eu/storage/web/mc_covenant/documents/8/D-qniqpnhvZSWYnrmxpeKDFSCVkpHhtv.pdf).
- Brunner, C, E Heigl, und B Slawitsch. 2009. „Abwärmekataster für die Stadt Graz und ausgewählte Umlandgemeinden“, 41.
- bves. 2020a. „Fact Sheet Speichertechnologien, Vanadium Redox Flow Batterien“. Bundeverband Energiespeicher.
- . 2020b. „Speichertechnologien Steckbrief, Li-Ionen Stromspeicher“. Bundeverband Energiespeicher.
- bwp. 2020. „Funktion & Wärmequellen“. 21. September 2020. <https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion-waermequellen/>.
- C. Brunström, B. Efring, und J. Claeson. 1987. „The Lyckebo project - Heat storage from the rock cavern storage“. In . Hamburg.

- Carbon Commentary. 2017. „Hydrogen made by the electrolysis of water is now cost-competitive and gives us another building block for the low-carbon economy“. [www.carboncommentary.com](http://www.carboncommentary.com). 2017.
- Climate ADAPT. 2016. „Covenant of Mayors“. <https://climate-adapt.eea.europa.eu/eu-adaptation-policy/covenant-of-mayors>.
- CORDIS. 2005. „Advanced adiabatic compressed air energy storage (AA-CAES)“. [www.cordis.europa.eu](http://www.cordis.europa.eu). 2005.
- DEA. 2020. „Technology Data- Energy Storage- Technology description and prejection for long-term energy system planning“. Danish Energy Agency. [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology\\_data\\_catalogue\\_for\\_energy\\_storage.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf).
- DNV-GL. 2015. „The hydropower sector’s contribution to a sustainable and prosperous Europe“.
- DOE. 2013. „Aquion Energy Sodium-Ion Battery for Grid-level Applications“. [www.dev.energystorageexchange.org](http://www.dev.energystorageexchange.org). 2013.
- E4Tech. 2015. „Electrolysis in the EU“.
- EAG-Entwurf. 2021. *Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) - Entwurf 2021-03-16*. [https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210317\\_eag.html](https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210317_eag.html).
- EASE. 2020. „Energy Storages Technologies“, European Association for Storage of Energy (EASE) <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>
- EASE und EERA. 2017. „European energy storage technology development roadmap“. <https://ease-storage.eu/publication/easeeera-energy-storage-technology-development-roadmap-towards-2030/>.
- eBOD. 2020. „eBOD2“. Bodenkarte. 14. Juli 2020. <https://bodenkarte.at/>.
- EC. 2016. „SET-Plan ACTION n°7 –Declaration of Intent: “Become Competitive in the Global Battery Sector to Drive E-Mobility Forward”“. *European Commission*. <http://edz.bib.uni-mannheim.de/edz/pdf/swd/2017/swd-2017-0177-en.pdf>.
- . 2020. „2030 Climate Target Plan“. Text. Climate Action - European Commission. 2020. [https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030\\_ctp\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en).
- EESI. 2019. „Fact Sheet: Energy Storage“. [www.eesi.org](http://www.eesi.org). 2019.
- eHYD. 2020. „eHYD – der Zugang zu hydrographischen Daten Österreichs“. Hydrographische Daten Österreich. 14. Juli 2020. <https://ehyd.gv.at/>.
- ENEA Consulting. 2016. „The potential of Power-to-Gas“.
- Energie Netze Steiermark GmbH. 2020. „Energie Netze Steiermark“. 2020. <https://www.enetze.at/strom/Preise/Default.aspx>.
- EnergieAG. 2014. „Umwelterklärung für das Kraftwerk Timelkam - gemäß EG-Öko-Audit-Verordnung Nr. 1221/2009 (EMAS-Verordnung) -Das Kalenderjahr 2013 ist Grundlage der Datenerhebung“. Linz: EnergieAG Oberösterreich. <https://www.energieag.at/2013-KW-Umwelterklaerung-Timelkam.pdf?hp=1;2;de>.
- Energinet. 2016. „Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation“. Danish Energy Agency.
- Energistyrelsen. 2016. „Store varmpumper i fjernvarmeforsyningen Evaluering af initiativerne for rejsehold og tilskudsordning for store varmpumper i fjernvarmeforsyningen“. [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/store\\_varmpumper\\_i\\_fjernvarmeforsyningen\\_final.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/store_varmpumper_i_fjernvarmeforsyningen_final.pdf).
- EP. 2015. „Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives are Needed?“ European Parliament.
- Evapco. 2020. „ICE-PAK Ice Storage Units“. [www.evapco.com](http://www.evapco.com). 2020.

- EVN. 2020. „EVN - Zukunftsprojekte - Batteriespeicher“. 30. Juli 2020. <https://www.evn.at/EVN-Group/Energie-Zukunft/Zukunftsprojekte/Batteriespeicher.aspx>.
- EVN AG. 2020. „Die EVN erzeugt in modernen thermischen Anlagen Strom und Wärme.“ 23. Juli 2020. <https://www.evn.at/EVN-Group/Energie-Zukunft/Energie-aus-Niederosterreich/Gas-und-Kohle.aspx>.
- Gassmann, O., K. Frankenberger, und M. Csik. 2014. *The business model navigator: 55 models that will revolutionise your business*.
- GEA. 2014. „Wärmeversorgung Graz 2020/2030 Green Paper Teil A. Bestandsaufnahme, aktuelle Daten und Fakten mit einem Ausblick zur Entwicklung des Wärmemarkts in Graz“. Graz.
- . 2019. „Wärmeversorgung Graz 2020/2030 Wärmebereitstellung für die fernwärmeversorgten Objekte im Großraum Graz- Statusbericht 2019“. Fachliche und organisatorische Begleitung: Grazer Energieagentur Ges.m.b.H.
- Götzhaber, DI Wolfgang, und Natascha Maili. 2018. „Bericht an den Gemeinderat, Energiemasterplan“, April, 67.
- H. Nieminen, A. Laari, und T. Koiranen. 2019. „CO<sub>2</sub> Hydrogenation to Methanol by a Liquid-Phase Process with Alcoholic Solvents: A Techno-Economic Analysis“. *MDPI-Processes*.
- HagerEnergy GmbH. 2021. „Deutschland Live-E3/DC“. 2021. <https://www.e3dc.com/unternehmen/deutschland-live/#>.
- Hartl, M, P Biermayr, A Schneeberger, und P Schöfmann. 2016. „Österreichische Technologie-Roadmap für Wärmepumpen“, August, 137.
- Head Roadmap. 2018. „Peta4 – Heat Roadmap Europe“. 2018. <https://heatroadmap.eu/peta4/>.
- HEAT\_re\_USE.vienna, A. 2017. „PUBLIZIERBARER ENDBERICHT“, Januar, 45.
- Helen Oy. 2018. „Finland’s largest rock cavern heat storage planned for Helsinki“. [www.helen.fi](http://www.helen.fi). 2018.
- Highview Power. 2020. „LAES - Pilsworth Grid Scale Demonstrator Plant“. [www.highviewpower.com](http://www.highviewpower.com). 2020.
- illwerke vkw. 2020. „Kopswerk II“. illwerke vkw. 1. September 2020. <https://www.illwerkevkw.at/kopswerk-ii.htm>.
- IRENA. 2013. „Thermal Energy Storage, Technology Brief“.
- ISPT, Insitute for Sustainable Process Technologies. 2017. „Power to Ammonia“.
- J. Gorre, C. van Leeuwen, und F. Ortloff. 2018. „Report on the optimal time profile and operation of the conversion technology during a representative year, in the perspective of the available storage capacities“. Store&GO Project - H2020.
- J. Gorre, F. Ortloff, und C. van Leeuwen. 2019. „Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage“. *Applied Energy* 253.
- JRC - European Commission. 2017. „Techno-economic projections until 2050 for smaller heating and cooling technologies in the residential and tertiary sectors in the EU“. European Commission.
- Kern, F., K. Gschweidl, und M. Schloffer. 2018. „Gebäudeübergreifender Energieaustausch anhand zweier Pilotprojekte in Weiz“. Projektbericht im Rahmen des Programms Haus der Zukunft. Nachhaltig Wirtschaften. [https://www.4wardenergy.at/fileadmin/user\\_upload/WEIZConnected\\_Endbericht.pdf](https://www.4wardenergy.at/fileadmin/user_upload/WEIZConnected_Endbericht.pdf).
- K.S. Lee. 2013. *Underground Thermal Energy Storage, Chapter 6 - Cavern Energy Storage System*. Springer.
- Land Steiermark. 2016. „Umweltschutz in der Steiermark 26. Umweltbericht 2016-2017“. <https://www.umwelt.steiermark.at/cms/beitrag/12255603/26398327>.
- . 2019a. „Landesentwicklung Steiermark“. 2019. <https://www.landesentwicklung.steiermark.at/cms/beitrag/12651292/142970621/>.

