

Schlussbericht

zum Vorhaben

Thema:

Entwicklung eines neuartigen Dampfspeichersystems für ein flexibles Biomasse Heizkraftwerk zur Erhöhung der Systemstabilität (KomBio-Speicher)

Zuwendungsempfänger:

Technische Hochschule Ingolstadt, Institut für neue Energie-Systeme

Förderkennzeichen:

22025517

Laufzeit:

01.10.2019 – 31.12.2022

Monat der Erstellung:

03/2023

Gefördert durch:



**Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft**

**aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages**

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorenschaft.

Autoren:

Technische Hochschule Ingolstadt: Prof. Wilfried Zörner, Thomas Riedmaier

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	III
I. Kurzbericht	1
A. Aufgabenstellung	1
B. Planung und Ablauf des Vorhabens	1
C. Resümee der wesentlichen Ergebnisse	2
II. Ausführliche Darstellung der Ergebnisse	4
A. Erzielte Ergebnisse	4
Arbeitspaket 1: Erstellung technischer Spezifikation für das Speichersystem	4
1.1 Erfassung der für das Speichersystem relevanten Rahmendaten	4
1.2 Analyse der Erzeuger- und Verbraucherstruktur im Stromnetz	9
1.3 Erstellung eines Lastenheftes	13
Arbeitspaket 2: Entwicklung und Simulation des KomBio-Dampfspeichersystems	13
2.1 Konzeptionieren des Speichers	14
2.2 Modellierung des Dampfspeichersystems	16
2.3 Entwickeln des Betriebsregimes	16
2.4 Simulation und Berechnung des Speichersystems	17
Arbeitspaket 3: Testspeicher in industrieller Umgebung	18
3.1 Aufbau des Testspeichers	18
3.2 Speicherversuche	20
3.3 Validieren der Ergebnisse	27
Arbeitspaket 4: Systemintegration des Speichers- und Potenzialabschätzung	33
4.1 Netzgeführte Fahrweise	34
4.2 Bewertung von THG-Minderung und Effizienzsteigerung	40
4.3 Marktgeführte Fahrweise	41
4.4 Kostenanalyse	44
B. Verwertung	46
C. Erkenntnisse von Dritten	47
D. Veröffentlichungen	47
III. Literaturverzeichnis	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Funktion und Betriebszustände bzw. Dampfströme im KomBio-Speicher-Gesamtsystem	4
Abbildung 2: Geordnete Jahresdauerlinie der Stromerzeugung	5
Abbildung 3: Druckschienen im BMHKW-PAF	6
Abbildung 4: Anbindung an das Speichersystem – Beladung	6

Abbildung 5: Anbindung an das Speichersystem – Entladung	7
Abbildung 6: Dampfentkopplung 2019	8
Abbildung 7: Verfügbarer theoretischer Entnahmedampf	9
Abbildung 8: Beladedampfpotential - geordnet	9
Abbildung 9: Erzeugung und Stromverbrauch im Netz der Stadtwerke Pfaffenhofen (SWP)	10
Abbildung 10: Vergleich der Anlagenanzahl mit dem Anteil erneuerbarer Energie (SWP)	10
Abbildung 11: Entwicklung der erneuerbaren Energieerzeugung	11
Abbildung 12: Installierte Leistung erneuerbar Energieerzeuger.....	11
Abbildung 13: Schaltschema des Testspeichers	14
Abbildung 14: Massenstrom in Abhängigkeit der Ventilstellung über die Versuchsdauer.....	15
Abbildung 15: Aufbau Simulationsmodell (Großspeicher).....	16
Abbildung 16: 3D Rohrleitungsplanung	19
Abbildung 17: Finale Ausführung Container	19
Abbildung 18: Skizze der Messdatenaufzeichnung und Regelung der Ventile	20
Abbildung 19: Auswertung der Versuche - Beladung	21
Abbildung 20: Vergleich Dampftemperatur nach Betonspeicher – Beladung.....	23
Abbildung 21: Vergleich gespeicherte Dampfmenge mit und ohne Betonspeicher in Abhängigkeit des Anfangsfüllstandes	23
Abbildung 22: Auswertung der Versuche - Entladung	25
Abbildung 23: Vergleich Dampftemperatur nach Betonspeicher - Entladung.....	26
Abbildung 24: Vergleich gespeicherte Dampfmenge mit und ohne Betonspeicher in Abhängigkeit des Anfangsfüllstandes	27
Abbildung 25: Vergleich der entladenen Dampfmenge – Simulation und Messung.....	28
Abbildung 26: Vergleich der geladenen Dampfmenge - Simulation und Messung.....	29
Abbildung 27: Mittlerer Druckverlauf Entladung	30
Abbildung 28: Mittlerer Druckverlauf Beladung	31
Abbildung 29: Gemittelte Dampftemperatur nach dem Betonspeicher – Entladung	32
Abbildung 30: Gemittelte Dampftemperatur nach dem Betonspeicher – Beladung	33
Abbildung 31: Beispielhafter Betrieb im Day-Ahead Markt mit unterschiedlichen Speichergrößen	41
Abbildung 32: Flexibler Betrieb am Intraday-Markt	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Rahmendaten BMHKW-PAF 2019	5
Tabelle 2: Dampfschienen des Kraftwerks	5
Tabelle 3: Belade-Anbindepunkte	7
Tabelle 4: Anbindepunkte Entladung.....	8
Tabelle 5: Erneuerbare Erzeugungsanlagen im Netz der Stadtwerke Pfaffenhofen (SWP 2018)...12	12
Tabelle 6: Netzmesswerte (Kernstadt)	12
Tabelle 7: Dringlichkeitskategorien.....	13

Tabelle 8: Simulationsergebnisse verschiedener Speichersysteme	17
Tabelle 9: Durchschnittliche entladene Dampfmenge	28
Tabelle 10: Durchschnittliche beladene Dampfmenge	29
Tabelle 11: Druckabweichung während der Entladung	30
Tabelle 12: Druckabweichung während der Beladung	31
Tabelle 13: Durchschnittliche Druckabweichung im Vergleich zur Beladungsnummer pro Tag	31
Tabelle 14: Mittlere Abweichung der Dampftemperatur nach dem Betonspeicher - Entladung	32
Tabelle 15: Mittlere Abweichung der Dampftemperatur nach dem Betonspeicher - Beladung	33
Tabelle 16: Simulationsplan	34
Tabelle 17: Parametereinstellungen Szenario 1	35
Tabelle 18: Ergebnisse Szenario 1	36
Tabelle 19: Ergebnisse Szenario 2	37
Tabelle 20: Ergebnisse Szenario 3	38
Tabelle 21: Ergebnisse Szenario 4	39
Tabelle 22: Zusammenfassung der energetisch größten Netzentlastung	40
Tabelle 23: maximale CO ₂ -Einsparung in Szenario 1	40
Tabelle 24: Einkommen im Day-Ahead Markt mit einer ESV von 100 €/MWh.....	42
Tabelle 25: Einkommen am Intraday-Markt mit hohen Strompreisen (IM) - ESV = 100 €/MWh	43
Tabelle 26: Einkommen am Intraday-Markt mit durchschnittlichen Strompreisen (IA) - ESV = 100 €/MWh	44
Tabelle 27: spezifische Investitionskosten der Speicherkomponenten	45
Tabelle 28: Abschätzung Investitionskosten für das Speichersystem.....	45
Tabelle 29: Kosten für eine Speicherturbine	45
Tabelle 30: Amortisation Speichersystem in Szenario 2	46

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
BS	Betonspeicher
DS	Dampfspeicher
ESV	Einspeisevergütung
HD	Hochdruck
MD	Mitteldruck
ND	Niederdruck
Q _{HT}	Erzeugte Strommenge Hauptturbine
Q _{ST}	Erzeugte Strommenge Speicherturbine
ZE	Zusätzliches Einkommen

I. Kurzbericht

Nachfolgend sind die Aufgabenstellung, Planung und Ablauf des Vorhabens sowie die wesentlichen Erkenntnisse aus dem Projekt KomBio kompakt zusammengefasst.

A. Aufgabenstellung

Ziel dieses Projekts war es, ein innovatives Dampfspeichersystem für ein Biomasse-Heizkraftwerk (BMHKW) zu entwickeln und zu erproben. Dieses Speichersystem sollte die träge Dampferzeugung von der flexiblen Dampfverstromung entkoppeln. Über die Be- und Entladung dieses Speichersystems konnte die ins Netz eingespeiste elektrische Energie je nach Bedarf erhöht oder verringt werden.

Das geplante Speichersystem setzte sich aus einer neuartigen Kombination von Feststoff-Betonspeicher und Ruths-Dampfspeicher zusammen. Dieses Speichersystem inklusive Regelung und Verschaltung, wurde im Projektverlauf konzeptioniert und experimentell untersucht. Des Weiteren wurde ein Betriebsregime für dieses Speichersystem entwickelt und erprobt. Dieses Betriebsregime auf Basis von Verbraucher- und Erzeugerdaten, ermöglichte einen netzentlastenden Betrieb des BMHKW.

Zusätzlich zum reinen „Stromspeicherbetrieb“ konnte auch die Wärme- und Dampflieferung im KWK-Betrieb des BMHKW gekoppelt werden. Dadurch konnte das Speichersystem als Hybridspeicher genutzt werden und die Sektoren Wärme, Strom und Dampf miteinander koppeln. Je nach Betriebsart ist mit einer Netzentlastung, einer Erhöhung des Nutzungsgrads des Kraftwerks sowie einer Verringerung der THG-Emissionen zu rechnen.

Als Reallabor für dieses Vorhaben diente das Netzgebiet der Stadtwerke Pfaffenhofen. Durch den starken Ausbau von Wind und PV und dem damit erhöhten Bedarf an Netzentlastung, eignete sich dieses Netzgebiet sehr gut für die geplanten Untersuchungen. Alle Erkenntnisse dieses Projektes wurden für eine universelle Nutzung an anderen Standorten aufbereitet.

Gesamtziel dieses Projektes war es, das Dampfspeichersystem zu konzeptionieren und zu entwickeln. Dies wurde mit folgenden Teilzielen erreicht:

- Konzeptionierung des Dampfspeichersystems
- Aufbau einer Testanlage (Funktionsmuster) im Labormaßstab
- Experimentelle Untersuchung des Speichersystems im Labormaßstab (Funktionsmuster)
- Entwicklung und Untersuchung eines Betriebsregimes
- Auswertung und Übertragung der Ergebnisse auf andere Standorte
- Ermittlung von Systemnutzen und THG-Einsparungen

B. Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Projektinhalte wurden in 5 Arbeitspaketen (AP) bearbeitet, die Projektkoordination übernahm das InES.

Zunächst wurden die technischen Spezifikationen des Speichersystems erstellt (AP1). Innerhalb dieses Arbeitspakets wurde in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken Pfaffenhofen (SWP) die Erzeuger- und Verbraucherstruktur im lokalen Stromnetz analysiert. Die Danpower Biomasse GmbH Pfaffenhofen (DBP; Betreiber des BMHKWs) war für die Erfassung der Rahmendaten des Speichersystems verantwortlich und untersuchte mögliche Schnittstellen. Gemeinsam wurde abschließend zu AP1 ein Lastenheft für das Speichersystem erstellt. In AP2 wurde das technische Konzept für den Speicher entwickelt und dieses über die Simulationsumgebung MatLab/Simulink aufgebaut und berechnet. Die dynamische Simulation diente dazu die Speichereigenschaften (Kapazität, Be- und Entladeverhalten) zu ermitteln. Zudem wurde das Simulationsmodell verwendet, um den Speicherbetrieb in Verbindung mit dem entwickelten Betriebsregime zu simulieren. Auf Basis des Speicherkonzeptes aus AP 2 wurde in AP3 ein stark verkleinertes Speichersystem als Funktionsmuster im Labormaßstab am Kraftwerksstandort Pfaffenhofen aufgebaut. Die Dampftemperatur von ca. 450 °C wurde vom Kraftwerk beibehalten. Anstatt der ursprünglichen 60 bar Dampfdruck des Kraftwerks wurde das Speichersystem aus Kostengründen auf 30 bar ausgelegt. Die Untersuchung des Speichersystems blieb dadurch unbeeinträchtigt. Die Be- und Entlademengen sowie Speichergröße wurden auf ein notwendiges Minimum reduziert. Das Arbeitspaket 4 setzte sich aus der Untersuchung des geplanten Betriebsregimes sowie einer theoretischen Potentialabschätzung des KomBio-Speichersystems zusammen. Mithilfe der Messdaten wurde das Simulationsmodell validiert. Anschließend wurde das Betriebsregime simuliert und bewertet. Zusätzlich zur primären Zielgröße der Netzentlastung spielten auch sekundäre Zielgrößen wie der Deckungsanteil der Wärme-/Dampflieferung, die THG-Minderung sowie die Energieeffizienz eine Rolle. Abschließend diente AP5 zur Zusammenfassung der Projektergebnisse.

C. Resümee der wesentlichen Ergebnisse

In diesem Kapitel werden der Bearbeitungszeitraum und die wesentlichen Ergebnisse des Vorhabens zusammengefasst.

a) Arbeitspakete und Meilensteine

Eine Übersicht zur Zielerreichung der AP mit den Bearbeitungszeiträumen ist in der nachfolgenden Tabelle gegeben.

Arbeitspakete (AP) (lt. Planung im Verlängerungsantrag)	Bearbeitungszeitraum (lt. Balkenplan im Verlängerungsantrag)	Zielerreichung
AP 1 Erstellung technischer Spezifikation des Speichersystems	10/2019 bis 03/2020	10/2019 bis 03/2020
AP 2 Erstellung und Simulation des KomBio-Dampfspeichersystems	01/2020 bis 09/2020	01/2020 bis 09/2020
AP 3 Testspeicher (Funktionsmuster) in industrieller Umgebung	07/2020 bis 09/2022	07/2020 bis 09/2022
AP 4 Systemintegration des Speichers- und Potenzialabschätzung	07/2020 bis 12/2022	07/2020 bis 12/2022
AP 5 Dokumentation	07/2022 bis 12/2022	07/2022 bis 12/2022

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der Zielerreichung der Meilensteine:

Meilensteine (M) (lt. Planung im Verlängerungsantrag)	Fälligkeit (lt. Balkenplan im Antrag)	Zielerreichung
M 1 Konzeption des KomBio-Speichersystems (AP2)	06/2020	03/2019
M 2 Fertigstellung der Messungen (AP3)	06/2021	09/2022
M 3 Projektabchluss und Dokumentation (AP5)	03/2022	12/2022

b) Zusammenfassung

Im Vorhaben KomBio wurde ein innovatives Dampfspeichersystem für Dampfkraftwerke konzipiert und getestet. Aufgabe des Speichersystems war es, Überdeckungen im Netz, die vor allem durch fluktuierende, erneuerbare Erzeuger auftreten, zwischenzuspeichern und in Zeiten von Unterdeckungen die Energie wieder bereitzustellen. In Zusammenarbeit mit Danpower wurden verschiedene Anbindungsmöglichkeiten des Speichersystems ermittelt. Es wurde sich für eine Anbindung an die Hochdruckleitung (HD-Leitung) unmittelbar vor der Turbine entschieden. Entscheidend für die Wahl der Anbindung war das Druckniveau. Vor der Turbine sind die höchsten Drücke im System vorherrschend. Je höher der Druck, desto mehr Dampf kann bei gleichbleibender Speichergröße gespeichert werden. Auch andere Anbindungsmöglichkeiten wurden untersucht und sind abhängig vom jeweiligen Kraftwerk möglich. Das vorliegende Stromnetz in Pfaffenhofen wurde ausgewertet, um verschiedene Betriebsregime zu identifizieren. Basierend auf den Erkenntnissen des Kraftwerks und des Stromnetzes konnte ein universelles Lastenheft für das KomBio-Speichersystem entwickelt werden. Auf Basis des Lastenheftes wurde zusammen mit dem Ingenieurbüro Harry Wilhelm das geplante Konzept ausgearbeitet sowie anschließend gemeinsam mit Danpower Pfaffenhofen und dem TÜV-Süd finalisiert. Eine Besonderheit des Testspeichers war die Druckreduzierstation. Hier wurde der Systemdruck von 60 bar auf 30 bar reduziert. So konnten Kosten für Systemelemente beim Betrieb des Testspeichers eingespart werden. Für die Konzeption eines Großspeichers kann bis auf diese Druckreduzierstation das Schema weitestgehend übernommen werden, jedoch sind anlagenspezifische Anpassungen je individuellem BMHKW notwendig.

Zur Simulation des Speichersystems wurden die wichtigsten Komponenten Dampfturbine, Dampfspeicher und Betonspeicher des Systems modelliert. Für alle drei Anwendungen wurden bestehende mathematische Formulierungen oder eigene Parametermodelle verwendet. Wichtige Grundvoraussetzung war es hier, Modelle zu verwenden, welche auf verschiedenste Größen parametrierbar sind. Das Simulationsmodell wurde mithilfe der Messdaten anschließend validiert. Zuerst wurden jeweils die Be- und Entladung des Dampf- und Betonspeicher einzeln validiert, bevor das Gesamtsystem betrachtet wurde. Zur Validierung des Betonspeichermodells wurde die Dampftemperatur nach dem Betonspeicher verwendet. Für das Dampfspeichermodell wurde zum einen die gespeicherte bzw. entladene Dampfmenge und zum anderen die Druckdifferenz für die Validierung herangezogen. Insgesamt lag die Abweichung beider Modelle im Gesamtsystem im Durchschnitt unter 8 %. Das validierte Modell wurde anschließend dazu genutzt größer skalierte Systeme zu simulieren. Dabei wurden verschiedene Szenarien erstellt, um die Netzentlastung und THG-Minderung zu bewerten. Für jedes Szenario wurde eine Parameterstudie durchgeführt, um das optimale Betriebsregime zu identifizieren.

Die Unter- bzw. Überdeckung im Netz Pfaffenhofen lag 2019 bei 38.422 MWh. Mithilfe des Speichersystems und abhängig vom Betriebsregime und der Speichergröße konnte diese auf maximal 37.187 MWh reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion von 3,21 %. Die THG-Minderung glich ca. 270 Tonnen pro Jahr, wodurch eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes der Stromerzeugung im Kerngebiet Pfaffenhofen von 0,57 % erreicht wurde.

II. Ausführliche Darstellung der Ergebnisse

A. Erzielte Ergebnisse

Nachfolgend werden die wissenschaftlichen, technischen, simulativen und ökonomischen Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete detailliert erläutert.

Arbeitspaket 1: Erstellung technischer Spezifikation für das Speichersystem

Arbeitspaket 1 setzte sich aus insgesamt drei Unterpaketen zusammen:

- AP 1.1: Erfassung der für das Speichersystem relevanten Rahmendaten
- AP 1.2: Analyse der Erzeuger- und Verbraucherstruktur im Stromnetz
- AP 1.3: Erstellung eines Lastenheftes für das KomBio-Dampfspeichersystems

Das Arbeitspaket verfolgte mehrere Ziele. Zum einen sollten die projektrelevanten Rahmendaten für des BMHKW zusammengefasst werden. Zum anderen war die Auswertung des betrachteten Netzgebiets, allen voran des Bedarfs- und Erzeugungslastprofils relevant. Aus den Anforderungen und Restriktionen des BMHKW und der Erzeuger- bzw. Verbraucherstruktur sollte anschließend ein ausformuliertes Lastenheft für das BMHKW und Dampfspeichersystem erstellt werden.

1.1 Erfassung der für das Speichersystem relevanten Rahmendaten

Die grundsätzliche technische Funktion des Speichersystems besteht darin, dem System Dampf zu entnehmen, um die Stromerzeugung in der Turbine zu verringern, sowie den Dampf aus dem Speichersystem zu nutzen, um die Gesamtstromerzeugung zu erhöhen (Abbildung 1).

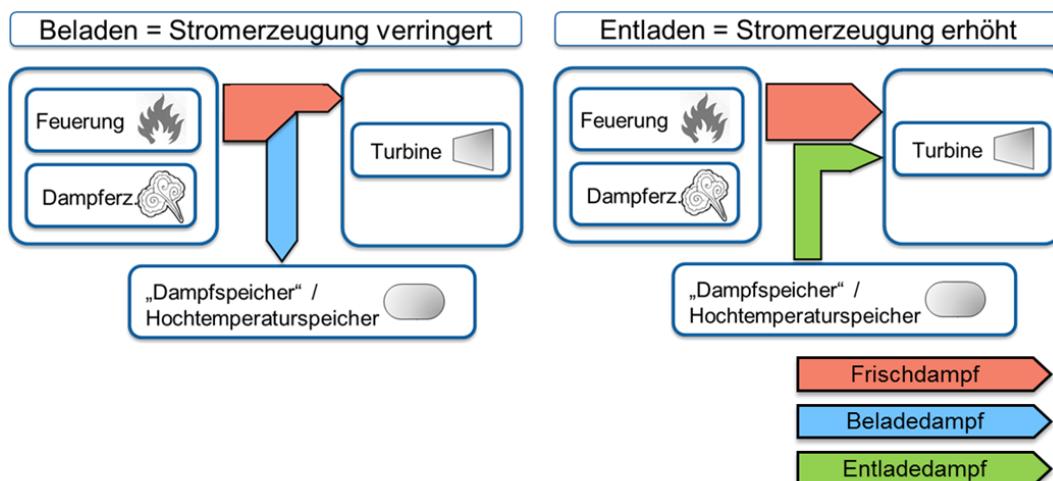


Abbildung 1: Funktion und Betriebszustände bzw. Dampfströme im KomBio-Speicher-Gesamtsystem

In diesem Zusammenhang wurden im Rahmen umfangreicher Datenanalysen, Anlagenbegehungen und Sichtungen verfügbarer Dokumentationen die Anlagendaten erfasst, ausgewertet und Konzepte für das Speichersystem entwickelt. Zur Bewertung des Dampfkreislaufes wurden Messwerte aus dem Leitsystem des Biomasse-Heizkraftwerks Pfaffenhofen (BMHKW-PAF) aus dem Jahr 2019 als Stundenwerte extrahiert.

Üblicherweise werden in BMHKW mit Dampfkreislauf verschiedene Dampfschienen auf definierten Druck- und Temperaturniveaus betrieben. Im realen Betrieb werden diese Werte zwar konstant gehalten, unterliegen allerdings geringfügigen Schwankungen. Zur Vereinfachung sind deshalb die in den folgenden Ausführungen erläuterten Drücke und Temperaturen als Mittelwerte zu verstehen (sofern nicht anders beschrieben).

Kraftwerkssystem

Mit einer Feuerungswärmeleistung von 26,7 MW_{th} verfügt das BMHKW-PAF über eine installierte Turbinenleistung von 6 MW_{el}. Im Jahresdurchschnitt 2019 wurde eine Frischdampfmenge von 28,55 t in der Stunde bei einem Druck von 60 bar und einer Temperatur von 427 °C erzeugt. Zusätzlich zur Stromerzeugung wurde ein Produktionsbetrieb mit Frischdampf (12 bar) sowie ein Wärmenetz über einen Heizkondensator (2,5 bar) mit Warmwasser versorgt. Die Rahmendaten des Kraftwerks sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Rahmendaten BMHKW-PAF 2019

	Summe	Mittelwert	Minimum	Maximum
Stromerzeugung	40.500 MWh/a	4,6 MW	0 MW	6,1 MW
Dampflieferung / Anzapfung	39.116 t/a	4,47 t/h	0 t/h	10,4 t/h
Wärmelieferung / Entnahme	50.866 t/a	5,8 t/h	0 t/h	14,96 t/h

Wie in der geordneten Jahresdauerlinie der Stromerzeugung (Abbildung 2) ersichtlich, lag der tatsächliche Arbeitsbereich der Dampfturbine zwischen 6,1 und 3,3 MW. Die Frischdampfliermenge betrug im Durchschnitt 27 t/h, schwankte allerdings im Regelbetrieb zwischen 25 und 30 t/h. Den größeren Einfluss auf die Stromerzeugung hatten die Entnahme/Anzapfströme. Je höher diese ausfielen, desto niedriger war die Stromerzeugung.

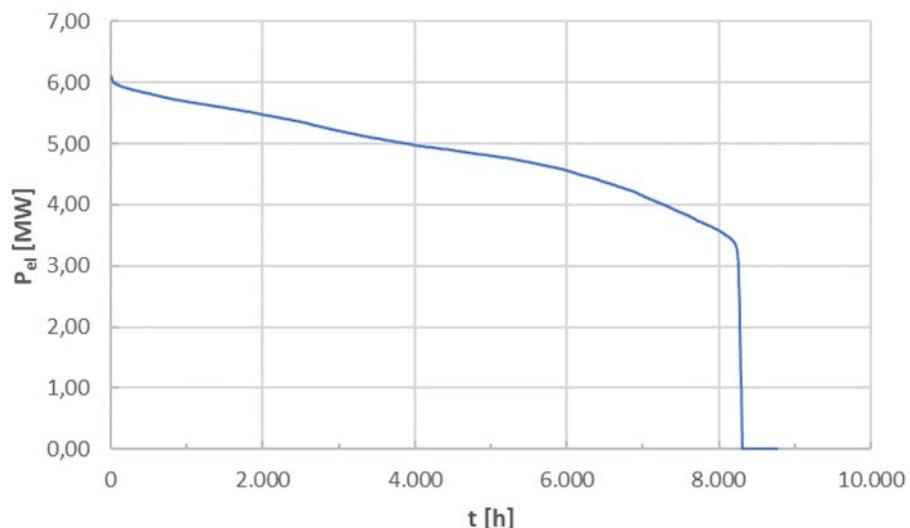


Abbildung 2: Geordnete Jahresdauerlinie der Stromerzeugung

Für die Einbindung eines Dampfspeichers waren zudem die zur Verfügung stehenden Dampfdruckniveaus relevant (Tabelle 2).

Tabelle 2: Dampfschienen des Kraftwerks

Dampfschienen	Druck
HD-Frischdampf	60 bar
MD-Entnahme (Produktionsbetrieb)	12 bar
ND-Anzapfung (Wärmenetz)	2,5 bar
Speisewasserkreislauf	2 bar
Speisewasser für Reduzierstationen	27,7 bar

Zusätzlich zu der primären Drucksenkung über die Turbine, die Dampfliereung oder die Kondensation, sind Dampfdruckreduzierstationen zwischen den einzelnen Druckschienen verbaut. Die Verschaltung der Druckniveaus ist in Abbildung 3 dargestellt. Schematisch wurde die Turbine in eine Hochdruck- (HD), eine Mitteldruck- (MD) und eine Niederdruck- (ND) Stufe unterteilt. Für die Dampfliereung besteht eine Anzapfung auf dem MD-, für das Wärmenetz eine Entnahme auf dem ND-Niveau. Der Abdampf der Turbine wird zur Kondensation in den Luftkondensator (Luko) geleitet.

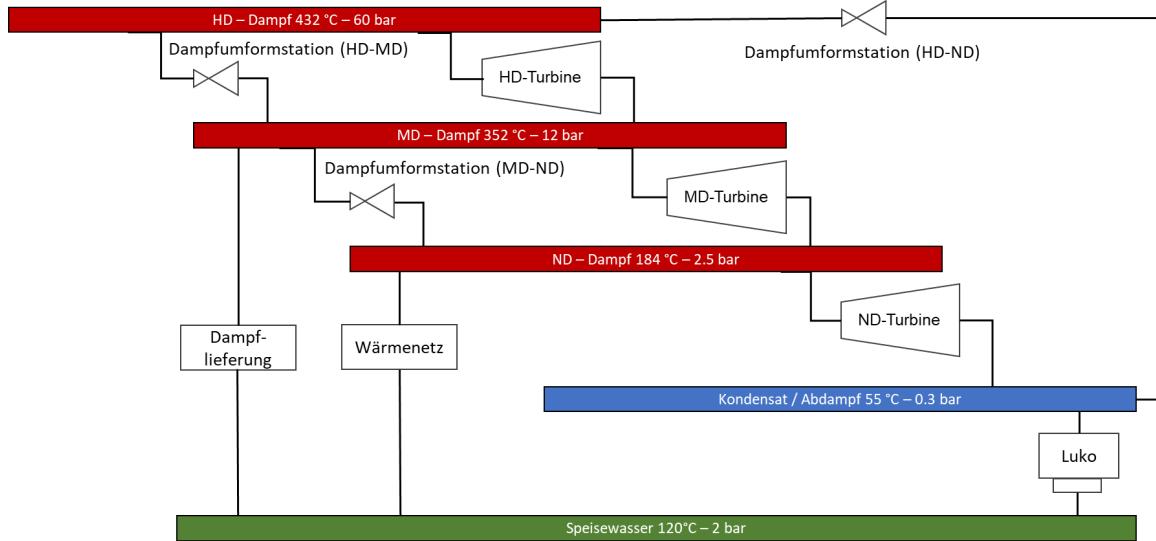


Abbildung 3: Druckschienen im BMHKW-PAF

Mögliche Anbindungspunkte eines Speichersystems

Aus der Betrachtung des Gesamtsystems ging hervor, dass keine der betrachteten Anlagenkomponenten ein Hemmnis für einen flexiblen Anlagenbetrieb darstellt. Vielmehr galt es, Restriktionen in Druck und Temperatur und die daraus resultierende Begrenzung der verfügbaren Dampfmengen wie auch die sinkenden Wirkungsgrade im Dampfturbosatz kritisch zu berücksichtigen.