- . 2019b. „Landesstatistik Steiermark“. <https://www.landesentwicklung.steiermark.at/cms/ziel/141976103/DE/>.
- Lazard. 2016. „Lazard’s leveled cost of storage - Version 2.0“. Lazard.
- LINZ AG. 2020. „Fernheizkraftwerk Linz-Mitte“. LINZ AG. 23. Juli 2020. [https://www.linzag.at/portal/de/ueber\\_die\\_linzag/konzern/gesellschaften/linz\\_strom\\_gas\\_waerme\\_gmbh/energieerzeugung/fernheizkraftwerk\\_linz\\_mitte](https://www.linzag.at/portal/de/ueber_die_linzag/konzern/gesellschaften/linz_strom_gas_waerme_gmbh/energieerzeugung/fernheizkraftwerk_linz_mitte).
- Löhndorf, Nils. 2017. *QUASAR Optimization Software* (Version 3.1). <http://quantego.com>.
- Löhndorf, Nils, David Wozabal, und Stefan Minner. 2013. „Optimizing Trading Decisions for Hydro Storage Systems using Approximate Dual Dynamic Programming“.
- M. Matzen, M. Alhajji, und Y. Demirel. 2015. „Technoeconomics and Sustainability of Renewable Methanol and Ammonia Productions Using Wind Power-based Hydrogen“. *Journal of Advanced Chemical Engineering*.
- Mapbox, und OpenStreetMap. o. J. „Resource Watch“. Zugegriffen 2. April 2021. <https://resourcewatch.org/data/explore>.
- Memphis. o. J. „Welcome to the Waste Heat Explorer“. *WasteHeatExplorer\_help*. Zugegriffen 15. Juli 2020. [http://cities.ait.ac.at/uilab/udb/home/memphis/help/wasteHeatExplorer\\_help.html](http://cities.ait.ac.at/uilab/udb/home/memphis/help/wasteHeatExplorer_help.html).
- Michael Sander, Rainer Gehring, und Holger Neumann. 2013. „LIQHYSMES-A 48 GJ toroidal MgB<sub>2</sub>-SMES for buffering minute and second fluctuations“. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*.
- Microtek. 2020. „Understanding Phase Change Material (PCM)“. [www.microteklabs.com](http://www.microteklabs.com). 2020.
- M.J. Bos, S.R.A. Kersten, und D.W.F. Brilman. 2020. „Wind power to methanol: Renewable methanol production using electricity, electrolysis of water and CO<sub>2</sub> air capture“. *Applied Energy* 264.
- NEPLAN. 2021. „NEPLAN – power system analysis“. 2021. <https://www.neplan.ch/>.
- Nordic Council of Ministers. 2018. „Baltic Energy Technology - Scenarios 2018“.
- ÖAMTC. 2017. „Projekt H2Ö“. [www.oeamtc.at](http://www.oeamtc.at). 2017.
- oekonews. 2015. „Start für erste Power-to-Gas Anlage in Österreich - oekonews.at“. 20. August 2015. [https://www.oekonews.at/?mdoc\\_id=1101008](https://www.oekonews.at/?mdoc_id=1101008).
- OpenStreetMap contributors. ODbL, MarineRegions.org.CC-BY, und OpenInfraMap.CC-BY. 2021. „Open Infrastructure Map“. 2. April 2021. <https://openinframap.org/#2/26/12>.
- Osterwalder, A., und Y. Pigneur. 2010. *Business model generation: a handbook for visionaries, game changers, and challengers*.
- Park, Jung-Wook, Dohyun Park, Dong-Woo Ryu, Byung-Hee Choi, und Eui-Seob Park. 2014. „Analysis on Heat Transfer and Heat Loss Characteristics of Rock Cavern Thermal Energy Storage“. *Engineering Geology* 181 (Oktober): 142–56. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2014.07.006>.
- Pedram, Mokrian, und Stephen Moff. 2006. „A Stochastic Programming Framework for the Valuation of Electricity Storage“.
- Pereira, Daniel. 2020. „What Is the Value Proposition Canvas?“ 18. September 2020. <https://businessmodelanalyst.com/value-proposition-canvas/>.
- R. Hackstock und D. Kain. 2016. „Speicherinitiative Abschlussbericht Startphase“. „rader“. o. J. Zugegriffen 21. September 2020. [https://greenenergylab.at/wp-content/uploads/2020/02/rader\\_geschaeftsmodelle-mit-speichern\\_2019\\_screen.pdf](https://greenenergylab.at/wp-content/uploads/2020/02/rader_geschaeftsmodelle-mit-speichern_2019_screen.pdf).
- Salzburg AG. 2020. „Erzeugungsanlagen - Salzburg AG für Energie, Verkehr & Telekommunikation“. 21. September 2020. <https://www.salzburg-ag.at/ueber-die-salzburg-ag/unternehmen/erzeugung/erzeugungsanlagen.html>.
- Schwungrad-Energie. 2020a. „First Hybrid-Flywheel Energy Storage Plant in Europe announced in Ireland“. [www.schwungrad-energie.com](http://www.schwungrad-energie.com). 2020.
- . 2020b. „Rhode Hybrid Test Facility“. [www.schwungrad-energie.com](http://www.schwungrad-energie.com). 2020.

- „Sector Coupling“. 2020. [www.irena.org](http://www.irena.org). 2020.
- sonnen GmbH. o. J. „SonnenCommunity“. SonnenGlobe. Zugegriffen 2. April 2021. <https://globe.sonnen.de/>.
- Stadt Wien. 2020. „Weltweit erster Hochdruck-Wärmespeicher“. 29. Juli 2020. <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/wissen/erneuerbar/waermespeicher.html>.
- Stadtgemeinde Weiz, Hrsg. 2009. „Zukunft gestalten und sichern- Leitbild für die Stadt Weiz“. [https://static.uni-graz.at/fileadmin/urbi-zentren/rce/downloads/Strategischer\\_Planungsprozess\\_Leitbild\\_Weiz.pdf](https://static.uni-graz.at/fileadmin/urbi-zentren/rce/downloads/Strategischer_Planungsprozess_Leitbild_Weiz.pdf).
- . 2017. „Umwelt und Klimaschutz\_Projekte zum Umweltschutz“. [https://www.weiz.at/Gemeinde/Umwelt-\\_Klimaschutz/Projekte\\_zum\\_Umweltschutz](https://www.weiz.at/Gemeinde/Umwelt-_Klimaschutz/Projekte_zum_Umweltschutz).
- State of Green. 2019. „Electric vehicles can actively balance the electricity grid“. [www.stateofgreen.com](http://www.stateofgreen.com). 2019.
- statista. 2019. „Österreich - Größte Pumpspeicherkraftwerke nach Leistung 2019“. Statista. 2019. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/323780/umfrage/wichtigste-pumpspeicherkraftwerke-in-oesterreich-nach-installierter-leistung/>.
- Statistik Austria. 2019. 2019. [http://pic.statistik.at/web\\_de/statistiken/index.html](http://pic.statistik.at/web_de/statistiken/index.html).
- Streitner, Jürgen. 2020. „Wasserstoffstrategie für Österreich“. Gehalten auf der BMK-Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. [https://www.greentech.at/wp-content/uploads/2020/12/Ausblick-Wasserstoffstrategie-AUT\\_BMK.pdf](https://www.greentech.at/wp-content/uploads/2020/12/Ausblick-Wasserstoffstrategie-AUT_BMK.pdf).
- TCSPower. 2015. „Thermochemical Energy Storage for Solar Power Plants – European Research Project TCS-Power“. <http://www.tcs-power.eu>. 2015.
- The Guardian. 2015. „New energy storage plant could ‚revolutionise‘ renewable sector“. [www.theguardian.com/](http://www.theguardian.com/). 2015.
- Thema, M., F. Bauer, und M. Sterner. 2019. „Power-to-Gas: Electrolysis and Methanation Status Review“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112 (September): 775–87. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.030>.
- tiwag. 2020a. „Kraftwerkspark, Kaunertal“. 1. September 2020. <https://www.tiwag.at/ueber-die-tiwag/kraftwerke/bestehende-kraftwerke/kraftwerkspark/>.
- . 2020b. „tiwag“. 1. September 2020. <https://www.tiwag.at/ueber-die-tiwag/kraftwerke/bestehende-kraftwerke/funktion-von-pumpspeicher-kraftwerken/kraftwerksanimation/>.
- Totschnig, Gerhard, Richard Büchele, Sara Fritz, Johannes Nagler, Karl Ponweiser, Wolfgang Baumgartner, Josef Postl, u. a. 2017. „Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat“. Projektbericht im Rahmen des Programms Stadt der Zukunft. Wien. [https://eeg.tuwien.ac.at/fileadmin/user\\_upload/projects/import-downloads/PR\\_444\\_P2H-Pot-Publizierbarer\\_Endbericht\\_2017\\_update.pdf](https://eeg.tuwien.ac.at/fileadmin/user_upload/projects/import-downloads/PR_444_P2H-Pot-Publizierbarer_Endbericht_2017_update.pdf).
- U.S. Energy Information Administration. 2020. „Total Electricity Installed Capacity“. 2020. [www.iea.org](http://www.iea.org).
- Verbund. 2020. „Malta Hochalmstraße | VERBUND“. 30. Juli 2020. <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/besucherzentren/malta>.
- verbund. 2020a. „VERBUND-Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II im Kärntner Mölltal“. 1. September 2020. <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/reisseck2>.
- . 2020b. „VERBUND-Speicherkraftwerk Häusling im Tiroler Zillertal“. 1. September 2020. <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/haeusling>.

- . 2020c. „VERBUND-Speicherkraftwerk Kaprun Oberstufe“. 1. September 2020.  
<https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/kaprun-oberstufe-limberg-2>.
- W. V. H. Susan und M. Schoenung. 2003. „Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis. A Life-Cycle Cost Study“. Sandia National Laboratories.
- Wien Energie. 2020. „Power-2-Heat Anlage“. Wien Energie. 21. September 2020.  
<https://www.wienenergie.at/ueber-uns/unternehmen/energie-klimaschutz/energieerzeugung/power-2-heat/>.
- „World Lithium“. 2019. Freedonia. 2019. <http://www.freedoniagroup.com/industry-study/world-lithium-3331.htm>.