Die wesentliche Anknüpfung zwischen Speichersystem und Kraftwerk bestand in den Be- und Entladeleitungen. Das Speichersystem setzte sich aus einem Dampfspeicher (Ruths Speicher) und einem Feststoff-Betonwärmespeicher zusammen, wobei die Energie größtenteils im Dampfspeicher gespeichert wurde. Die Speicherkapazität des Dampfspeichers wird neben dem Volumen durch die Betriebsdruckdifferenz bestimmt. Je höher die Differenz zwischen Maximal- und Minimaldruck ist, desto größer ist die speicherbare Dampfmenge. Aus diesem Grund war die Wahl des Anbindungspunktes von entscheidender Bedeutung für die Kapazität des Speichersystems.

Anbindung der Beladung

In der Untersuchung der Kraftwerksstruktur wurden die in Abbildung 4 dargestellten Anbindungspunkte für die Beladung des Dampfspeichers identifiziert.

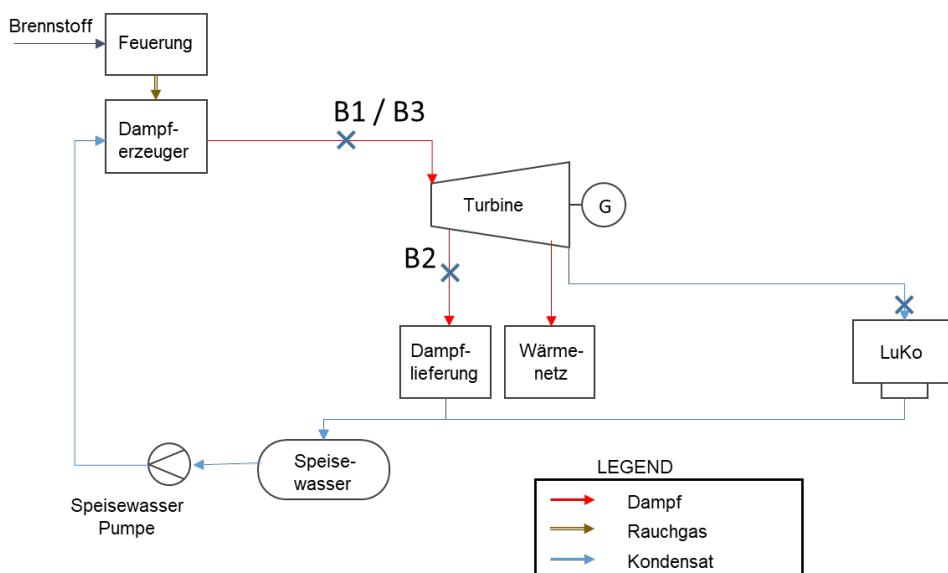


Abbildung 4: Anbindung an das Speichersystem – Beladung

Im Anbindungspunkt B1 wird der Dampf direkt aus der HD-Dampfleitung vor der Turbine entnommen. An dieser Stelle kann die höchste Dampfmenge bei dem maximalen Druck (60 bar) abgegriffen werden. Ausgehend von der Mindestbetriebsmenge der Turbine können theoretisch bis zu 27,5 t/h entnommen werden.

Im Anbindungspunkt B2 wird Entnahmedampf, auf der MD-Schiene (12 bar) angezapft. Dabei kann eine maximale Dampfmenge von 13 t/h (abzüglich des aktuell erforderlichen Lieferdampfes) entnommen werden. Da der Anzapfdampf bereits durch die Turbine geführt wurde, fällt bei dieser Option auch die reduzierbare Strommenge deutlich geringer aus. Aufgrund des für eine Nachverstromung zu niedrigen Druckniveaus wurde diese Entnahmestelle für das vorliegende Vorhaben nicht berücksichtigt.

Als zusätzliche Option B3 stand die Dampfumformstation von der HD- (60 bar) auf die MD-Schiene (12 bar) zur Verfügung. Abhängig von der Ausführung und sicherheitstechnischen Fragestellungen gibt es bei einigen Kraftwerken die Option, den Dampf an dieser Stelle auf einem Zwischendruckniveau zu entnehmen. Gegebenenfalls ist dazu eine Umrüstung der Dampfreduzierstation erforderlich. Diese Variante ist am BMHKW-PAF nicht möglich, wurde allerdings als Option für andere Kraftwerke berücksichtigt. Eine Übersicht der Anbindepunkte ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Belade-Anbindepunkte

	Druck	Temperaturniveau	möglich am BMHKW-PAF
B1	60 bar	432 °C	ja
B2	12 bar	382 °C	ja
B3	< 60 bar	< 430 °C	nein

Bei der Auswahl des Anbindepunkts ist der Druck entscheidend. Je höher dieser ist, desto höher kann die Druckdifferenz des Dampfspeichers und somit die Stromspeicherkapazität realisiert werden. Allerdings geht die Erhöhung des maximalen Speicherdrucks, insbesondere für den Dampfspeicher, mit einem exponentiellen Anstieg des Materialaufwands und damit der Investitionskosten einher. Ein weiterer wichtiger Faktor für die Auslegung des Speichers, stellt die mögliche Stromreduktion in der Turbine dar.

Anbindung der Entladung

Für die Anbindung des Entladedampfes ist es prinzipiell notwendig, den Speicherabdampf nach der Speicherturbine wieder in das Kraftwerkssystem zurückzuführen (vgl. Abbildung 5). Der vom Anbindungspunkt abhängige, zu überwindende Gegendruck bestimmt dabei den unteren Speicherdruck und somit auch die Leistung der Speicherturbine.

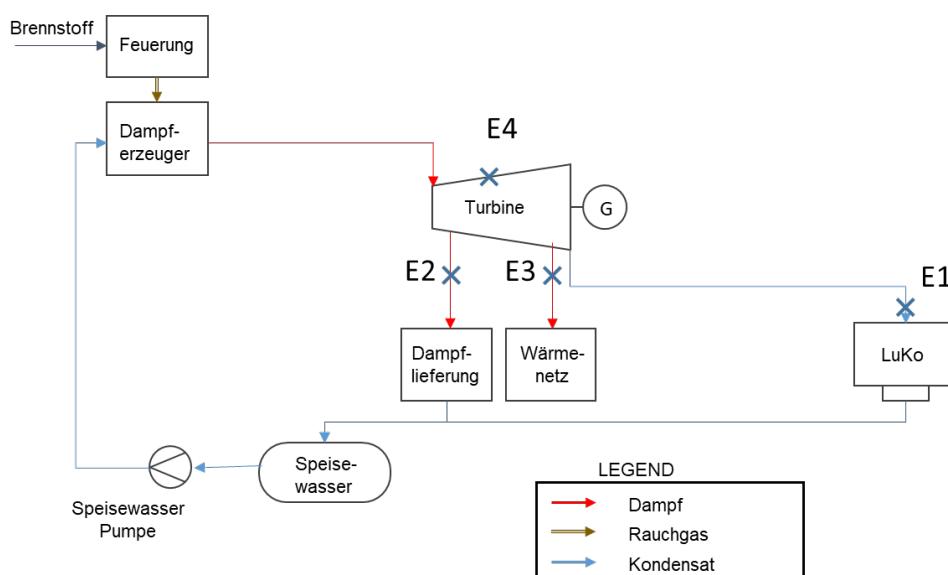


Abbildung 5: Anbindung an das Speichersystem – Entladung

Die Entladeoption E1 stellt die direkte Anbindung an den bestehenden Luko dar. Diese Option weist den niedrigsten Gegendruck auf. Allerdings ist eine kritische Bewertung der Aufnahmekapazität des Luko erforderlich, um sicherzustellen, dass die maximale Entlademenge darstellbar ist. Oftmals können bestehende Luftkondensatoren mit einer Erneuerung und Optimierung der Ventilatoren deutlich höhere Dampfmengen verarbeiten.

Alternativ kann der Dampf in der Speicherturbine auf das Druckniveau der Leitung für die Dampf- (E2) oder Wärmelieferung (E3) entspannt werden. Für diese besteht die Limitierung im aktuellen Bedarf der jeweiligen Verbraucher, welcher nicht signifikant überschritten werden darf. Ein Vorteil dieser Option besteht darin, dass in Zeiten hoher Wärme-/Dampfbedarfe zeitgleich hohe Stromerzeugungskapazitäten bereitgestellt werden können, da eine zusätzliche Stromerzeugung durch die reduzierte Entnahme an der Kraftwerksturbine ermöglicht wird.

Die Prozessstruktur und der Aufbau eines Turbinensystems in einem BMHKW kann anlagenspezifisch stark variieren. Die in der Anbindungsoption E4 vorgesehene Rückführung des Speicher dampfs stellt deshalb einen Sonderfall dar. Mit dieser Option kann ein Speichersystem ohne zusätzliche Speicherturbine realisiert werden. An der Turbine am BMHKW-PAF ist dies allerdings nicht möglich. Die möglichen Anbindepunkte sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Anbindepunkte Entladung

	Gegendruck	möglich am BMHKW-PAF
E1	0,7 bar	ja
E2	12,5 bar	ja
E3	2,5 bar	ja
E4	abh. von Turbine	nein

Bis auf Entladevariante E4 unterschieden sich alle Be- und Entladeanbindungen nur hinsichtlich des Drucks und des Massenstroms. Für die grundsätzliche Konzeption des Speichersystems bestand, abgesehen von der Komponenten-Dimensionierung, kein Unterschied zwischen den Konzept-Varianten. So konnte der nachfolgende Schritt zur Konzeption des Speichersystems in die Konzeptentwicklung für die Verschaltung und Armaturen, sowie in die Dimensionierung unterteilt werden.

Zusätzlich waren für den Betrieb des Speichersystems weitere Anbindungen zum Befüllen, Ablassen, Vorwärmern etc. an das Dampf system notwendig. Die hierzu notwendigen Anbindungspunkte wurden vollständig erfasst und wurden im Rahmen der weiteren Speicherkonzeptionierung genauer betrachtet.

Flexibilität von Dampf lieferung und Wärmelieferung

Das BMHKW-PAF unterliegt einer Lieferverpflichtung gegenüber seinen Dampf- und Wärmekunden, weshalb ein flexibler Kraftwerksbetrieb eine verlässliche und hinreichende Dampf lieferung nicht gefährden darf. Die im Kraftwerkssystem bestehende Dampf entkopplung unterteilt sich in zwei typische Verlaufsprofile (Abbildung 6). Für die Versorgung des Wärmenetzes wird vorrangig Prozessdampf aus der ND-Schiene entnommen, woraus ein entsprechend typischer saisonaler Verlauf für die ND-Entkopplung resultiert (Abbildung 6). Die jährliche, zweiwöchige Revision im Juli/August ist in der Darstellung zu erkennen.

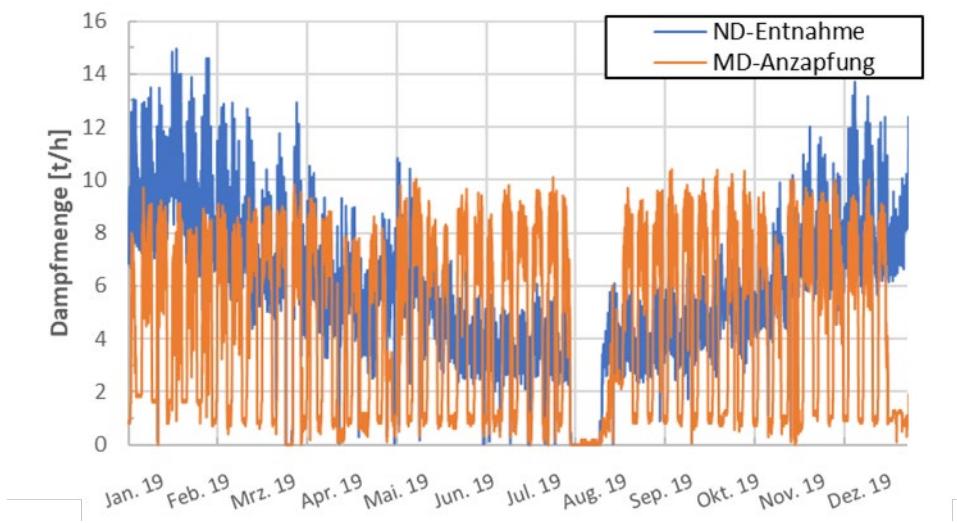


Abbildung 6: Dampfentkopplung 2019

Dem gegenüber steht ein typisches, über den Jahresverlauf gleichmäßiges Industrielastprofil für den MD-Dampf. Hier ist der Hauptdampf bezug in den Werktagen zu verzeichnen. Die entnommenen Dampf mengen aus der MD- und ND-Leitung decken auch die Dampfverbräuche für die gesamte Hilfsdampfversorgung im System ab.

Diese erforderlichen Dampf mengen limitieren die verfügbaren Dampfkapazitäten für den Betrieb der Kraftwerksturbine (Abbildung 7).

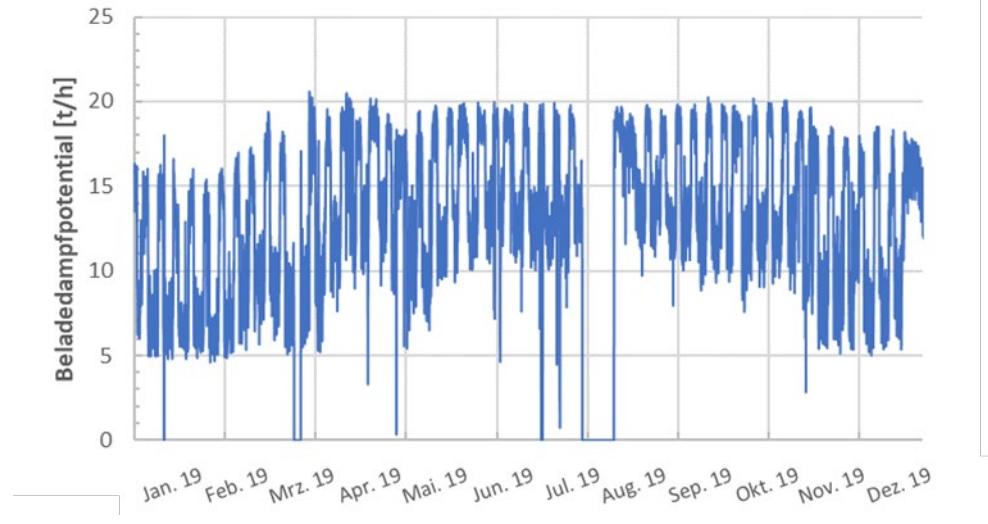


Abbildung 7: Verfügbarer theoretischer Entnahmedampf

Anhand der Auftragung wird deutlich, dass die verfügbare Dampfmenge sowohl saisonalen Effekten als auch dem Bedarfsprofil innerhalb einer Woche unterliegt. An Wochenenden und in den Sommermonaten ist beispielsweise die größte Dampfmenge (bis zu 20 t/h) verfügbar, während an Arbeitstagen im Winter teilweise lediglich 2,7 t/h zur Verfügung stehen.

Insbesondere in Zeiträumen mit hohem Dampfbedarf kann die Entladestrommenge optimiert werden, indem zusätzlich zur Stromerzeugung der Speicherturbine auch Entnahmedampf durch die Entladung des Speichers substituiert wird (siehe oben). In einer geordneten Lastlinie des Beladedampfpotentials war zu erkennen, dass über weite Zeiträume hohe Dampfmengen verfügbar sind (Abbildung 8).

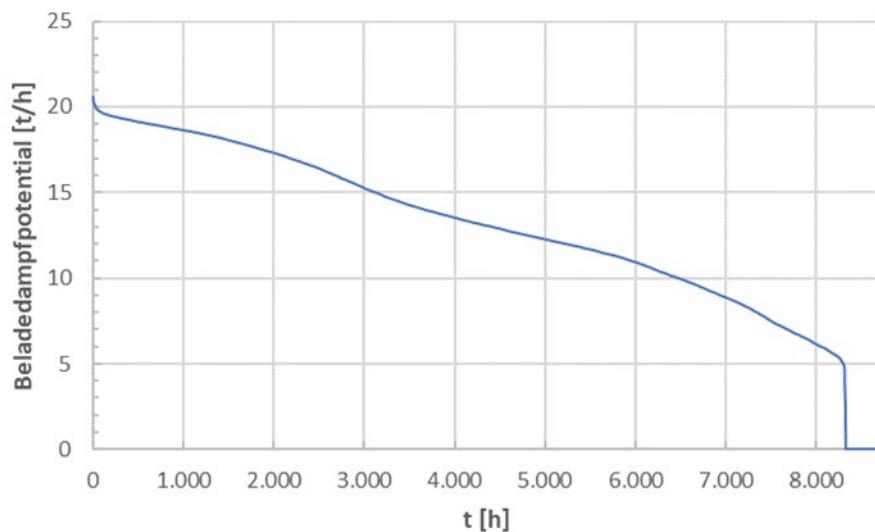


Abbildung 8: Beladedampfpotential - geordnet

Zu mehr als 6.000 h/a bestand eine Dampfverfügbarkeit von 10 t/h. Allerdings ist zu beachten, dass der zeitliche Bedarf der Dampfspeicherbeladung vom Stromnetz abhängt, deswegen ist eine reine Betrachtung des Dampfbeladeprofils nicht ausreichend. Auch die Verfügbarkeit von Dampf am Kraftwerk stellte dabei eine zusätzliche Restriktion dar, welche in zukünftige Betriebsregime mit eingearbeitet werden muss. Das geordnete Beladedampfpotential gibt hier nur eine ungefähre Abschätzung.

1.2 Analyse der Erzeuger- und Verbraucherstruktur im Stromnetz

Im Rahmen des Projekts wurde das Netzgebiet der Stadtwerke Pfaffenhofen untersucht. Insgesamt war im Jahr 2018 ein Gesamtstromverbrauch in diesem Netzgebiet von 107,21 GWh zu verzeichnen. Bei einer Einspeisung von 78,09 GWh wurden 73 % durch regenerative Stromerzeuger gedeckt.

Insgesamt ist der Anteil der erneuerbaren Energien im Netz der Stadtwerke Pfaffenhofen in den letzten Jahren stark angestiegen. Zusätzlich zum BMHKW-PAF sind Windenergie-, Biogas- und PV-Anlagen angeschlossen (Abbildung 9).

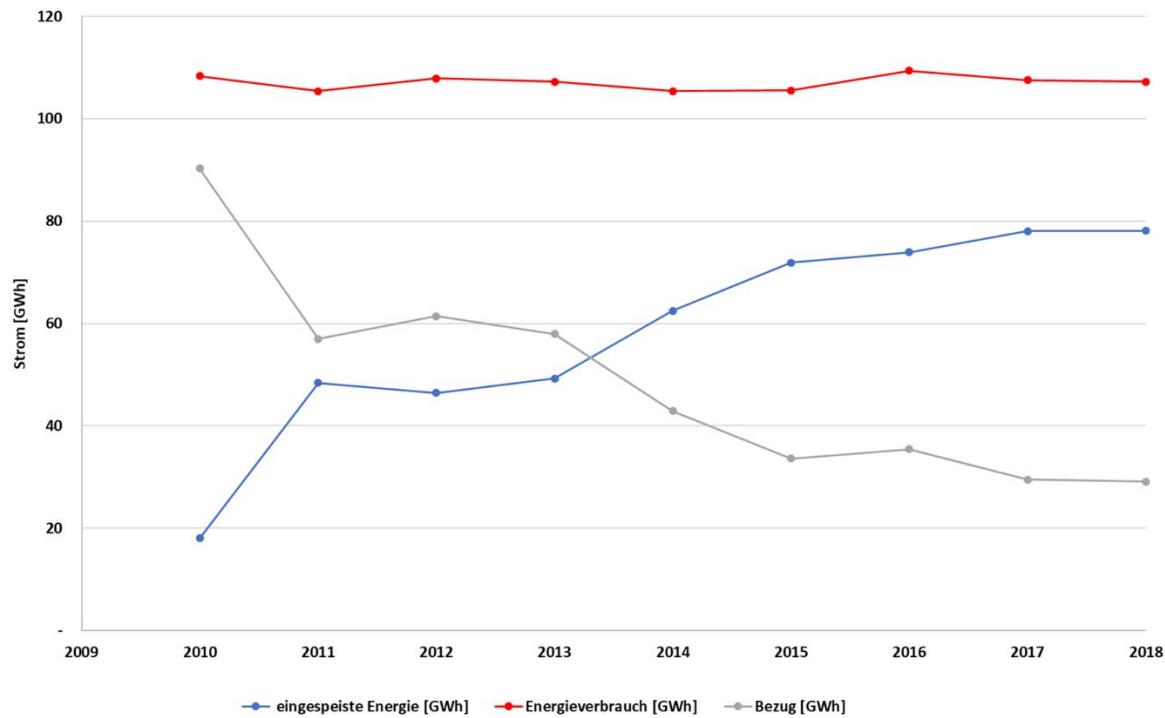


Abbildung 9: Erzeugung und Stromverbrauch im Netz der Stadtwerke Pfaffenhofen (SWP)

Der Stromverbrauch ist in den letzten Jahren auf einem relativ konstanten Niveau verblieben.

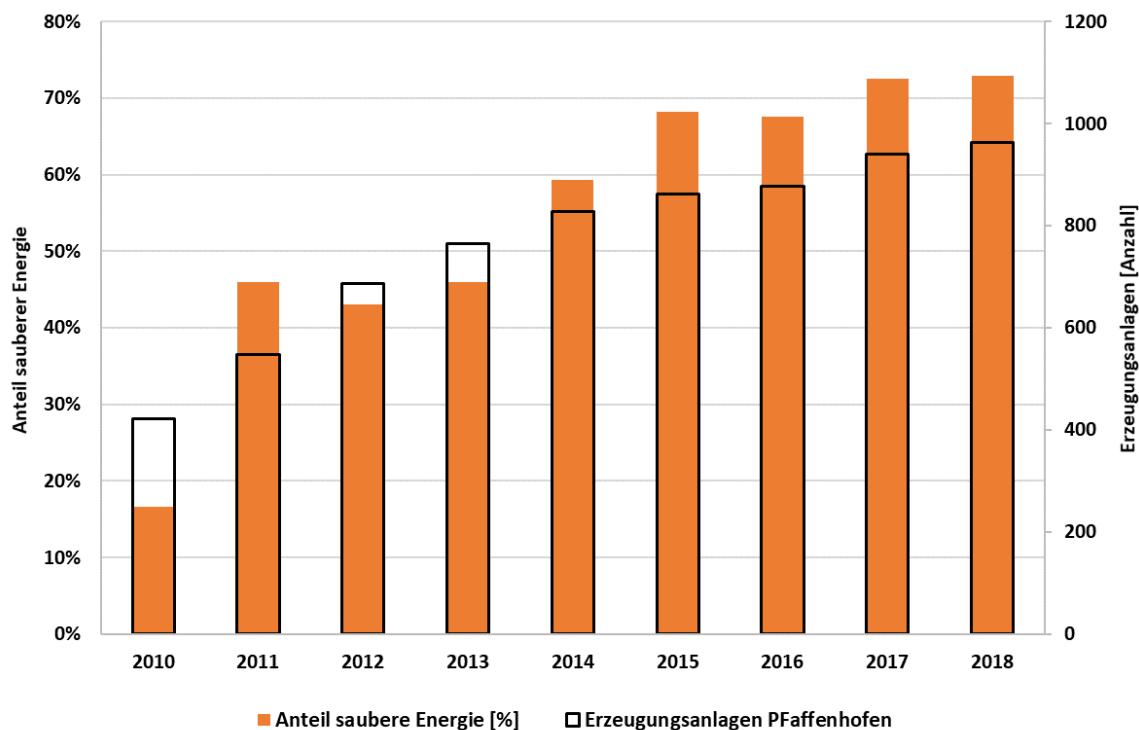


Abbildung 10: Vergleich der Anlagenanzahl mit dem Anteil erneuerbarer Energie (SWP)



Abbildung 11: Entwicklung der erneuerbaren Energieerzeugung

Abbildung 11 veranschaulicht den wachsenden Energieertrag der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Ebenfalls ist deutlich zu erkennen, dass die Differenz zwischen Bedarf und Erzeugung zwischen den Jahren 2010 und 2018 stetig gesunken ist. Darüber hinaus ist zu verzeichnen, dass ein hoher Anteil der erneuerbaren Erzeugung aus der Biomasse stammt. Mit einer Einspeisung von insgesamt 40.085 MWh im Jahr 2018 hat das BMHKW-PAF einen signifikanten Anteil bereitgestellt.

In Abbildung 12 ist dargestellt, dass die Solarenergie und Windkraft einen sehr großen Anteil zu der installierten Leistung des Anlagenparks haben. Insgesamt beträgt die installierte Leistung im Jahr 2018 18,91 MW aus der Solarenergie, 6,61 MW aus der Biomasse und 6,05 MW aus der Windkraft. Somit ist der Hebel für ein flexibles KomBio-Kraftwerk zum Ausgleich der fluktuierenden Energieträger im Netz gegeben.

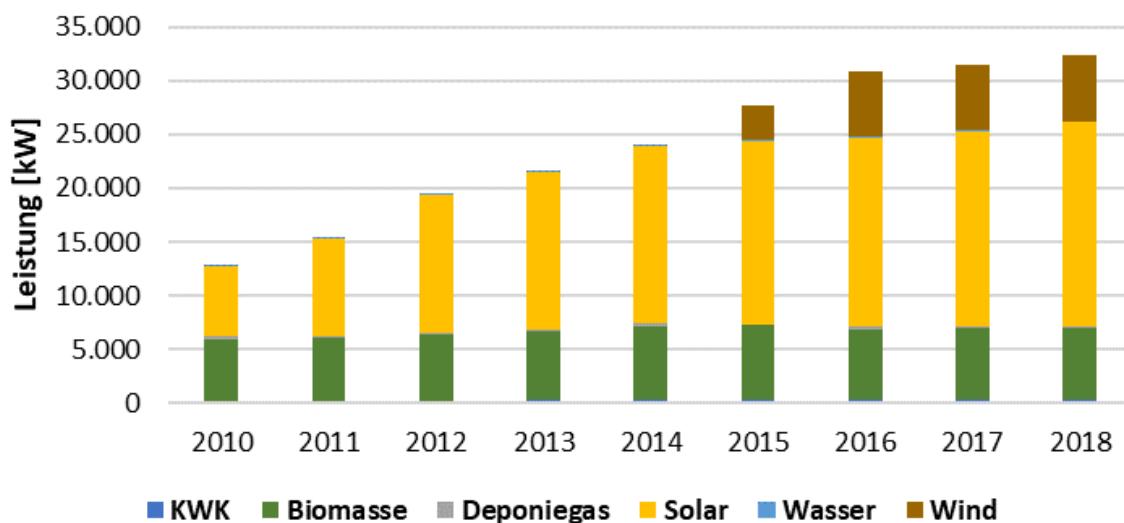


Abbildung 12: Installierte Leistung erneuerbar Energieerzeuger

In Tabelle 5 ist die Anzahl der der erneuerbaren Erzeugungsanlagen dargestellt.

Tabelle 5: Erneuerbare Erzeugungsanlagen im Netz der Stadtwerke Pfaffenhofen (SWP 2018)

	KWK	Biomasse	Deponiegas	Solar	Wasser	Wind
Abgerechnete Anlagen	17	5	1	932	6	2
Erzeugung [MWh]	1.314	47.871	126	16.842	630	11.308
Inst. Leistung [MW]	0,40	6,61	0,20	18,91	0,13	6,05

Bedarf an flexibler Stromerzeugung

Bedingt durch die zeitliche Verschiebung zwischen der Erzeugung von Solar- und Windstrom und dem Bedarf im Netzgebiet erfolgt über den Jahresverlauf ein externer Strombezug (Einspeisung) oder eine Abnahme (Ausspeisung), die es im Rahmen des vorliegenden Vorhabens zu minimieren galt.