## 6.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozess zur Identifizierung von relevanten Technologien (Eigene Darstellung)	30
Abbildung 2: Annahme zur Abwärme-Verfügbarkeit mit 95°C bei einem Wetter wie im Jahr 2007. ..	68
Abbildung 3: Schema des simulierten Kavernenspeichers.....	68
Abbildung 4: Annahmen zur Fernwärme Vorlauf- und Rücklauf-temperatur in Graz für das Wetter wie im Jahr 2007 .....	70
Abbildung 5: Stündliche Messdaten der Wassertemperatur der Mur bei Graz im Jahr 2007 (eHYD, 2020).....	70
Abbildung 6: Annahmen zum Spotmarktpreis für Strom und Fernwärmegrenzkosten. (Rot: Strompreise; blau: Fernwärmegrenzkosten) (Totschnig et al., 2017).....	71
Abbildung 7: Zeitreihe der Einspeisungen bei Vorlauf-temperaturen $\leq 90^\circ\text{C}$ direkt aus dem Fernwärmespeicher.....	74
Abbildung 8: Zeitreihe der Einspeisungen bei Vorlauf-temperaturen $> 90^\circ\text{C}$ mittels Nachheizens durch die Wärmepumpe.....	75
Abbildung 9: Abwärme-Einspeisung für Sim Nr. 2 .....	75
Abbildung 10: Zwischenspeicherung von Fernwärme aus dem Fernwärmenetz in der Kaverne.....	76
Abbildung 11: Strombezug der Wärmepumpe im Saisonspeicher .....	76
Abbildung 12: Wärmeentnahme aus der Mur .....	77
Abbildung 13: Simulation des Temperaturverlaufes in den Speicher-Kavernen über das Jahr.....	77
Abbildung 14: Schematische Darstellung der untersuchten Objekte in Weiz .....	84
Abbildung 15: Von Quasar aus den Daten erzeugte Möglichkeiten für die Entwicklung der PV-Erzeugung über ein Jahr .....	88
Abbildung 16: Von Quasar aus den Daten erzeugte Möglichkeiten für die Entwicklung des Strompreises über ein Jahr.....	89
Abbildung 17: Ladeprinzip eines Lithium-Ionen Batteriesystems (eigene Darstellung) .....	90
Abbildung 18: PV-Produktion und Stromverbrauch eines Beispieljahres für zwei Wochen im Juli .....	91
Abbildung 19: PV-Produktion und Stromverbrauch eines Beispieljahres für zwei Wochen im Jänner .....	91
Abbildung 20: Vergleich der jährlichen Gesamtkosten ohne Batteriespeicher .....	92
Abbildung 21: Vergleich der Stromkosten mit konstantem Strompreis ohne und mit Batterie .....	93
Abbildung 22: Vergleich des Arbeitspreises der behandelten Szenarien ohne und mit Speicher.....	94
Abbildung 23: Vergleich der Gesamtkosten der betrachteten Szenarien ohne und mit Speicher.....	94
Abbildung 24: Entwicklung des Ladestatus der Batterie über ein Jahr.....	95
Abbildung 25: Vergleich Kostenverteilung stochastische (links) und deterministische Lösung (rechts) .....	97
Abbildung 26: Value Proposition Canvas für Fallbeispiel Graz.....	100
Abbildung 27: Value Proposition Canvas Fallbeispiel Weiz.....	101
Abbildung 28: Business Model Canvas Fallbeispiel Graz.....	103
Abbildung 29: Business Model Canvas Fallbeispiel Weiz .....	105
Abbildung 30: Szenario Baum: PV-Produktions-Komponente .....	139

## 6.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anwendungsfälle Stromspeicher und Interessensgruppen.....	14
Tabelle 2: CityStore Technologielliste - Stromspeicher mit Relevanz auf Stadtebene .....	31
Tabelle 3: CityStore Technologielliste - Wärmespeicher mit Relevanz auf Stadtebene .....	31
Tabelle 4: CityStore Technologielliste - Gasspeicher mit Relevanz auf Stadtebene .....	32
Tabelle 5: CityStore Technologielliste - P2X mit Relevanz auf Stadtebene.....	32
Tabelle 6: Techno-ökonomische Parameter von Stromspeichern .....	34
Tabelle 7: Techno-ökonomische Parameter von Wärmespeichern.....	35
Tabelle 8: Techno-ökonomische Parameter von Gasspeichern .....	37
Tabelle 9: Techno-ökonomische Parameter von P2X-Technologien .....	38
Tabelle 10: Übersicht vorhandener Datenbanken .....	40
Tabelle 11: Fernwärmespeicher in Österreich .....	42
Tabelle 12: Pumpspeicherkraftwerke in Österreich.....	43
Tabelle 13: Unternehmen für Heimspeicher.....	44
Tabelle 14: In Betrieb befindliche Wärmepumpen (WP) in Österreich (Stand 2015), (Hartl u. a. 2016) .....	45
Tabelle 15: Datenbanken .....	46
Tabelle 16: Klassifizierung des Energiemodellierungstools unter dem Projekt CityStore .....	48
Tabelle 17: Stärken und Schwächen der ausgewählten Tools für die Modellierung der elektrischen Speicher.....	53
Tabelle 18: Grad der Abdeckung der ausgewählten Tools für elektrische Speicheranforderungen ....	54
Tabelle 19: Stärken und Schwächen der ausgewählten Tools für die Modellierung und Optimierung der thermischen Speicher .....	56
Tabelle 20: Grad der Abdeckung der ausgewählten Tools für thermische Speicheranforderungen....	57
Tabelle 21: Stärken und Schwächen der ausgewählten Tools für Gasspeichermodellierung .....	60
Tabelle 22: Grad der Abdeckung der ausgewählten Tools für Anforderungen von Gasspeichern.....	61
Tabelle 23: Stärken und Schwächen der ausgewählten Tools für die Modellierung der Sektorkopplung .....	62
Tabelle 24: Grad der Abdeckung der ausgewählten Tools im Hinblick auf die Anforderung für die Sektorkopplung .....	63
Tabelle 25: Modellparameter für die Kavernensimulation (Annahmen für Wärmepumpe und Wärmetauscher (Energistyrelsen 2016)) .....	71
Tabelle 26: Übersicht über die Simulationsergebnisse .....	73
Tabelle 27: Wärmebilanz des simulierten Kavernenspeichers .....	74
Tabelle 28: Verpflichtungen der Stadtgemeinde Weiz .....	81
Tabelle 29: Überblick der betrachteten Szenarien.....	85
Tabelle 30: Abgaben und Entgelte Energienetze Steiermark.....	87
Tabelle 31: PV-Anlagen Weiz Stand 2020 .....	87
Tabelle 32: Parameter zur Modellierung des Batteriesystems .....	88
Tabelle 33: Einbindung der Stakeholder in den diversen Projektphasen .....	113

Tabelle 34: Herausforderungen und Handlungsempfehlungen sowie F&E Bedarf im Bereich von Stromspeichern .....	114
Tabelle 35: Herausforderungen und Handlungsempfehlungen sowie F&E Bedarf im Bereich (saisonaler) Wärmespeicher .....	116
Tabelle 36: Beschreibende Statistik Originaldaten .....	140
Tabelle 37: Beschreibende Statistik Lattice.....	141

## 6.4 Abkürzungsverzeichnis

Abk.	Abkürzung
4GDH	(4 <sup>th</sup> Generation District Heating) 4. Generation der Fernwärme
AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage
ABE	(Active Building Envelope) Aktive Gebäudehülle
AC	Alternative Current
ADDP	Approximate dynamic dual programming
AEVs	All- Electric Vehicles
AK	Arbeitskreis
Al	Aluminium
ATES	(Aquifer Thermal Energy Storage) Aquifer- Wärmespeicher
AWE	Alkaline Water Electrolysis
BEVs	Battery Electric Vehicles
BMC	Business Modell Canvas
BMS	Batterie-Management-System
BOP	Balance of Planet
Br	Bromine
BTES	(Borehole Thermal Energy Storages) Erdwärmesondenspeicher
CAES	(Compressed Air storages systems) Druckluftspeichersysteme
CAPEX	Investitionsausgaben
CCS	Carbon Capture and Storage
CityBES	City Building Energy Saver
COP	Coefficient of Performance
CSP	(Concentrated Solar Power) Solarthermische Kraftwerke
CTES	(Cavern Thermal Energy Storages) Saisonale Kavernenspeicher
DC	Direct Current
DHW	Domestic Hot Water
DME	Dimethyl Ether
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
eBOD	Digitale Bodenkarte von Österreich
EHS	Electrochemical Hydrogen Separation
eHYD	Hydrologisches Jahrbuch von Österreich
ELC	(Electric) Elektrisch
ELWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz
EU	Europäische Union
EVs	(Electronic Vehicles) Elektrofahrzeuge
F&E/R&D	Forschungs- und Entwicklung/ Research and Development

FCEVs	Fuel Cell Electric Vehicles
FQD	Fuel Quality Directive
FW	Fernwärme
FZ	Fahrzeug
GA	Genetic Algorithm
GIS	Geografisches Informationssystem
h	(hour) Stunde
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HOMO	Highest occupied molecular orbital
HRE4	Heat Roadmap Europe 4
HVAC	(Heating, Ventilation and Air Conditioning) Klimatechnik
IoT	Internet of Things
k.A.	Keine Aussage
Kat.	Kategorie
kg	Kilogramm
Kl.	klein
kW	Kilowatt
KWK/ CHP	Kraft-Wärme-Kopplung/ Combined Heat and Power
l	Liter
LAES	(Liquid Air Energy Storage) Flüssigluft Energiespeicher
Li	Lithium
Li-Io	Lithium Ionen
LOC	(Local) Lokal
LOHC	(Liquid Organic Hydrogen Carrier) Flüssige organische Wasserstoffträger
LUMO	Lowest unoccupied molecular orbital
MCDA	Multi-Kriterien Entscheidungsanalyse
MEC	Microbial Electrolysis Cells
MFH	Mehrfamilienhaus
min	Minute
ms	Millisekunde
mon	Monate
MTG	Methanol to gasoline process
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Na	Natrium
NaNiCl	Natrium-Nickelchlorid-Zelle-
NiCd	Nickel-Cadmium-Batterien
OP	(Operational) Betrieb