Hierzu wurde das Netzgebiet der Kernstadt im Detail analysiert und Messwerte für die Jahre 2018 und 2019 erhoben. Alle Messpunkte lagen für beide Jahre in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten vor.

Es standen Messreihen für die Ein- und Ausspeisung (insgesamt jeweils 15 Messpunkte) und den Verbrauch (ein Messpunkt und zwei über Kennwerte der Stadtwerke hochgerechnete Wertereihen) zur Verfügung. Die Erzeugung errechnete sich aus der Summe der Ausspeisung und des Verbrauchs, abzüglich der Einspeisung. Da die Daten des Gesamtnetzes lediglich als Monatswerte zur Verfügung standen, waren stellenweise Hochrechnungen erforderlich. Zudem wurden Netzverluste und einige Verbraucher und Erzeuger nicht erfasst. Dies resultierte in einer relativen Abweichung von 4-5 % zu den realen Daten.

Tabelle 6: Netzmesswerte (Kernstadt)

	2018	2019
Einspeisung	79.608 MWh	84.865 MWh
Ausspeisung	35.573 MWh	49.727 MWh
Verbrauch	90.220 MWh	99.072 MWh
Erzeugung	46.308 MWh	63.950 MWh

Aus Tabelle 6 ist zu entnehmen, dass trotz hoher Eigenerzeugungsmengen ein sehr hoher Anteil am Strom aus umliegenden Netzen eingespeist wird. Die zeitlichen Verläufe wurden in einer umfangreichen Aufbereitung in Tages-, Wochen- und Monatsverläufe unterteilt, um die Bedarfsfälle differenziert analysieren zu können.

Analyse der Bedarfsfälle

Im Rahmen der umfangreichen Analyse wurden zunächst insgesamt 36 relevante Lastfälle ermittelt, die sowohl repräsentative als auch extreme Netzsituationen aus dem bestehenden Spektrum abbilden.

Für Erzeugung, Verbrauch, Ausspeisung und Einspeisung wurden jeweils die Tage mit der höchsten und der niedrigsten Energiesumme für beide Jahre betrachtet. Zudem wurden die Tage, an denen der höchste 15-Minuten-Wert für den jeweiligen Gesamtlastgang ermittelt wurde, in der Auswahl berücksichtigt.

Für das Jahr 2018 sind die Verbrauchsprofile der Großindustrie verfügbar, wodurch der Einfluss hoher Lastwechselgradienten auf den Netzbetrieb genauer untersucht werden konnte.

Seit dem Jahr 2019 befinden sich im Netzgebiet der Kernstadt auch Windkraftanlagen im Betrieb. In diesem Zusammenhang wurden auch starke Lastschwankungen sowie Minimal- und Maximalwerte ermittelt und verglichen.

Basierend auf den ausgewählten Szenarien/Lastfällen konnte der jeweilige Bedarf an Lastausgleichskapazitäten im Netz ermittelt und die dafür benötigte Speicherkapazität berechnet werden. Die betrachteten Lastfälle wurden hinsichtlich der folgenden Dringlichkeitsstufen kategorisiert (Tabelle 7).

Tabelle 7: Dringlichkeitskategorien

Dringlichkeit	Beschreibung
Hoch	Vermeidung von Einspeisung zu Zeiten sehr hoher oder sehr niedriger Sonneneinstrahlung oder Windkraft. Diese Kategorie zeichnet sich durch Wettereinflüsse aus, welche im umliegenden Netzgebiet auch relevant sind, und somit eher eine Netzüberlastung erzielen können.
Mittel	Lokaler Effekt, der im umliegenden Netzen nicht erwartet wird.
Niedrig	Wenig oder keine Dringlichkeit zum Lastausgleich vorhanden.

1.3 Erstellung eines Lastenheftes

Basierend auf den Erkenntnissen aus AP 1.1 und AP 1.2 konnte ein universelles Lastenheft für das KomBio-Speichersystem entwickelt werden. Die Parameterdaten und Spezifikationen können nach der Simulation und Berechnung der Testdaten für ein allgemeingültiges, übertragbares System entwickelt werden. Dieses Lastenheft dient dazu, die zentralen Anforderungen zu definieren.

Technische Anforderungen an das Speichersystem:

- Kapazität (MWh) des Speichers für Beladung und Entladung
- Beladeleistung und Entladeleistung (MW)
- Kurzfristige (Minuten) oder mittelfristige (Stunden) Speicherung
- Anschlusspunkt für Einbindung
- Druck- und Temperaturstufen an den Anschlusspunkten
- Verfügbare Hilfsdampfschienen

Technische Restriktionen:

- Restriktionen für ND-Entnahme und MD-Anzapfung (Wärme- und Dampflieferung)
- Mindestturbinenabdampf
- Mindestbetriebsdampf Turbine

Infrastruktur:

- Verfügbare Flächen
- Zugang zu Anbindungspunkten

Anforderungen an das Betriebsregime:

- Variabilität der Betriebsweise: marktgeführt/netzgeführt
- Einhaltung der gewünschten Erzeugerleistung

Arbeitspaket 2: Entwicklung und Simulation des KomBio-Dampfspeichersystems

In Arbeitspaket 2 wurde das technische Konzept für den Speicher entwickelt und dieses über die Simulationsumgebung MatLab/Simulink aufgebaut und berechnet. Die dynamische Simulation diente dazu die Speichereigenschaften (Kapazität, Be- und Entladeverhalten) zu ermitteln. Zudem wurde das Simulationsmodell verwendet, um den Speicherbetrieb in Verbindung mit dem entwickelten Betriebsregime zu simulieren.

AP 2 setzte sich aus folgenden Aufgaben zusammen:

- AP 2.1: Konzeptionieren des Speichers
- AP 2.2: Modellierung des Dampfspeichersystems
- AP 2.3: Entwickeln des Betriebsregimes
- AP 2.4: Simulation und Berechnung des Speichersystems

2.1 Konzeptionieren des Speichers

Die Konzeptionierung des Speichersystems umfasste einerseits die Bewertung möglicher Anbindungskonzepte, als auch die Entwicklung von Verschaltungskonzepten. Eine detaillierte Bewertung der verschiedenen Einbindungspunkte wurde begleitet durch modellbasierte Untersuchungen.

Anhand einer umfassenden Recherche und Auslegung, wurden die erforderlichen Armaturen und Komponenten für das Speichersystem zusammengestellt und mögliche Varianten untersucht. Da bereits Absprachen mit Herstellern von Spezialarmaturen erforderlich waren, erfolgte eine simultane Ausarbeitung der Grobschemata für den Testspeicher und den Speichervollausbau.

In Abstimmung mit dem IB Harry Wilhelm wurde das geplante Verschaltungskonzept ausgearbeitet und optimiert, sowie anschließend gemeinsam mit Danpower Pfaffenhofen und dem TÜV-Süd finalisiert. Hierbei wurden zusätzlich zu den betrieblichen Besonderheiten insbesondere sicherheitstechnische Aspekte berücksichtigt. In Abbildung 13 ist das finale Schaltschema des Testspeichers dargestellt.

Testspeicher Pfaffenhofen

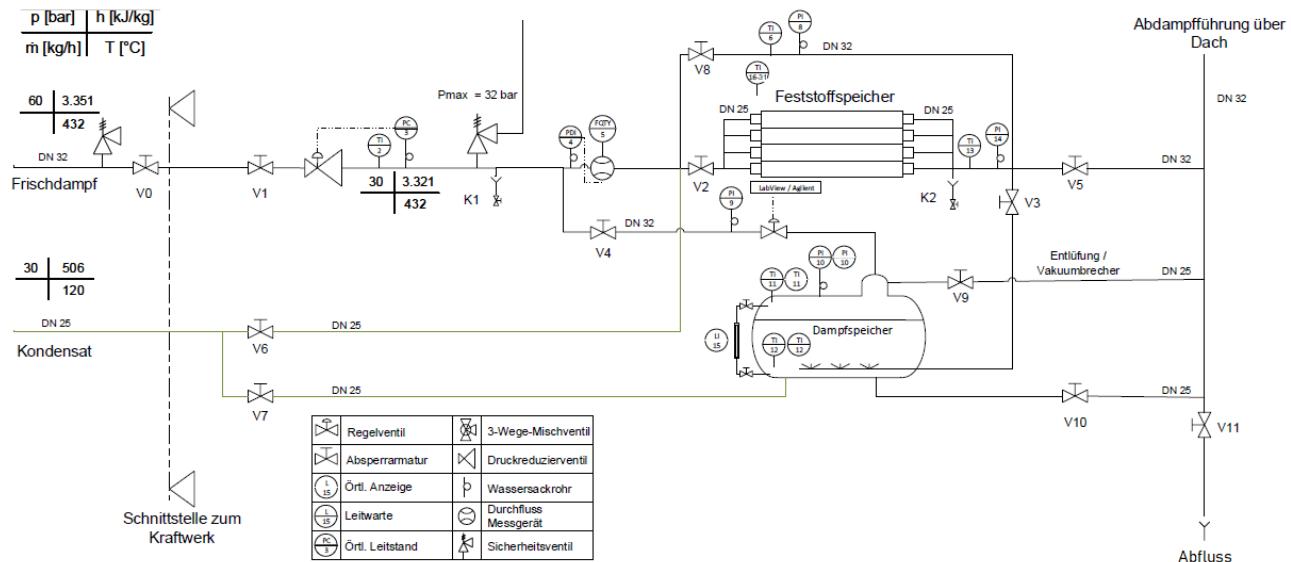


Abbildung 13: Schaltschema des Testspeichers

Zusätzlich zur Be- und Entladung des Systems musste bei Leitungsführung, auch für das Vorwärmern der Komponenten, das An- und Abfahren sowie die Inbetriebnahme berücksichtigt werden. Der Testspeicher wurde an zwei Anschlüssen mit dem BMHKW verbunden. Zum Beladen des Frischdampfs wurde das System an eine Hochdruck (HD)-Leitung (60 bar, 432 °C) und für die Befüllung/Vorwärmung an eine Kondensatleitung (30 bar, 120 °C) angebunden.

Eine Besonderheit des Testspeichers war die Druckreduzierstation. Hier wurde der Systemdruck von 60 bar auf 30 bar reduziert. So konnten Kosten für Systemelemente beim Betrieb des Testspeichers eingespart werden. Für die Konzeption eines Großspeichers kann bis auf diese Druckreduzierstation das Schema weitestgehend übernommen werden, jedoch sind anlagenspezifische Anpassungen je individuellem BMHKW notwendig. Außerdem war das Testspeicherkonzept weitestgehend manuell zu bedienen, reale Großspeicher würden jedoch eine volle Automatisierung benötigen.

Aus Sicherheitstechnischer Perspektive waren folgende Punkte von Relevanz:

- Interne Druck- und Temperaturabsicherung

Alle Komponenten mussten auf die maximalen Druck- und Temperaturwerte abgesichert werden. Die Temperatur war die vom Kraftwerk vorgegebene Maximaltemperatur von 432 °C, der Maximaldruck des Speichersystems belief sich auf 32 bar. Da der Druck im Kraftwerk höher war als die maximalen 32 bar im System wurde hier zusätzlich ein Sicherheitsventil eingeplant, welches auf 32 bar absichert.

- Anbindung an das Kraftwerk

Bei der Anbindung an das Kraftwerk war es dringend erforderlich den Kraftwerksbetrieb nicht zu gefährden. Beim Testspeicher wurden daher nur geringe Dampfmengen (max. 600 kg/h) entnommen. Beim Großspeicher jedoch müssen die Komponenten so dimensioniert sein, dass die maximale Ladedampfmenge nicht den minimal erforderlichen Dampfmassenstrom in die Kraftwerksturbine überschreitet (Siehe AP1).

Um die Speisewasserversorgung nicht zu gefährden war bei der Entnahme von Heißwasser zur Vorwärmung oder Befüllung zu beachten, dass der Mindestdruck in den jeweiligen Kraftwerksleitungen erhalten blieb.

Messtechnisch wurden Druck und Temperatur im Speicher sowie weitere ausgewählte Position in den Rohrleitungen erfasst. Zusätzlich wurde ein Massenstromzähler eingeplant. Dieser wurde zur Erfassung von sowohl Be- als auch von Entladeströmen in das Leitungssystem eingebaut. Alle Messgeräte wurden digital erfasst und die erfassten Daten in ein Mess- und Regelsystem bestehend aus Hardware (Agilent/Keysight) und Software (LabView) eingespeist.

Insbesondere die Entladeregelung/Steuerung stellte eine Besonderheit dar. Üblicherweise werden Industriematuren auf einen festen Gegendruck eingestellt. Im Vorhaben wurde der Dampfspeicher jedoch gleitend entladen. Der lokale Gegendruck am Regelventil war somit gleitend im Testspeicher von 30 bar auf 5 bar, bei späterem Großspeicher von 60 bar auf 10 bar, einstellbar. Hierfür stehen keine standardisierten Regelsysteme zur Verfügung weshalb ein eigenes Regelsystem im Rahmen der Speichertests entwickelt und getestet wurde. Über das Mess- und Regelsystem konnten verschiedene Steuer- und Regelsignale an das Regelventil übertragen werden.

In den ersten Testversuchen wurde das Entladeventil nur auf einen festen Wert angesteuert (auf Basis des Ventilhubs) um die wichtigen Größen sowie das Verhalten von Ventilstellung zu untersuchen. Anschließend wurde experimentell eine Steuerung für einen konstanten Massenstrom untersucht. Die experimentell ermittelte Steuerung des Entladevents und der damit resultierende Massenstrom ist in Abbildung 14 zu sehen. Zwei unterschiedliche Entladesteuerungen wurden getestet. Der Massenstrom konnte in beiden Fällen relativ konstant über die Versuchsdauer gehalten werden. Es ist zu erkennen, dass für einen konstanten Massenstrom das Entladeventil exponentiell geöffnet werden muss. Grund dafür ist der über die Entladedauer sinkende Druck im Dampfspeicher. Dadurch sinkt die Druckdifferenz zwischen Speicher und Umgebung. Um dies auszugleichen, muss das Entladeventil weiter geöffnet werden.

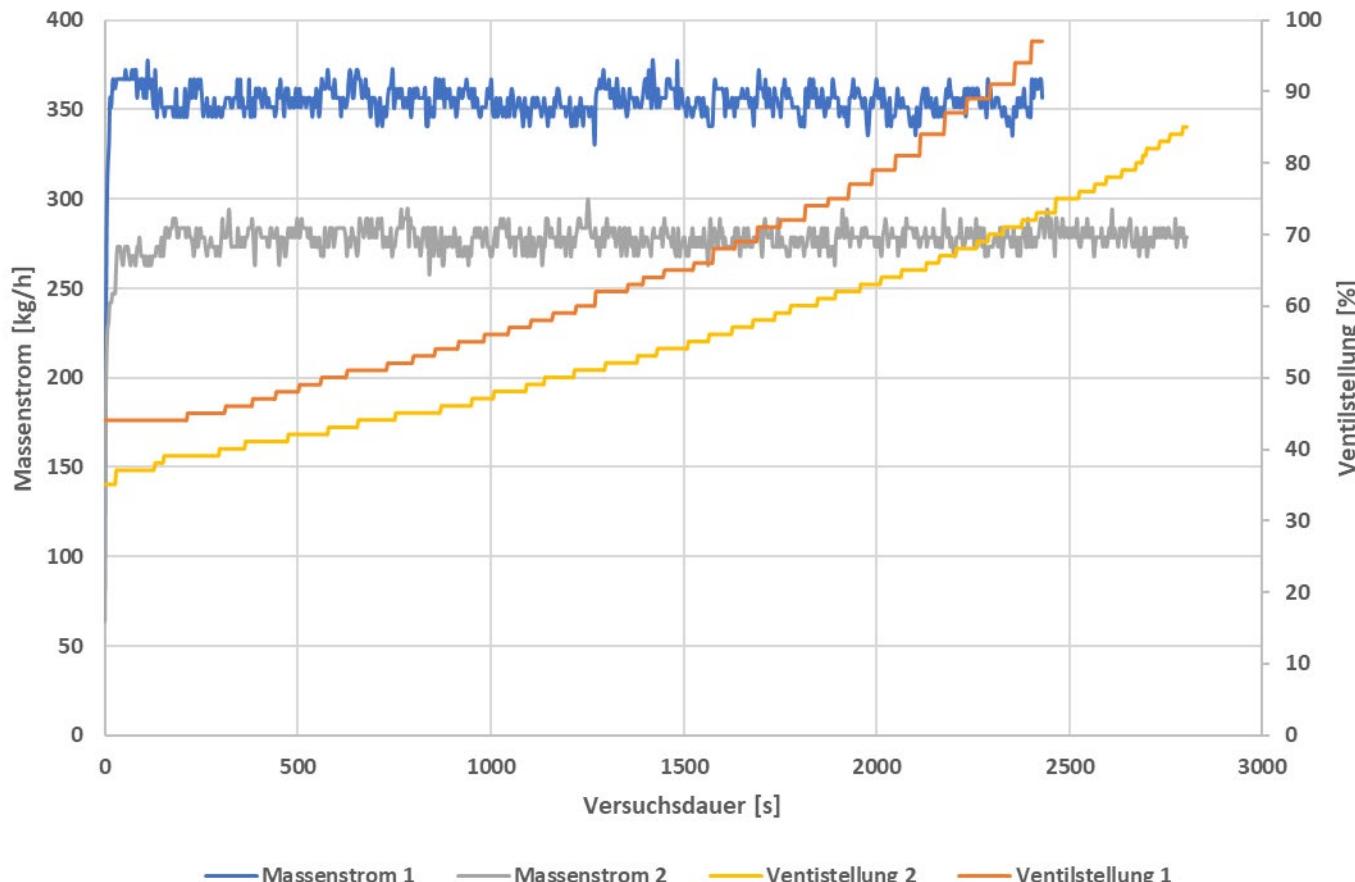


Abbildung 14: Massenstrom in Abhängigkeit der Ventilstellung über die Versuchsdauer

Zusätzlich zu digitalen Messungen wurden örtliche Temperatur und Druckanzeigen sowie eine Füllstandsanzeige am Dampfspeicher angebracht.

Dem Betonspeicher wurde besondere Aufmerksamkeit in der Konzeptionierung gewidmet. Für die Betonauswahl wurden umfangreiche Studien angestellt. Beginnend mit einer Literaturrecherche konnten verfügbare und bereits in anderen Projekten genutzte Betonarten identifiziert werden. In einer Grundlagenstudie konnten die wichtigsten Bestandteile, Eigenschaften und geeignete Betonmischungen identifiziert werden. Jedoch stehen aktuell keine „Standard“-Betonmischungen für die geplante Nutzung auf

dem Markt zur Verfügung. Deshalb wurde, nach einer intensiven Recherche, eine umfangreiche Befragung von Wissenschaftlern und Betonherstellern in diesem Bereich durchgeführt.

Lieferanten für die gewünschte Betonmischung konnten identifiziert werden. Nach Absprache mit den Betonherstellern ist die Betonzusammensetzung, insbesondere die verfügbare Korngröße des Grund-Materials, regional sehr unterschiedlich. Aus diesem Grund wurden verschiedene Betonproben erstellt und im Rahmen des Projektes auf ihre thermischen und physikalischen Eigenschaften vermessen. Erst dann findet die Auswahl des für den Testspeicher verwendeten Betons statt.

2.2 Modellierung des Dampfspeichersystems

Zur Simulation des Speichersystems wurden die wichtigsten Komponenten Dampfturbine, Dampfspeicher und Betonspeicher des Systems modelliert.

Für alle drei Anwendungen wurden bestehende mathematische Formulierungen oder eigene Parametermodelle verwendet. Wichtige Grundvoraussetzung war es hier, Modelle zu verwenden, welche auf verschiedenste Größen parametrierbar sind. So konnten verschiedene Speicherkompositionen für unterschiedliche Kraftwerke berechnet werden.

Es wurden insgesamt zwei Simulationsmodelle erstellt. Das erste Modell bildete dabei das in Pfaffenhofen konzeptionierte Speichersystem bestehend aus Dampf- und Feststoffbetonspeicher. Das zweite Modell bildete zusätzlich die Dampf- und Speicherturbine ab und diente zur Simulation eines größer skalierten Systems.

Die Simulationen der Hauptkomponenten wurden anschließend in AP 3 mit Messwerten validiert und zu einem Simulationsmodell verschaltet (Abbildung 15).

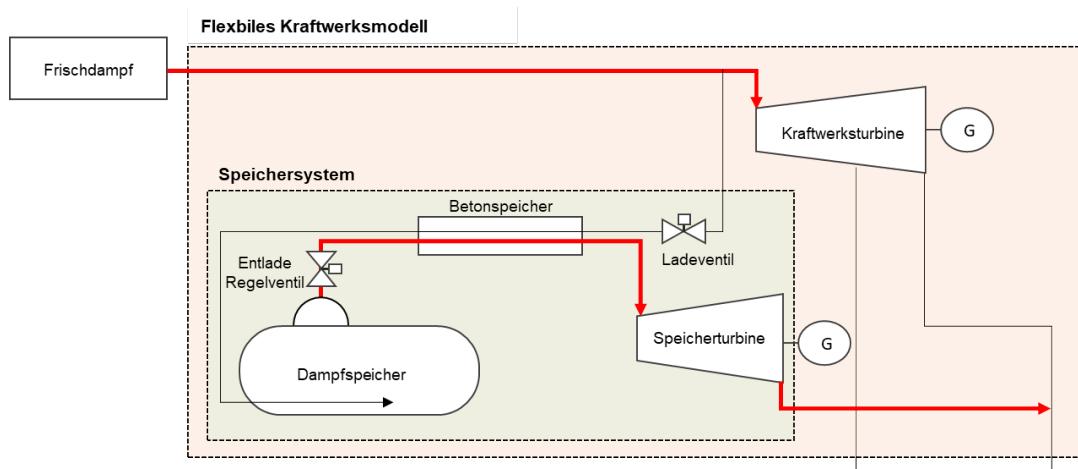


Abbildung 15: Aufbau Simulationsmodell (Großspeicher)

2.3 Entwickeln des Betriebsregimes

Für den fachgerechten und sicheren Betrieb wurden relevante Betriebsfälle zusammengestellt und beschrieben. Neben Be- und Entladezuständen treten verschiedene andere Betriebszustände auf. Für den Testspeicherbetrieb wurden Arbeitsanweisungen für die jeweils zu beachtenden Schritte (S1-S6) je Betriebszustand und die manuelle Steuerung der Ventile entwickelt. Nach den Tests können diese für den Einsatz auf Großspeicher übertragen werden.

- S1: Beladen des Systems
- S2: Entladen des Systems
- S3: Vorwärmen des Dampfspeichers
- S4: Vorwärmen des Feststoffspeichers
- S5: Ausdampfen des Feststoffspeichers für Inbetriebnahme
- S6: Stilllegung des Systems bei längeren Stillständen

Das eigentliche Betriebsregime umfasste die Steuerung der Ventile zur Be- und Entladung des Speichers. Hier gilt es, übergeordnete Daten aus Netz und Markt in Steuersignale umzuwandeln. Auf Basis der Erkenntnisse aus AP 1 und in Absprache mit den Stadtwerken Pfaffenhofen wurden folgende Betriebsfälle klassifiziert.

- Marktgetriebener Betrieb

Für den marktgeführten Betrieb wurden die Marktpreise von Kurzfristmärkten (Day-Ahead und Intraday, siehe AP 1) als Steuergröße verwendet. Dazu wurden Minimal- und Maximalpreise definiert. Wurde der Minimalpreis unterschritten, startet der Speicher einen Ladevorgang, wurde der Maximalpreis überschritten startet der Speicher einen Entladevorgang. Zusätzlich konnten Mindestzeiten und Leistungsbereiche, abhängig von der Anlagenspezifikation, definiert werden.

- Netzgetriebener Betrieb

Der netzgetriebene Betrieb berücksichtigte den aktuellen Zustand des umliegenden Netzes. Hier gab ein Freigabesignal einen Abruf sofern eine Netzentlastung angefordert wird. Das Freigabesignal betrachtete die Über- bzw. Unterdeckung im Netz. Überschreitete die Über- oder Unterdeckung einen bestimmten Wert, so wurde bei einer Überdeckung Beladen und bei einer Unterdeckung Entladen.

2.4 Simulation und Berechnung des Speichersystems

Das in AP 2.2. entwickelte Kraftwerksmodell wurde genutzt, um verschiedene Betriebsfälle aus AP 3.2 genauer zu untersuchen. In einer umfangreichen Simulationsstudie konnte rechnerisch nachgewiesen werden, dass ein markt- sowie netzgetriebener Betrieb wie geplant möglich ist.

In der Parameterstudie wurde die grundsätzliche Betriebsweise des Speichers untersucht und die Wechselwirkungen zwischen Auslegungsgrößen (Speichervolumen, Massenströme, Randbedingungen) und Speichereigenschaften (Effizienz, Kapazität, Leistung, Dauer) analysiert. Somit wurde die Grundlage geschaffen, basierend auf den Rahmenbedingungen spezifischer Kraftwerke, Großspeicher auszulegen. Ausgewählte Ergebnisse sind in Tabelle 8 dargestellt.

Zusätzlich zu den Dimensionen der Speicherbauteile übten die Be- und Entlademassenströme einen großen Einfluss auf den Speicherbetrieb aus. Die elektrische Speicherkapazität wurde mit Q_{Flex} bezeichnet. Die Nutzungsgrade des Speichers und des gesamten Systems sind mit η angegeben. Auch die Be- und Entladezeiten t wurden angegeben.

Tabelle 8:Simulationsergebnisse verschiedener Speichersysteme

Simulations Parameter				Ergebnisse bei der Berechnung des Referenzsystems							
DS	BS	\dot{m}_{beladen}	$\dot{m}_{\text{entladen}}$	t_{laden}	t_{entladen}	P_{\max}	P_{\min}	$Q_{\text{FLEX,laden}}$	$Q_{\text{FLEX,entladen}}$	η_{Speicher}	η_{system}
m^3	m^3	kg/s	kg/s	s	s	MW	MW	MWh	MWh	-	-
100	12.3	2	2	5,920	6,700	8.09	4.67	3.709	1.882	50.7%	92.5%
100	6.2	2	2	3,040	3,360	8.05	4.67	1.899	0.925	48.7%	92.1%
100	12.3	4	2	2,850	6,700	8.07	2.41	3.572	1.855	51.9%	90.7%
100	12.3	4	4	2,850	3,360	9.14	2.41	3.572	1.794	50.2%	85.1%
150	12.3	4	4	2,950	3,360	9.15	2.41	3.703	1.820	49.2%	84.5%
100	18,4	4	7.5	4,230	2,700	10.98	2.41	5.301	2.571	48.5%	79.5%

- Marktgetriebener Betrieb

Auf Basis der Strommarktpreise (AP 1) wurden der marktgeführte Betrieb der Anlage simuliert. Dazu wurden verschiedene, exemplarische Tagespreisverläufe von Day-Ahead oder Intraday Märkten als Regelgröße verwendet. So konnte mit Hilfe der Simulationen das Ertragspotential an verschiedenen Strommärkten bestimmt werden.

Durch auftretende Speicherverluste des Testspeichers wurde im flexiblen Betrieb eine niedrigere Strommenge erzeugt als im konstanten Betrieb. Die zusätzlichen Einnahmen durch die flexible Fahrweise konnten die entstehenden Verluste nur begrenzt kompensieren. Da die Anlage eine EEG-Festvergütung erhält entsteht durch die geringere Stromproduktion ein Verlust. Je höher die EEG-Vergütung der entsprechenden Anlage ausfällt umso höher das Defizit. Bei einem marktgeführten Betrieb sind somit (in den meisten Fällen) öffentliche Subventionen wie etwa die Regelprämie notwendig. Hier werden zukünftig weitere Wirtschaftlichkeitsberechnungen erforderlich (welche in AP 4 weiterverfolgt wurden).

- **Netzgetriebener Betrieb**

Die letzte Simulationsstudie umfasste die Simulation der in AP 1.2 ermittelten Netzlastfälle. Hier konnte, durch die hohe Reaktionsgeschwindigkeit des Speichersystems, ein sehr hoher Beitrag des flexiblen Betriebs des BMHKW auf das umliegende Netz festgestellt werden. Insbesondere die Kappung von Lastspitzen konnte mit dem Speichersystem in einem hohen Maß erfolgen.

Eine wichtige Erkenntnis bei der Simulation des netzgetriebenen Betriebs ist das Potential des BMHKW für einen Einsatz in virtuellen Kraftwerken bzw. in Kraftwerkspools. Durch die schnelle Ansprechzeit des Speichers kann die Turbinenleistung innerhalb von Sekunden um mehrere MW reduziert werden. Diese Einsatzcharakteristik kann in Kombination mit langsam regelnden Kraftwerken zur Netzentlastung genutzt werden.