OTH	(Others) Andere
P2A	Power-to-Ammoniak
P2G	Power-to-Gas
P2H	Power-to-Heat
P2H <sub>2</sub>	Power-to-Hydrogen
P2L	Power-to-Liquid
P2M	Power-to-Methan
P2MeOL	Power-to-Methanol
P2MeOL	Power-to-Methanol
P2V	Power-to-Vehicle
P2X	Power-to-X
PCM	Phase Change Media
PEM	Proton Exchange Membrane
PEU	Power Electronic Unit
PHEVs	Plug-in Hybrid Electric Vehicles
PHS	(Pump Hydro Storage) Pumpspeicher
PSA	Pressure Swing Adsorption
PSB	Polysulphide-Bromide
PSKW	Pumpspeicherkraftwerke
PTES	(Pits Thermal Energy Storage) Thermische Grubenwärmespeicher
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive
Ref.	Referenz
Ref.	Referenz
SC	(Sector Coupling) Sektorkopplung
sek	Sekunde
SECAP	Sustainable Energy and Climate Plan
SMES	supraleitende magnetische Energiespeicher
SNG	Synthetic Natural Gas
SOC	(State of Charge) Ladestatus
SOE	Solid Oxide Electrolysis
SP	(Spatial) Räumlich
Std	Stunde
SYS	Systeme
TBM	(Tunnel Boring Machines) Tunnelbohrmaschinen
TCS	(Thermochemical Storage) Thermochemische Energiespeicherung
TECH	Technisch
TES	(Thermal Energy Storage) Thermische Energiespeicher

TRL	Technology Readiness Level
TRL	Technology Readiness level
UPHS	(Underground Pump Hydro Storage) Untergund Pumpspeicher
UTES	(Underground Thermal Energy Storage) Untergrund- Wärmespeicher
V2G	Vehicle-to-Grid
VPC	Value Proposition Canvas
vRES	(variable Renewable Energy Sources) variable erneuerbare Energiequellen
WACC	(Weighted Average Cost of Capital) Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten
WG	Wohngebäude
Wh	Wattstunde
WMO	(World Meteorological Organization) Weltwetterorganisation
WP/HP	(Heat Pump) Wärmepumpe
ZEBRA	Zero Emission Battery Research Activities
Zn	Zinc

# 7 Anhang

## 7.1 Expert:innen-Interviewleitfaden: Rahmenbedingungen zur Optimierung von städtischen Energiespeichern

### Kurzbeschreibung der Maßnahme:

- Um was geht es: Stromspeicher, Wärmespeicher, Kombi Erzeugungsanlage und Speicher, Sektor-Kopplung wie P2G, P2V, P2H ...?
- Welche Problemstellungen sind bei den jeweils relevanten Technologien zu bewältigen: Überschuss einer Erzeugungsanlage, Lastspitzenglättung, Tages/Wochen/Langzeitspeicher...?
- Einschätzung der Marktdurchdringung der angesprochenen Technologien bis z.B. 2030 und 2040: Anzahl der Fahrzeuge, Anzahl /Kapazität der geplanten Speichertechnologien, Flächenbedarf, ...?
- Gibt es Ziele auf Stadt- / lokaler Ebene für die adressierte Technologie?

### Für welche Zielgruppe ist der Anwendungsfall interessant:

- Industrie- und Gewerbebetriebe mit sommerlichen Abwärmeüberschüssen, Energiedienstleister, FW-Netzbetreiber, Endkund:innen, Entscheidungsträger:innen, Aggregator, Prosumer, ...?

### Welche Hemmnisse/Barrieren bestehen derzeit:

- Allgemeine Hemmnisse?
- Lokale Barrieren in der Stadt/In der Gemeinde?

### Welche Rahmenbedingungen braucht es:

- Technisch: niedrigere Systemtemperaturen für Wärmeeinspeicher, Modifikation ONORM B 5019, ...?
- Wirtschaftlich: Förderungen, Einspeisetarife, good practice Beispiele, Geschäftsmodelle, ...?
- Rechtlich: Anpassung EEG und ELWOG, Anpassung Leitungsrecht Fernwärme, ...?

### Eingesetzte Tools zur Modellierung und Wirtschaftlichkeitsberechnung:

- Erfolgt die Modellierung und Wirtschaftlichkeitsberechnung im Unternehmen oder ausgelagert: zum Beispiel an Forschungseinrichtungen, UNIS, ...?
- Welche Aspekte werden bei den nationalen Modellen vernachlässigt, die für lokale Versorgung relevant wären?
- Welches Tool/welche Tools wird/werden derzeit eingesetzt: ...?
- Welche Vor- und Nachteile haben die angewendeten Tools?
- Welche Zusatzinfos werden benötigt: Daten, GIS-Daten, Gebäudebestand, zeitliche und geographische Auflösung, betrachteten Zeitraum für die Planung (z.B. ein Jahr, Monat, 2030, 2040) ...?

- Fehlen Tools zu Verortung der Thermischen/Strom/Gas Speicher? Besteht ein Entwicklungsbedarf an Tools?
- Erwartungen/Wünsche an das CityStore Tool: Welche Funktionen bräuchte ein externes Tool damit die Arbeit erleichtert werden kann?

**Grobe technische Eckdaten:**

- Erforderliche Speicherkapazität: kWh, m<sup>3</sup>, ...?
- Temperaturniveau bei Wärmespeicher: °C max. Temp. Abwärme etc., °C min Temp. (=RL)?
- typ. Speicherdauer: Stunden, Tage, Wochen, Monate; Werktag/Wochenende, ...?
- max. Entladeleistung: kW, m<sup>3</sup>/h, ...?
- Max. Entladetiefe: %, °C bei Wärmespeicher, Berücksichtigung Ausfallsreserve oder Blackoutschutz, ...?
- Max. Leistung Einspeiseanlage: kW, kWp, ...?
- davon max. Einspeiseleistung für Speicher: kW, ...?
- Jahres-Produktion Einspeiseanlage: MWh/a, ...?
- davon Jahres-Produktion für Speicher (=Produktion abzüglich Eigenverbrauch): MWh/a, ...?

## 7.2 Fallbeispiel Weiz: Details zum Modell des Batteriespeichers

Im Folgenden wird das für die Simulation entwickelte Batteriemodell näher erläutert.

Der Batteriebetreiber entscheidet über die Menge an Energie, die geladen und entladen wird. Diese Entscheidungen werden über ein Jahr hinweg regelmäßig alle vier Stunden getroffen. Sind beide Variablen, Ladung und Entladung, Null, so bezeichnen wir die Batterie als untätig. Sollten beide Variablen ungleich Null sein, gehen wir von einer geteilten Ladung und Entladung aus, also zum Beispiel zwei Stunden laden, zwei Stunden entladen.

Im Allgemeinen werden verschiedene Stromspeichertechnologien durch vier typische physikalische Attribute beschrieben (vgl. Pedram und Moff 2006):

- Kapazität
- Nennleistung: entspricht der maximalen Rate, mit der die Batterie ge- oder entladen werden kann
- Effizienz: Verhältnis der entnehmbaren Energie zur zugeführten Energie
- Betriebskosten: Gesamtkosten des Batteriesystems

### 7.2.1 Batteriemodell

Im Folgenden wird das für die Simulation verwendete Batteriemodell näher beschrieben. Es werden stochastische  $p(t)$  angenommen, die sich mit der Zeit verändern. Ziel ist es, die erwarteten Kosten für Strom durch den optimalen Betrieb einer Batterie zu minimieren. Zusätzlich zur Batterie werden die in Weiz verbauten PV-Anlagen modelliert. Die Stromerzeugung aus den Anlagen,  $p_v(t)$ , wird wieder als stochastische Variable modelliert. Die dritte Zufallsvariable, die im Modell Verwendung findet, ist der Stromkonsum der vier Gebäude. Dieser wird mit  $q(t)$  bezeichnet.

$C(t)$  (englisch: charge) bezeichnet im Modell die Einspeicherung,  $D(t)$  (englisch: discharge) die Ausspeicherung.

Mit  $B(t)$  wird der Ladestatus der Batterie zum Zeitpunkt  $t$  bezeichnet. Dieser ist durch die maximale Kapazität,  $\bar{B}$  der Batterie nach oben beschränkt.

Basierend auf dem Lade- und Entladeverhalten  $\{C(t), D(t)\}$ , entwickelt sich der Ladestatus folgendermaßen:

$$B(t + 1) = B(t) + \eta C(t) - \frac{1}{\eta} D(t)$$

$$B(0) = B_0$$

$$0 \leq B(t) \leq \bar{B}$$

$\eta$  bezeichnet hier die Effizienz der Batterie,  $B_0$  den Ladestatus zu Beginn des Planungshorizonts. Da die Selbstentladungsrate eines Lithium-Ionen Batteriespeichers bei circa 4% pro Monat liegt, wird sie als vernachlässigbar angenommen und im Modell nicht berücksichtigt. Es werden auch keine Nutzungsgradverluste berücksichtigt.

Betrachtet man die Nennleistung der Batterie, ergeben sich Beschränkungen für Lade- und Entladeverhalten. Mit  $\bar{C}$  und  $\bar{D}$  sind obere Schranken für die mögliche speicherbare Energie gegeben:

$$0 \leq C(t) \leq \bar{C}$$

$$0 \leq D(t) \leq \bar{D}$$

Zur Integration der PV-Anlagen in das Modell wird die stochastische Variable PV-Produktion  $pv(t)$ , in das System eingebaut. Die Menge des von den PV-Anlagen produzierten Stroms nimmt Einfluss auf die Menge an Strom, die vom Netz zur Versorgung importiert werden muss. Im Modell wird dies mit folgender Gleichung ausgedrückt:

$$Q(t) = q(t) + C(t) - D(t) - pv(t)$$

$q(t)$  bezeichnet den Energieverbrauch und  $Q(t)$  somit den notwendigen Strombezug aus dem Netz. Übersteigt die Menge an produziertem PV-Strom den Stromkonsum, ist es möglich, dass  $Q(t)$  negative Werte annimmt. Das würde bedeuten, dass Strom an den Verteiler verkauft wird. Im Modell wird zur Vereinfachung angenommen, dass der zu verkaufende Strom mit denselben Preisen wie beim Einkauf vergütet wird.

Das gesamte Modell ergibt sich somit als

$$\min_{C,D} \sum_{t=1}^T \mathbb{E}[Q(t)p(t)]$$

so dass 
$$Q(t) = q(t) + C(t) - D(t) - pv(t)$$

$$B(t+1) = B(t) + \eta C(t) - 1/\eta D(t)$$

$$B(0) = B_0$$

$$0 \leq B(t) \leq \bar{B}$$

$$0 \leq C(t) \leq \bar{C}$$

$$0 \leq D(t) \leq \bar{D}$$

$$C(t) + D(t) \leq \bar{B}$$

## 7.2.2 Kostenmodell

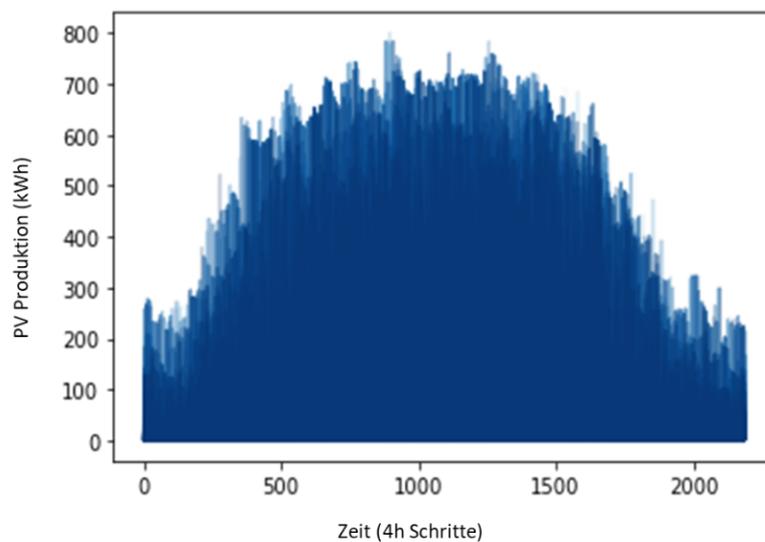
Ein wesentlicher Aspekt bei der Integration eines Stromspeichers sind dessen Kosten. Die jährlichen Vollkosten ergeben sich aus der Summe aus Erstinvestition am Beginn der Nutzungsdauer, welche den verhältnismäßig größten Teil der Investitionen ausmacht, Ersatzinvestitionen des Speichers innerhalb der Nutzungsdauer und dem jeweiligen Restwert des Speichers. Im Modell wird aufgrund des kurzen Planungshorizonts angenommen, dass sich Ersatzinvestitionen und Restwert des Speichers auf 0€ belaufen. Um die Summe dieser Kosten als Darlehen für die Anschaffung des Speichers auf die Länge des Planungshorizonts zu beziehen, wird sie mit einem Annuitätenfaktor AF multipliziert.

Ein zweiter zentraler Kostenpunkt, der durch den Stromspeicher beeinflusst werden kann, ist der Leistungspreis- die Stromkosten, die zusätzlich zum Arbeitspreis zu entrichten sind. In der Regel tritt dieser nicht bei Privathaushalten und Kleinkunden auf, sondern nur bei größeren Unternehmen. Er ist abhängig von der maximal genutzten elektrischen Leistung über einen bestimmten Zeitraum.

Für die numerische Berechnung wird mit Quasar ein Szenario Baum mit 2.190 Stufen konstruiert. Dies entspricht einer Simulation eines Jahres, wobei alle vier Stunden eine Entscheidung getroffen werden muss. Auf jeder Stufe werden 10 Knoten erzeugt. Der Baum wird auf Basis von jeweils 10.000 Szenarios für Preis, Konsum und PV-Produktion erstellt und an den Solver übergeben.

Abbildung 30 zeigt eine visuelle Darstellung von 100 von Quasar erzeugten möglichen Realisationen, generiert mithilfe des Szenario Baums. Dieses stimmt gut mit der tatsächlichen Entwicklung der in Deutschland beobachteten PV-Produktion

Abbildung 30: Szenario Baum: PV-Produktions-Komponente



Wie man in Tabelle 36 und

Tabelle 37 erkennen kann, bleiben wichtige Eigenschaften des Prozesses, wie Mittelwert, Varianz, Schiefe der unbedingten Verteilung und serielle Abhängigkeit erhalten.

Tabelle 36: Beschreibende Statistik Originaldaten

	<b>Mittelwert</b>	<b>Min</b>	<b>0,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>50%</b>	<b>97,5%</b>	<b>99,5%</b>	<b>Max</b>
<b>PV-Produktion (kWh)</b>	120	0	0	0	23	587	687	819
<b>Verbrauch (kWh)</b>	366	95	95	116	273	797	836	919
<b>Preis (€)</b>	0,09	-0,14	0,05	0,07	0,09	0,12	0,14	0,22

Tabelle 37: Beschreibende Statistik Lattice

	Mittelwert	Min	0,5%	2,5%	50%	97,5%	99,5%	Max
<b>PV-Produktion (kWh)</b>	120	0	0	0	25	589	686	786
<b>Verbrauch (kWh)</b>	366	95	97	117	273	797	827	889
<b>Preis (€)</b>	0,09	-0,14	0,06	0,07	0,09	0,11	0,12	0,16

Aus Gründen der Vergleichbarkeit wird für alle Berechnungen dasselbe Lattice für alle vier betrachteten Szenarien verwendet. Zur Erprobung der durch den Solver ermittelten optimalen Politiken werden 100 generierte mögliche Jahresverläufe verwendet, wobei in jedem simulierten Jahr nach der zuvor berechneten optimalen Politik entschieden wird. Erst so kann der Nutzen der ermittelten Politiken ermittelt werden.

## 7.3 Beschreibung ausgewählter Modellierungs-Tools

### CityBES

City Building Energy Saver (CityBES) is a web-based data and computing platform, focusing on analysis of a city's building stock to support district or city-scale efficiency programs. CityBES uses an international open data standard, CityGML, to represent and exchange 3D city models. CityBES employs EnergyPlus to simulate building energy use and savings from retrofits. CityBES is divided into three layers. The Data layer includes the weather data, and the 3D city model (CityGML or GeoJSON). The Software layer includes EnergyPlus, OpenStudio and CityBES. The Use Cases layer provides examples of potential applications, including energy benchmarking, energy retrofit analysis, renewable energy analysis, building performance visualization, climate data analysis and visualization

Technical Description	<b>Simulation</b>	YES
	<b>Scenario</b>	YES
	<b>Equilibrium</b>	-
	<b>Top-down</b>	-
	<b>Bottom-up</b>	YES
	<b>Operation Optimization</b>	-
	<b>Investment Optimization</b>	-
	<b>Availability</b>	Free
<b>Domain</b>	Local/Community	
<b>Sectors</b>	<b>Electric</b>	Partially (Electric demand and PV)
	<b>Heat</b>	YES
	<b>Transport</b>	-
<b>Time resolution</b>	from minutes to hour (Scenario time frame: Year)	
<b>Spatial resolution</b>	Building level	
<b>Storage technologies included/approach</b>	<p>Thermal storages (heating and cooling). This plant/condenser control type simplifies the input y eliminating a setpoint manager and a schedule for each piece of equipment that makes up the ice storage system. While the more complex definition is possible and provides more flexibility like hourly variation of setpoint temperatures at the outlet of each piece of equipment.</p> <p>Batteries: It assumes that part of the battery's energy storage capacity is immediately available in discharging or charging while the rest is chemically bound. The battery capacity is related to three parameters: the maximum capacity at infinitesimal current, the capacity ratio of available charges, and the conversion ratio between available charges and bound charges.</p>	
<b>Input Parameters for storages</b>	<p>Thermal Storage: Name, On-Peak Schedule, Capacity, Charging Availability Schedule, Charging and Discharging Curves Variable Specifications, Tank Loss Coefficient and Parasitic Electric Load During Charging. For the control: Component Object Type, Name, Demand Calculation Node, Setpoint Node, Flow Rate, Operation Type.</p> <p>Battery: Name of the batterie, availability schedule, zone, losses, number of battery modules in parallel and series, maximum module capacity, initial fractional state of charge, fraction of available charge capacity, charge rate from bound charge to available charge, charged and discharged module open circuit voltage, voltage change curve name for charging and discharging, module internal electrical resistance, maximum module discharging current, module cut-off voltage, module charge rate limit, battery life calculation and battery cycle life .</p>	
<b>Output parameters for storages</b>	<p>Thermal Storage: Requested Load, End Fraction, Mass Flow Rate, Inlet Temperature, Outlet Temperature, Discharge Rate, Discharge Energy, Charge Rate, Charge Energy.</p> <p>Battery: Operating Mode Index, Charge State, Charge Fraction, Charge Power, Discharge Power, Discharge Energy, Total Current, Voltage, Thermal Loss Rate, Degradation Fraction, Production Decrement Energy, Thermal Loss Energy.</p>	
<b>Strengths</b>	A free user-friendly web app modelling urban building using detailed EnergyPlus models. Excellent 3D GIS visualization	
<b>Weaknesses</b>	It doesn't include transport sector and number of electric generation technologies is limited	
<b>Recommendations for further development</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Include energy networks assessment such as DH and Smart Grids, the Large (seasonal) heat storages</li> <li>▪ Include Power-to-X</li> <li>▪ Improve optimization methods to operate of the energy system</li> </ul>	
<b>Application examples on local/city level</b>	San Francisco (US), Nanjing (CN), Manhattan New York (US)	
<b>References</b>	Lawrence Berkeley National Laboratory ( <a href="https://citybes.lbl.gov">https://citybes.lbl.gov</a> )	