Zusammenfassend konnte der geplante, flexible Betrieb des Kraftwerkes mit konkurrierenden Technologien (Pumpspeicher, Batterien, Wasserstoffspeicher) verglichen werden. Der Systemnutzungsgrad (75-93 %) ist konkurrenzfähig und das Potential für eine Netzentlastung sehr hoch.

Arbeitspaket 3: Testspeicher in industrieller Umgebung

Auf Basis des Speicherkonzeptes aus AP 2 wurde ein stark verkleinertes Speichersystem als Funktionsmuster im Labormaßstab am Kraftwerkstandort Pfaffenhofen aufgebaut. Dieser wird auf die gleichen Dampf- und Temperaturparameter des konzeptionierten Speichers ausgelegt, die Be- und Entlademengen sowie Speichergröße wurde auf ein notwendiges Minimum reduziert.

Um im Labormaßstab aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten, konnte die Speichergröße zwar kleiner dimensioniert werden, jedoch ist es dringend erforderlich den Betriebsdruck des Kraftwerkes (50-60 bar) beizubehalten. Für den Testspeicher war es nicht notwendig eine Rückverstromungseinheit (Turbine und Peripherie) zu installieren, da diese Komponenten dem Stand der Technik entsprechen und hier sämtliche erforderlichen Daten verfügbar waren.

Der Aufbau einer Hochdruck-Dampfanlage an einem Hochschullabor hätte zu enormen Kosten aufgrund von Sicherheits-, Brandschutz und Personalaspekten geführt. Zudem hätten Apparaturen zur Erzeugung des überhitzen Beladedampfes und zur Kondensation des Entnahmedampfes angeschafft werden müssen. Um die beantragten Fördermittel kosteneffizient einzusetzen, wurde deshalb die Testanlage an einem Kraftwerkstandort gebaut. Dort konnte überhitzter Hochdruck-Dampf zum Beladen abgezweigt werden und ein Kondensator zur Rückkühlung des Entladedampfes war vorhanden. Die sicherheitstechnischen Rahmenbedingungen (Kesselrichtlinie, TRD, Brandschutzrichtlinie etc.) wurden am entsprechenden Standort bereits eingehalten und geschultes Anlagenpersonal war vorhanden. Somit konnte der Testspeicher deutlich günstiger an einem Kraftwerkstandort gebaut werden.

Der Speicher (~2 m³ Dampfspeicher; ~0,6 m³ Betonspeicher) wurde im Labormaßstab ausgelegt und lag mit Kosten von etwa 100.000 € (inklusive Messtechnik und Datenerfassung für die wissenschaftliche Aufbereitung) deutlich unter den Kosten für einen industriell nutzbaren Speicher.

Durch das niedrige Speichervolumen und die fehlende Rückverstromung war es nicht möglich, dieses Versuchsspeichersystem, außer zu Testzwecken, wirtschaftlich am Kraftwerk zu nutzen.

Arbeitspaket 3 setzte sich wie folgt zusammen:

- AP 3.1: Aufbau des Testspeichers
- AP 3.2: Speicherversuche
- AP 3.3: Validieren der Ergebnisse

3.1 Aufbau des Testspeichers

Im Rahmen der Speicherkonzeption wurde ein 3D-Rohrleitungsplan erstellt (Abbildung 16). Auf Basis dieser Planung wurde in Zusammenarbeit mit dem Rohrleitungsbauer der Testspeicher vor Ort in einem 20 Fuß-Container verbaut. Zusätzlich zu technischen Aspekten wurde hier die Betriebssicherheit berücksichtigt. Eine geordnete und saubere Rohrleitungsführung an den Wänden und eine Vermeidung von Stolperstellen waren sicherheitsrelevante Punkte, welche berücksichtigt wurden. Die sicherheitstechnische Abnahme des TÜV sowie die Isolierung der Komponenten erfolgte in der Woche vom 04.04.2022, wodurch darauffolgend die Inbetriebnahme in der Woche vom 12.04.2022 stattfand. In Abbildung 7 ist der Fortschritt des Aufbaus dargestellt.

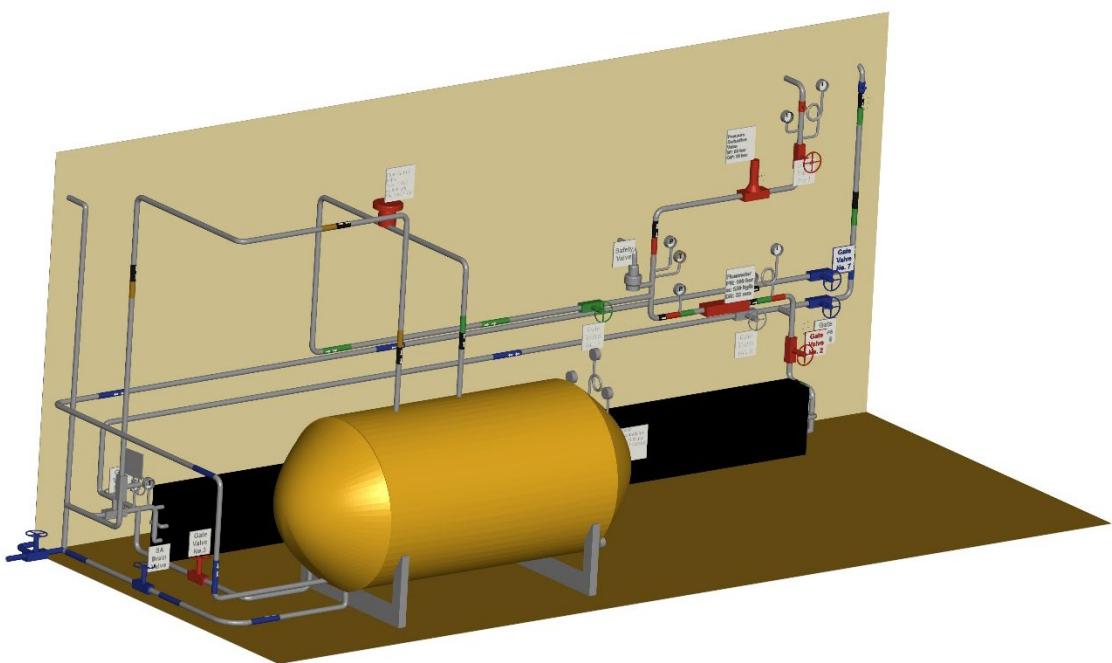


Abbildung 16: 3D Rohrleitungsplanung

Die finale Ausführung des Containers ist in Abbildung 17 zu sehen.



Abbildung 17: Finale Ausführung Container

Zusätzlich dazu wurden im Container zwei Schaltschränke zur Steuerung und Regelung der beiden Regelventile verbaut. Zudem diente einer der Schaltschränke als „Verbindungsstück“ zur Messdatenaufzeichnung. Die Messdaten wurden mit Agilent/Keysight aufgezeichnet. Eine Skizze der Messdatenaufzeichnung und Regelung der Ventile ist in Abbildung 18 dargestellt.

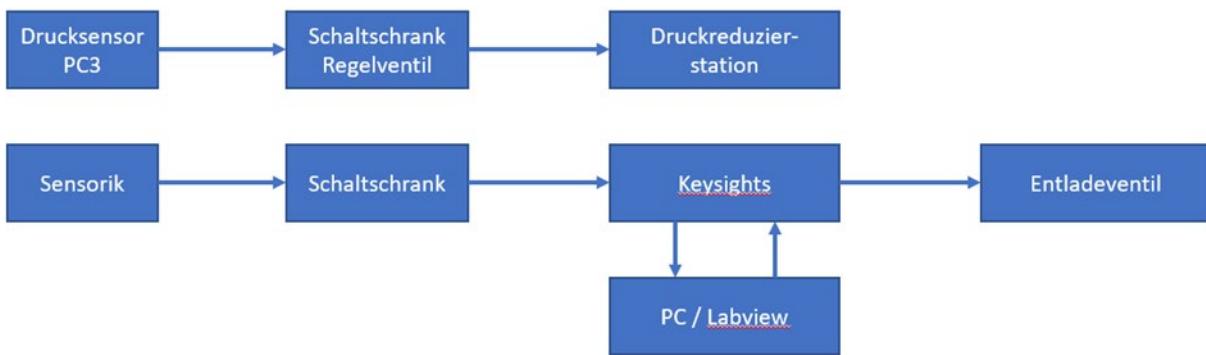


Abbildung 18: Skizze der Messdatenaufzeichnung und Regelung der Ventile

Die Verkabelung unterteilte sich in zwei Stränge. Der erste Strang wurde zur Regelung der Druckreduzierstation, welche den Druck von 60 bar auf 30 bar verminderte, verwendet. Am zweiten Strang befand sich die Sensorik. Zusätzlich dazu wurde mithilfe von LabView und den Keysights das Steuersignal für das Entladeventil weitergegeben.

3.2 Speicherversuche

Nach Aufbau des Speichersystems wurde dieses ausgiebig getestet. Dazu wurde ein vollfaktorieller Versuchsplan mit insgesamt vier Faktoren aufgestellt. Ziel war es, das Be- und Entladeverhalten des Speichers, sowie die Speicherkapazität zu messen. Insgesamt wurden 36 verschiedene Tests durchgeführt. Jeder Test wurde mindestens ein zweites Mal wiederholt.

In Abbildung 19 sind die Ergebnisse der Beladung graphisch dargestellt. Die beiden linken Diagramme zeigen die gespeicherte Dampfmenge in kg in Abhängigkeit der Faktoren Anfangsfüllstand und Massenstrom.

Der Anfangsfüllstand wies einen starken Einfluss auf die gespeicherte Dampfmenge auf. Je höher der Anfangsfüllstand, desto mehr Dampf konnte im Dampfspeicher gespeichert werden. Das Bestimmtheitsmaß der linearen Regression bestätigte die Abhängigkeit.

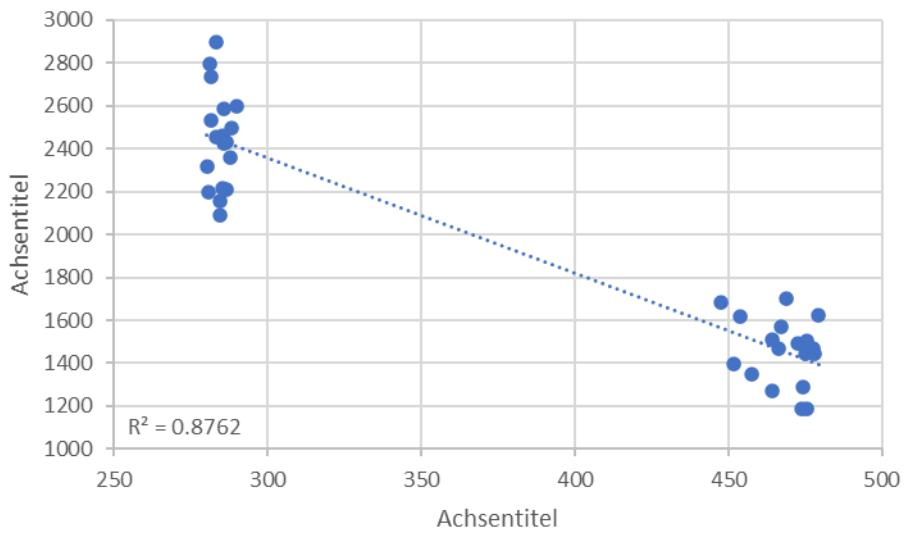
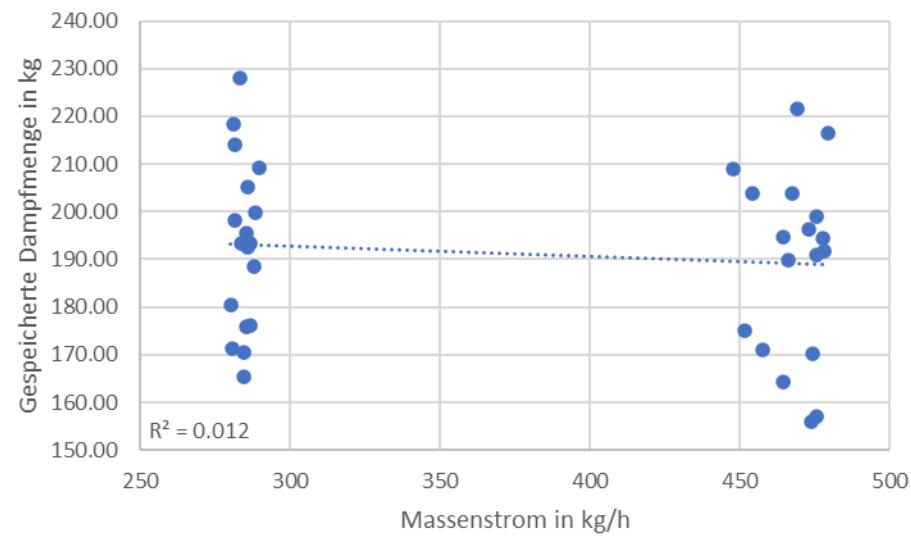
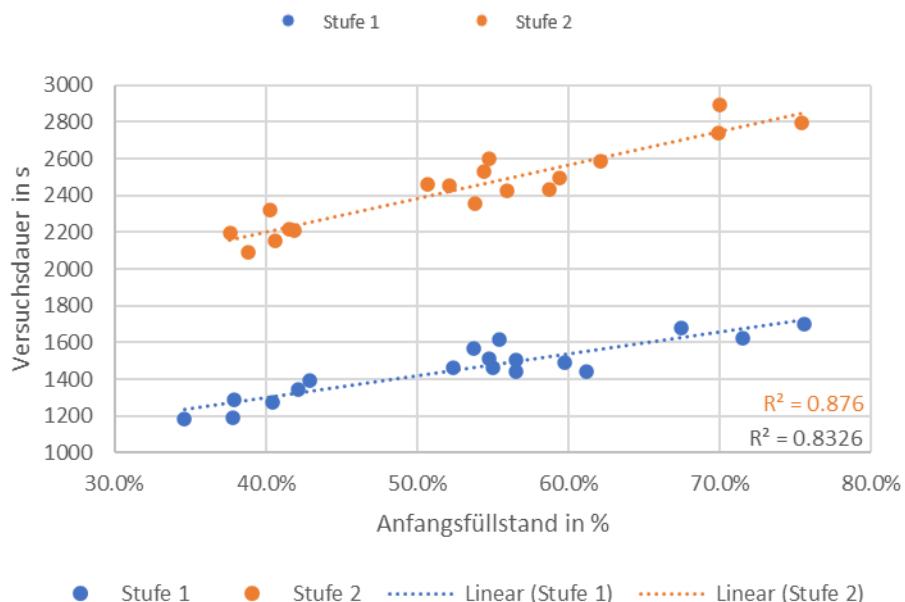
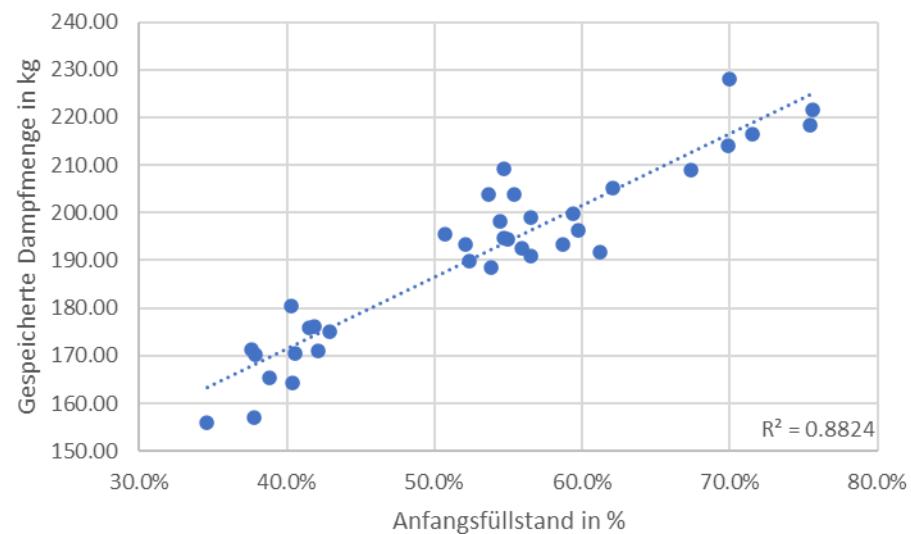