## MarketFlow MODEL

Stündliche Simulation des Strommarktes und der Sektorkopplung (E-PKW, P2H, P2G, industrielles Lastmanagement, Fernwärme) für ein typischer zukünftiges Jahr inklusive der Simulation des Lastflusses im Übertragungsnetz. Gewisse Annahmen wie Preise und existierende Kapazitäten sind im Szenario vorgegeben. Für andere Größen wie Pumpspeicher Ausbau, Ausbau an thermischen Kraftwerken, Ausbau P2G und Batterien werden endogen im Modell optimiert.

<b>Technical Description</b>	<b>Simulation</b>	YES
	<b>Scenario</b>	YES
	<b>Equilibrium</b>	-
	<b>Top-down</b>	-
	<b>Bottom-up</b>	YES
	<b>Operation Optimization</b>	YES
	<b>Investment Optimization</b>	YES
	<b>Availability</b>	Proprietary
<b>Domain</b>	International/National/Regional/Local	
<b>Sectors</b>	<b>Electric</b>	YES
	<b>Heat</b>	YES
	<b>Transport</b>	YES (e-PKW)
<b>Time resolution</b>	hourly	
<b>Spatial resolution</b>	Transmission Grid Nodes	
<b>Storage technologies included/ approach</b>	Detailed model for hydro power plants, battery storages, power-to-gas, e-PKW, thermal storages in district heat and residential applications	
<b>Input parameters for storages</b>	Cost, technical parameters and losses	
<b>Output parameters for storages</b>	Optimal size of the storages (hydro, battery, power-to-gas, battery, heat storage) and operation schedule over a year	
<b>Strengths</b>	Simulation of sector coupling between electricity market and district heat, P2X, e-PKW and industrial load management, simulation of transmission grid, sub modules for district heat simulation	
<b>Weaknesses</b>	No thermodynamical simulation of losses in seasonal storages for district heat	
<b>Recommendations for further development</b>	Develop an open source version	
<b>Application examples on local/city level</b>	Graz simulation (by district heat sub module) in this project	
<b>References</b>	<a href="https://www.ait.ac.at/fileadmin/mc/energy/downloads/IES/IES-Services_and_Tools.pdf">https://www.ait.ac.at/fileadmin/mc/energy/downloads/IES/IES-Services_and_Tools.pdf</a>	

# CitySim

CitySim aims to simulate and optimise the sustainability of urban settlements by predicting energy fluxes at various scales, from a small neighbourhood to an entire city. It is a sophisticated energy planning tool, discussing on heating energy and serving as a decision support for urban energy planners. It comprises a Graphical User Interface to facilitate the buildings' 3D shape and attribute the building's thermo-physical properties as well as visualize simulation results. It also includes a CitySim Solver for simulating building's energy supply and demand for space conditions. Energy supplies from renewable sources can be determined for the buildings, including radiation exchange driven by the urban environment, making it possible to work at different temporal resolutions.

<b>Technical Description</b>	<b>Simulation</b>	YES
	<b>Scenario</b>	YES
	<b>Equilibrium</b>	-
	<b>Top-down</b>	-
	<b>Bottom-up</b>	YES
	<b>Operation Optimization</b>	YES
	<b>Investment Optimization</b>	YES
	<b>Availability</b>	Free download
<b>Domain</b>	Local/Community	
<b>Sectors</b>	<b>Electric</b>	Partially (PV at building level and wind turbines)
	<b>Heat</b>	YES
	<b>Transport</b>	Exogenously calculated by MatSIM software
<b>Time resolution</b>	hour (Scenario time frame: Year)	
<b>Spatial resolution</b>	buildings' 3D shape for urban districts. It is possible to work with several hundreds of buildings and several thermal zones per buildings and component level	
<b>Storage technologies included/ approach</b>	Heating/Cooling Water tank. Model based on physical parameters (e.g. conductance of the tank) and it is assumed that the fluid to have a uniform temperature. It is possible also to model PCM tanks.	
<b>Input parameters for storages</b>	Physical parameters, e.g. Tank temperature range, initial temperature, DHW usage, Water tank size, thermal losses, water inlet temperature, tank ambient temperature, latent and sensible heat or heat source	
<b>Output parameters for storages</b>	Mass flow and fluid temperature	
<b>Strengths</b>	User interface for 3D modelling, high resolution at building level	
<b>Weaknesses</b>	It only covers in effective way the thermal sector for urban buildings	
<b>Recommendations for further development</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Development of the electric sector as well as electric storages</li> <li>▪ Include energy networks assessment such as DH and Smart Grids</li> <li>▪ Include the use of Large heat storages including seasonal storages</li> <li>▪ Improve optimization methods to operate of the energy system</li> </ul>	
<b>Application examples on local/city level</b>	Vienna (AT), Zurich (CH), Lausanne (CH), Geneva (CH), Bogota (CO)	
<b>References</b>	EPFL - École Polytechnique Fédérale de Lausanne ( <a href="https://www.epfl.ch/labs/leso/transfer/software/citysim/">https://www.epfl.ch/labs/leso/transfer/software/citysim/</a> )	

# HOMER

HOMER is a user-friendly micropower design tool developed the National Renewable Energy Laboratory in the USA. HOMER simulates and optimises stand-alone and grid-connected power systems with any combination of wind turbines, PV arrays, run-of-river hydro power, biomass power, internal combustion engine generators, microturbines, fuel cells, batteries, and hydrogen storage, serving both electric and thermal loads (by individual or district-heating systems). Also, all costs (incl. any pollution penalties) except fuel handling costs and taxes are included.

Technical Description	Simulation	YES
	Scenario	-
	Equilibrium	-
	Top-down	-
	Bottom-up	YES
	Operation Optimization	YES
	Investment Optimization	YES
	Availability	Free to download
Domain	Local/Community	
Sectors	Electric	YES
	Heat	Partly
	Transport	-
Time resolution	Minutes (Scenario time frame: Year)	
Spatial resolution	Local domain, no possibility to differentiate several zones	
Storage technologies included/ approach	<p><b>Idealized Storage Model:</b> Models a simple storage assuming a flat capacity curve. The Generic 1kWh Li-Ion battery is an example of the idealized model.</p> <p><b>Kinetic Storage Model:</b> This model includes the available and bound storage tanks for reduction in available capacity at higher discharge rates. The Generic 1kWh Lead Acid battery is an example of the kinetic model.</p> <p><b>Modified Kinetic Storage Model:</b> This model includes rate dependent losses, temperature dependence on capacity, cycle lifetime estimation using Rainflow Counting, and temperature effects on calendar life. The Generic 1kWh Lead Acid [ASM] and Generic 1kWh Li-Ion [ASM] batteries are included as examples of this model.</p> <p><b>Idealized Power-Capacity Storage Model:</b> A storage system where the cell stack and electrolyte can be sized independently, and replaced individually. The Generic Vanadium battery is an example of this model.</p> <p><b>Flywheel Storage Model:</b> This model only adds operating reserve in exchange for parasitic load to the system. The state of charge is not modelled in simulation.</p> <p><b>Hydrogen tank:</b> Models a simple storage assuming a flat capacity curve.</p>	
Input parameters for storages	String size, Capacity, Initial State of Charge, Minimum State of Charge, Enforce Storage Life, Minimum Storage Life, CAPEX, OPEX and replacement cost	
Output parameters for storages	String Size, Strings in Parallel, number of batteries in the array, Bus Voltage, Nominal Capacity, Usable Nominal Capacity, Autonomy, load, Lifetime Throughput, Storage Wear Cost, Average Energy Cost, Energy In, Energy Out, Storage Depletion, Losses Annual, Annual Through, Expected Life	
Strengths	Flexible system with a user-friendly interface. Easy to escalate energy system from local, regional	
Weaknesses	Thermal sector is not fully implemented, no thermal storages implemented	
Recommendations for further development	<p>Include functionalities to assess the use of smart meters in electric grids</p> <p>Include the use of spatial information and GIS modelling</p> <p>Include the use of decentralized (individual energy storages)</p> <p>Development of the thermal sector as well as thermal storages and DH and</p> <p>Improve optimization methods to operate of the energy system</p>	
Application examples-local/city	Island of Tac (Chile), Kotzebue (Canada), Selawik (Canada), Toksook Bay (US), Wales (US)	
References	National Renewable Energy Laboratory and HOMER Energy LLC ( <a href="http://www.homerenergy.com">www.homerenergy.com</a> )	

# EnergyPLAN

EnergyPLAN is a user-friendly tool designed in a series of tab sheets and programmed in Delphi Pascal. The main purpose of the tool is to assist the design of national or regional energy planning strategies by simulating the entire energy-system. All thermal, renewable, storage/conversion, transport, and costs (with the option of additional costs) can be modelled. It is a deterministic input/output tool and general inputs are demands, renewable energy sources, energy station capacities, costs, and a number of different regulation strategies for import/export and excess electricity production. Outputs are energy balances and resulting annual productions, fuel consumption, import/export of electricity, and total costs including income from the exchange of electricity.

	<b>Simulation</b>	YES
	<b>Scenario</b>	YES
	<b>Equilibrium</b>	-
	<b>Top-down</b>	-
<b>Technical Description</b>	<b>Bottom-up</b>	YES
	<b>Operation Optimization</b>	YES
	<b>Investment Optimization</b>	YES
	<b>Availability</b>	Free to Download
<b>Domain</b>	Mainly national/state/regional but it can be also use for city/local level	
	<b>Electric</b>	YES
<b>Sectors</b>	<b>Heat</b>	YES
	<b>Transport</b>	YES
<b>Time resolution</b>	Hour (Scenario time frame: 1 year)	
<b>Spatial resolution</b>	NO	
<b>Storage technologies included/ approach</b>	<p><b>Electricity storage</b> can represent hydro pump storage, a battery or an FC/electrolyser hydrogen storage by setting a "pump" (converting electricity to potential energy) defined by capacity and efficiency, "turbine" (converting potential energy to electricity) and "storage" (storing energy). The model can also include CAES in this case CAES fuel ratio (CAES fuel consumption divided by electric output) has to be included.</p> <p><b>Heat storages:</b> This include for thermal solar panels, district and heat pumps. It is a simple model based on energy flows (charging/discharging) and thermal losses</p> <p><b>Gas, Oil and Methanol storage:</b> Simple approach based on energy flows (charging/discharging)</p>	
<b>Input parameters for storages</b>	<p><b>Electricity storages:</b> Capacity and efficiency of the turbine and pump and storage capacity. For CAES additionally the fuel ratio also needs to be included</p> <p><b>Heat Storage:</b> Storage content, storage losses. For heat pump is able to define the regulation mode, which allows to not use the heat storage for hot water but only for space heating</p> <p><b>Gas, Oil and Methanol storage:</b> Storage Capacity</p>	
<b>Output parameters for storages</b>	The quantity of commodity stored or discharged by storage process at time step.	
<b>Strengths</b>	Network of global users, User-friendly, detailed hourly analyses, results can be used both for technical and economic analysis, Free of charge, Free online training, guides, workshops, and documentation, allow regular updates from all users	
<b>Weaknesses</b>	Time horizon is limited for only one year, Simulation cannot be carried out for long period, does not calculate the direct amount of CO2 emissions does not generate the direct amount of CO2 emissions	
<b>Recommendations for further development</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Include functionalities to assess the use of smart meters in electric grids</li> <li>▪ Include the use of Spatial information and GIS modelling</li> <li>▪ Include the of decentralized energy storages</li> <li>▪ Assess the expansion energy infrastructure in an accurate way</li> </ul>	
<b>Application examples on local/city level</b>	Frederikshavn (DK)	
<b>References</b>	Aalborg University ( <a href="http://www.energyplan.eu/">http://www.energyplan.eu/</a> )	

# EnergyPlus

EnergyPlus is a whole building energy simulation program that engineers, architects, and researchers use to model both energy consumption—for heating, cooling, ventilation, lighting and plug and process loads—and water use in buildings. One of the strong points of EnergyPlus is the integration of all aspects of the simulation. System and plant output are allowed to directly impact the building thermal response rather than calculating all loads first, then simulating systems and plants. The simulation is coupled allowing the designer to more accurately investigate the effect of under sizing fans and equipment and what impact that might have on the thermal comfort of occupants within the building.

Technical Description	Simulation	YES
	Scenario	YES
	Equilibrium	-
	Top-down	-
	Bottom-up	YES
	Operation Optimization	-
	Investment Optimization	-
	Availability	Free to download
Domain	Building level, being able to define zone-areas	
Sectors	Electric	Partially, electric loads and PV panels
	Heat	YES
	Transport	NO
Time resolution	from minutes to hour (Scenario time frame: Year)	
Spatial resolution	Component level e.g. it is possible to study the energy performance at room level	
Storage technologies included/approach	<p><b>Thermal storages (heating and cooling).</b> This plant/condenser control type simplifies the input by eliminating a setpoint manager and a schedule for each piece of equipment that makes up the ice storage system. While the more complex definition is possible and provides more flexibility like hourly variation of setpoint temperatures at the outlet of each piece of equipment.</p> <p><b>Batteries:</b> This object uses the kinetic battery model (KiBaM) to simulate rechargeable battery banks in an electrical load centre. It assumes that part of the battery's energy storage capacity is immediately available in discharging or charging while the rest is chemically bound. The battery capacity is related to three parameters: the maximum capacity at infinitesimal current, the capacity ratio of available charges, and the conversion ratio between available charges and bound charges.</p>	
Input parameters for storages	<p><b>Thermal Storage:</b> Name, On-Peak Schedule, Capacity, Charging Availability Schedule, Charging and Discharging Curves Variable Specifications, Tank Loss Coefficient and Parasitic Electric Load During Charging. For the control: Component Object Type, Name, Demand Calculation Node, Setpoint Node, Flow Rate, Operation Type.</p> <p><b>Battery:</b> Name of the batterie, availability schedule, zone, losses, number of battery modules in parallel and series, maximum module capacity, initial fractional state of charge, fraction of available charge capacity, charge rate from bound charge to available charge, charged and discharged module open circuit voltage, voltage change curve name for charging and discharging, module internal electrical resistance, maximum module discharging current, module cut-off voltage, module charge rate limit, battery life calculation and battery cycle life curve name.</p>	
Output parameters for storages	<p><b>Thermal Storage:</b> Requested Load, End Fraction, Mass Flow Rate, Inlet Temperature, Outlet Temperature, Discharge Rate, Discharge Energy, Charge Rate, Charge Energy.</p> <p><b>Battery:</b> Operating Mode Index, Charge State, Charge Fraction, Charge Power, Discharge Power, Discharge Energy, Total Current, Voltage, Thermal Loss Rate, Degradation Fraction, Production Decrement Energy, Thermal Loss Energy.</p>	
Strengths	It can be used together with a "Graphical User Interface" (GUI) such as SKETCH UP or Design Builder to have a visual interface for the building models	
Weaknesses	it doesn't incorporate with other tools e.g. (MATLAB, CFD tools, EES, VBA). It doesn't allow to add mathematical submodules to the model	
Recommendations for further development	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Include energy networks assessment such as DH and Smart Grids</li> <li>▪ Include the use of Large heat storages including seasonal storages</li> <li>▪ Include Power-to-X</li> <li>▪ Include multi-building assessment</li> <li>▪ Improve optimization methods to operate of the energy system</li> </ul>	
Application examples on local/city level	Rizhao (CN), Singapore (SG), Linz (AT), Böhleimkirchen (AT)	
References	U.S. Department of Energy ( <a href="http://www.energyplus.net">www.energyplus.net</a> )	

## TRNSYS

TRNSYS is a transient systems simulation program. It has an open modular structure with open source code which simulates the electricity and heat sectors of an energy-system. It simulates the performance of the entire energy-system by breaking it down into individual components, and it is primarily used for analysing single-project, local community, or island energy-systems. It can simulate all thermal and renewable generation except nuclear, wave, tidal, and hydropower. Also, it facilitates the addition of mathematical tools, available add-on components, and the ability to interface with other simulation programs if necessary. System costs are analysed externally in a spreadsheet tool.

<b>Technical Description</b>	<b>Simulation</b>	YES
	<b>Scenario</b>	YES
	<b>Equilibrium</b>	-
	<b>Top-down</b>	-
	<b>Bottom-up</b>	YES
	<b>Operation Optimization</b>	YES
	<b>Investment Optimization</b>	YES
	<b>Availability</b>	Commercial
<b>Domain</b>	Local/Community	
<b>Sectors</b>	<b>Electric</b>	YES
	<b>Heat</b>	YES
	<b>Transport</b>	-
<b>Time resolution</b>	from 0.01 seconds to 1 hour (Scenario time frame: Multiple Years)	
<b>Spatial resolution</b>	Component level e.g. it is possible to study the energy performance at room level	
<b>Storage technologies included/approach</b>	Only battery is implemented as energy storage, while hydrogen systems are simulated using the formally independent tool (HYDROGEMS). Water thermal storage tanks can be defined with several stratification layers. Thermal ground heat exchanger is also can be included This subroutine models a vertical ground heat exchanger that interacts thermally with the ground, in this case identical vertical U-tube ground heat exchangers or identical vertical tube in tube heat exchangers. A heat carrier fluid is circulated through the ground heat exchangers and either rejects heat to or absorbs heat. The model assumes that the boreholes are placed uniformly within a cylindrical storage volume of ground	
<b>Input parameters for storages</b>	Battery: Capacity and power Efficiency Hot water tank: Dimension, insulation rate, number of nodes (layers), location of the auxiliary heater, capacity of the auxiliary heater, efficiency of the auxiliary heater, location of the input and output water pipes, initial water volume and temperature Ground heat exchanger: basic parameter is the type of the heat exchanger, borehole (conductivity, geometry and length, number and disposition), pipes (conductivity, geometry and type), ground (conductivity, initial temperature and mass capacity)	
<b>Output parameters for storages</b>	Batteries: State of Charge, Fractional state of Charge, Power, Power lost during the charge, total current. total voltage and max. power for charge and discharge. Water tank: Fluid temperature, Load flow rate, fluid volume, enthalpy difference, internal exchange, environmental losses and internal energy change Ground heat exchanger: mass and temperature fluid, ground temperature, heat exchanges.	
<b>Strengths</b>	Flexibility, modularity, availability of source code and availability of a large component library	
<b>Weaknesses</b>	Complexity for new users, imperfect documentation, debugging aspects (unclear error messages), need for a FORTRAN compiler and does not use true SI units	
<b>Recommendations for further development</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Include functionalities to assess the use of smart meters in electric grids</li> <li>▪ Include the use of Spatial information and GIS modelling</li> <li>▪ Improve economical aspect of the simulation such as CAPEX</li> <li>▪ Include optimization methods to operate of the energy system</li> </ul>	
<b>Application examples on local/city level</b>	Dakota (US), Valencia (ES), Rome (IT), Prague (CZ), Athens (GR), Stockholm (SE)	
<b>References</b>	The University of Wisconsin Madison ( <a href="http://sel.me.wisc.edu/trnsys/">http://sel.me.wisc.edu/trnsys/</a> )	

## BALMOREL

It is a partial-equilibrium tool with an emphasis on the electricity sector and CHP. The tool is formulated in the GAMS modelling language. In addition to providing 100% documentation at code level, any user can modify the tool to suit specific requirements for a given application. The formulated model is solved in standard software, so no new optimisation code needs to be written. Electricity transmission is described in relation to several nodes that are connected by transmission lines and allows for the identification of bottlenecks in the transmission system. The investments respect specified restrictions e.g., in relation to maximum investment addition per year, or maximum fuel available.

<b>Technical Description</b>	<b>Simulation</b>	YES
	<b>Scenario</b>	YES
	<b>Equilibrium</b>	Partial
	<b>Top-down</b>	-
	<b>Bottom-up</b>	YES
	<b>Operation Optimization</b>	YES
	<b>Investment Optimization</b>	YES
	<b>Availability</b>	Free to Download & Open Source (additional GAMS software commercial)
<b>Domain</b>	International/National/Regional/Local	
<b>Sectors</b>	<b>Electric</b>	YES
	<b>Heat</b>	Partly (District Heating)
	<b>Transport</b>	-
<b>Time resolution</b>	Hour (scenario time frame: Max 50 years). Common practice, 250-time segments per year over 20 years, or 8760-time segments per year over 1 year, depending on the purpose of the study	
<b>Spatial resolution</b>	Geographical sub-division	
<b>Storage technologies included/approach</b>	Heat and electric storages. Electricity storage can also be represented by hydrogen storage or pumped hydroelectric.	
<b>Input parameters for storages</b>	Storage-efficiency, storage capacity, loading & unloading power, location, type of energy storage by energy carrier, availability, Cost (CAPEX, OPEX, and Fix cost) and night storage technologies (consume off-peak electricity at night and provide services during the day)	
<b>Output parameters for storages</b>	Heat and electricity storage contents at the beginning of each time segment	
<b>Strengths</b>	The major advantage is that the model code is open source and it is continuously extended and improved. The structure is transparent and the geographical and temporal scope is flexible. The bottom-up representation of the supply side makes it suitable for analyses of energy markets consisting of various production and storage technologies	
<b>Weaknesses</b>	It assumes perfect foresight making that the stochastic nature of the production, consumption and environment are modelled by exogenous time series. Several electricity transmission and district heating grid related issues are not handled such as voltage and angle stability or reserve management (primary and secondary) and the energy producers are assumed to behave as price takers without any strategic market behaviour.	
<b>Recommendations for further development</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Include individual energy storages as well as thermal generation systems not connected to the DH network</li> <li>▪ Include the use of Spatial information and GIS modelling</li> <li>▪ Extend gas infrastructure modelling to assess the used of synthetic gases and bio-methan</li> <li>▪ Extend the V2G functionalities</li> </ul>	
<b>Application examples on local/city level</b>	Aran Island (IE), Nordhavn (DK), Greater Copenhagen area (DK), Lombok (ID)	
<b>References</b>	2020 The Balmorel Open Source Project ( <a href="http://www.Balmorel.com">www. Balmorel.com</a> )	

## TIMES-MARKAL

The MARKAL/TIMES family are energy/economic/environmental tools developed in a collaborative effort under the auspices of the International Energy Agency's "Energy Technology Systems Analysis Programme", which started in 1978. The source code is distributed free of charge by signing a Letter of Agreement. However, the code is written in GAMS, which is a commercial language and therefore has to be purchased. In addition, both an interface and a solver must also be purchased to use the source code effectively.

<b>Technical Description</b>	<b>Simulation</b>	-
	<b>Scenario</b>	YES
	<b>Equilibrium</b>	YES
	<b>Top-down</b>	Partially
	<b>Bottom-up</b>	YES
	<b>Operation Optimization</b>	-
	<b>Investment Optimization</b>	YES
	<b>Availability</b>	Free of Charge (additional GAMS software commercial)
<b>Domain</b>	International/National/Regional/Local	
<b>Sectors</b>	<b>Electric</b>	YES
	<b>Heat</b>	YES
	<b>Transport</b>	YES
<b>Time resolution</b>	Hourly, daily, monthly using user-defined time slices (Scenario time frame: Max 50 years)	
<b>Spatial resolution</b>	Global, multi-regional, national, state/province, or community level.	
<b>Storage technologies included/approach</b>	It is possible to define any type of energy storage based on techno-economic parameters: Electric storage, heat storage, gas storage and P2X	
<b>Input parameters for storages</b>	Storage-efficiency, storage capacity, location, type of energy storage by energy carrier and working period (e.g. seasonal), availability by time slide, Cost (CAPEX, OPEX, and Fix cost) and night storage technologies (consume off-peak electricity at night and provide services during the day)	
<b>Output parameters for storages</b>	The quantity of commodity stored or discharged by storage process, in a time-slice, period, and region.	
<b>Strengths</b>	Keeps updating modelling framework, Energy flow optimization, acceptance of different units of commodities, draws network datagrams known as reference energy systems to indicate in and out flow, always chooses the least-cost solution	
<b>Weaknesses</b>	Data intensive, extensive training and experience required, always chooses the least-cost solution, linear interpolation, no database of technologies and environment	
<b>Recommendations for further development</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ To increase time-resolution without increase computation time to have for short-perspective (one-year simulation period) accurate results</li> <li>▪ Extend functionalities to include smart meters and support prosumers.</li> <li>▪ Include the use of Spatial information and GIS modelling</li> </ul>	
<b>Application examples on local/city level</b>	Judenburg (AT), Almada (PT), Malmö (SE), Oslo (NO), Evora (PT), Cesena (IT)	
<b>References</b>	Energy Technology Systems Analysis Program, International Energy Agency ( <a href="http://www.etsap.org/">http://www.etsap.org/</a> )	

## City Energy Analyst (CEA)

The objective of the tool is to optimize building energy systems and assess multiple energy efficiency strategies in neighbourhood and district scales. The model is programmed in Python and runs in the format of an extension of ArcGIS software. In the systems technology module, production, storage and distribution units are modelled with a techno-economic approach. The model is able to simulate district thermal networks, but it does not simulate the electrical grid. In the optimization module, thermal networks are optimized in size and operation. In the decision module, a multi-criteria decision analysis (MCDA) approach is used based on social, economic, and environmental criteria levels. Finally, the platform provides a 4D interface to represent time-dependent flows of energy between buildings and infrastructure.

<b>Technical Description</b>	<b>Simulation</b>	YES
	<b>Scenario</b>	YES
	<b>Equilibrium</b>	-
	<b>Top-down</b>	-
	<b>bottom-up</b>	YES
	<b>Operation Optimization</b>	YES
	<b>Investment Optimization</b>	YES
	<b>Availability</b>	Open-Source Software
<b>Domain</b>	Local/Community	
<b>Sectors</b>	<b>Electric</b>	Partially (Not electric networks)
	<b>Heat</b>	YES
	<b>Transport</b>	
<b>Time resolution</b>	hourly (Scenario time frame: Year)	
<b>Spatial resolution</b>	Building level	
<b>Storage technologies included/approach</b>	Thermal seasonal storage and small thermal storage based on techno-economic parameters	
<b>Input parameters for storages</b>	Storage capacity, CAPEX, OPEX, Storage charging capacity	
<b>Output parameters for storages</b>	Charging and discharged pattern in temporal and spatial resolution	
<b>Strengths</b>	It is open-source, combines knowledge of urban planning and energy systems engineering into an integrated simulation platform. The system allows to intuitively represent patterns of supply and demand in time and space	
<b>Weaknesses</b>	CEA is based on academic work, limitations in terms of model accuracy, user experience and concept of operations and limited analysis of alternatives for energy generation	
<b>Recommendations for further development</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Development of the electric and gas sector as well as their corresponding storage solutions</li> <li>▪ Extend the model to include Power-to-Gas solutions.</li> <li>▪ Extend the types of seasonal thermal storages (e.g. ground seasonal storage) and cooling storages</li> <li>▪ Extend the use of Spatial information and GIS modelling to map energy resources (e.g. groundwater location)</li> </ul>	
<b>Application examples on local/city level</b>	Zurich (CH), Tanjong Pagar (SG), Almere (NL)	
<b>References</b>	ETH Zurich and EPFL ( <a href="http://www.cityenergyanalyst.com">www.cityenergyanalyst.com</a> )	

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

[bmk.gv.at](https://www.bmk.gv.at)