Abbildung 19: Auswertung der Versuche - Beladung

Die darunter befindliche Abbildung zeigt die gespeicherte Dampfmenge abhängig vom Massenstrom. Die beiden Stufen des Regelventils waren dabei klar zu erkennen. Auf Stufe 1 (Regelventil 35% geöffnet) schwankte der Massenstrom zwischen ca. 450 kg/h – 470 kg/h. Auf der zweiten Stufe (Regelventil 20% geöffnet) lag der Massenstrom bei etwa 280 kg/h und wies ein konstanteres Verhalten auf. Eine Abhängigkeit zwischen gespeicherter Dampfmasse und Belademasenstrom war nicht zu erkennen.

Die beiden rechten Abbildungen setzen die Faktoren ins Verhältnis mit der Versuchsdauer. Die Versuchsdauer der Beladung beschreibt die Zeit, welche es benötigt, um den Dampfspeicher von 5 bar auf 30 bar zu beladen.

Das obere rechte Diagramm veranschaulicht die Versuchsdauer in Abhängigkeit vom Anfangsfüllstand. Ähnlich wie bei der gespeicherten Dampfmasse resultierte auch hier ein höherer Anfangsfüllstand in eine längere Versuchsdauer. Zusätzlich dazu war eine Wechselwirkung mit dem Massenstrom zu erkennen. Die Darstellung wurde daher farblich anhand der Einstellung des Regelventils getrennt. Die orangene Linie spiegelt dabei die zweite Einstellung des Regelventils wider.

Die Auswirkung des Massenstroms auf die Versuchsdauer ist im Diagramm darunter zu erkennen. Je höher der Massenstrom, desto geringer die Versuchsdauer. Anhand der Steigungen der Geraden ist zu sehen, dass der Effekt des Massenstroms größer als der des Anfangsfüllstandes ist.

In Abbildung 20 ist die Dampfttemperatur nach dem Betonspeicher bzw. im Bypass dargestellt. Es wurde für jeden Versuch mit und ohne Betonspeicher die mittlere Dampfttemperatur an den jeweiligen Sensoren ermittelt.

Grundsätzlich war die Dampfttemperatur ohne Betonspeicher deutlich höher. Grund dafür war, dass bei Verwendung des Betonspeichers der Dampf einen Teil seiner Energie an den Betonspeicher abgab, wodurch der Dampf leicht abkühlte. Im Mittel über alle Versuche lag der Unterschied bei 60 °C.

Sowohl die Versuche mit als auch die Versuche ohne Betonspeicher unterlagen starken Schwankungen. Ein möglicher Grund dafür war die Anzahl der Versuche pro Tag. Im Durchschnitt wurden vier Messreihen pro Tag aufgezeichnet. Da die Versuchsdauer nicht ausreichte, um ein thermisches Gleichgewicht zwischen Dampf und Beton herzustellen, erhöhte sich die Temperatur des Betonspeichers mit jedem Zyklus. In der orangenen Linie ist dieser Effekt gut zu erkennen. Jedoch weisen auch die Versuche ohne Betonspeicher dieses Verhalten auf. Eine Ursache konnte nicht identifiziert werden.

Außerdem ist erkennbar, dass die ersten acht Versuche mit Betonspeicher eine deutlich niedrigere Temperatur aufwiesen. Ein möglicher Grund war das „Ausdampfen“ des Betonspeichers. Der Wasseranteil im Beton war nach dem Gießen am höchsten. Das im Beton befindliche Wasser wurde durch Erhitzen des Betons nach und nach verdampft. Dementsprechend wurde ein Teil der Energie des Dampfes für die Verdampfung des Wassers benötigt, wodurch weniger Energie zur Erwärmung des Betons zur Verfügung stand.

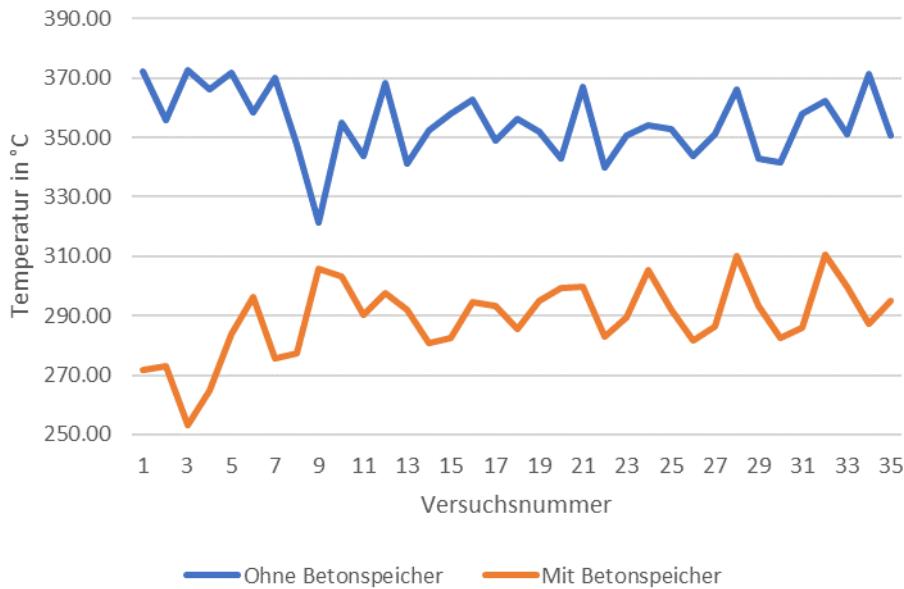


Abbildung 20: Vergleich Dampfttemperatur nach Betonspeicher – Beladung

Abbildung 21 vergleicht die gespeicherte Dampfmenge mit und ohne Betonspeicher in Abhängigkeit des Anfangsfüllstandes. Es ist zu erkennen, dass grundsätzlich mehr Dampf gespeichert wird bei zusätzlicher Verwendung des Betonspeichers. Durch Abgabe von Wärme an den Betonspeicher reduziert sich der Energieinhalt des Dampfes. Um die gleiche Menge an Energie im Dampfspeicher zu speichern, wird deshalb mehr Dampf benötigt.

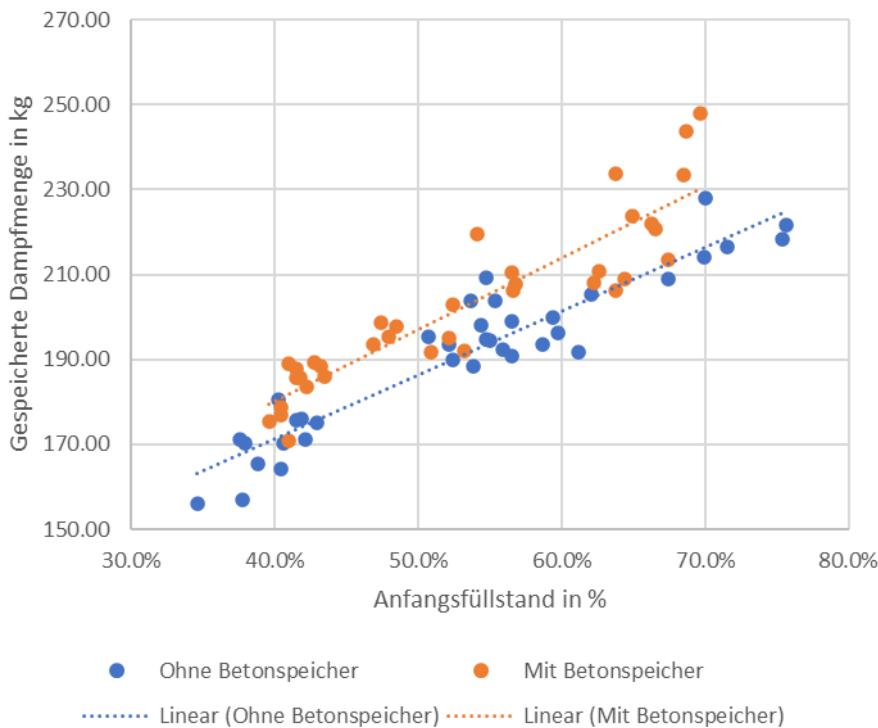


Abbildung 21: Vergleich gespeicherte Dampfmenge mit und ohne Betonspeicher in Abhängigkeit des Anfangsfüllstandes

Abbildung 22 zeigt die Ergebnisse der Entladung. Die Grafik ist identisch zu Abbildung 19 aufgebaut. Aufgrund der zuvor durchgeföhrten Beladung erhöhte sich der Anfangsfüllstand um ca. 25 – 30 %. Insgesamt ergab sich ein identisches Bild zur Beladung. Wie zuvor gab es eine Abhängigkeit des Anfangsfüllstandes von der entladenen Dampfmenge.

Auch während der Entladung hatte der Massenstrom keine Auswirkung auf die entladene Dampfmenge. Die Versuchsdauer reduzierte sich bei höheren Massenströmen. Zusätzlich existierte eine Wechselwirkung des Massenstroms mit dem Anfangsfüllstand.

Während der Entladung wurden etwa 170 kg bis 250 kg an Dampf produziert. Es wurde etwa 15 kg bis 30 kg mehr Dampf entladen als zuvor beladen wurde. Grund hierfür war, dass der Beladedampf einen höheren Energieinhalt besaß. Dementsprechend wurde während der Entladung eine höhere Dampfmenge mit niedrigerem Energieinhalt produziert. Durch diese Tatsache nahm mit jedem Be- und Entladezyklus der Füllstand im Dampfspeicher ab. Bei größer skalierten Speichern muss deshalb darauf geachtet werden, dass der Füllstand nicht unter einen bestimmten Mindestwert fällt, um einen effizienten und reibungslosen Betrieb zu gewährleisten.

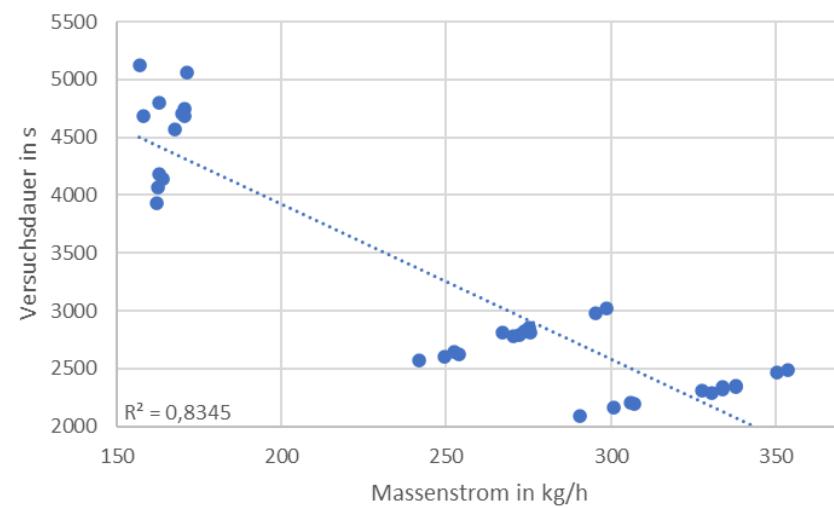
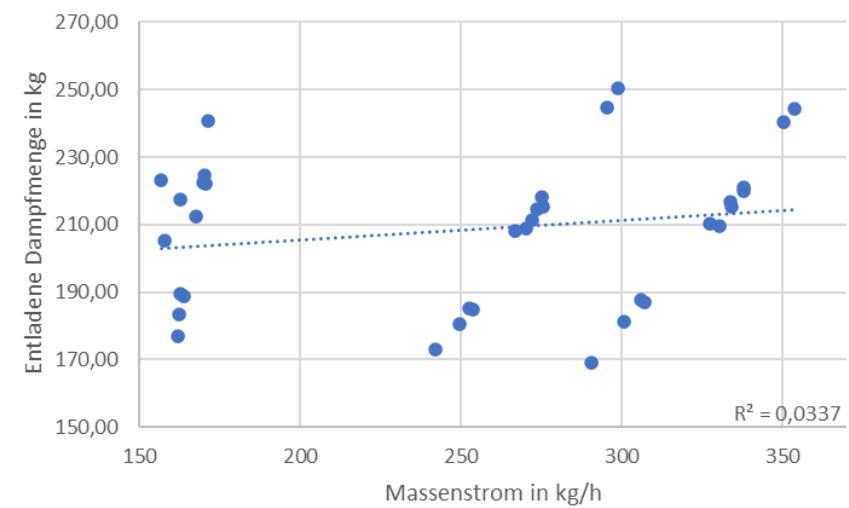
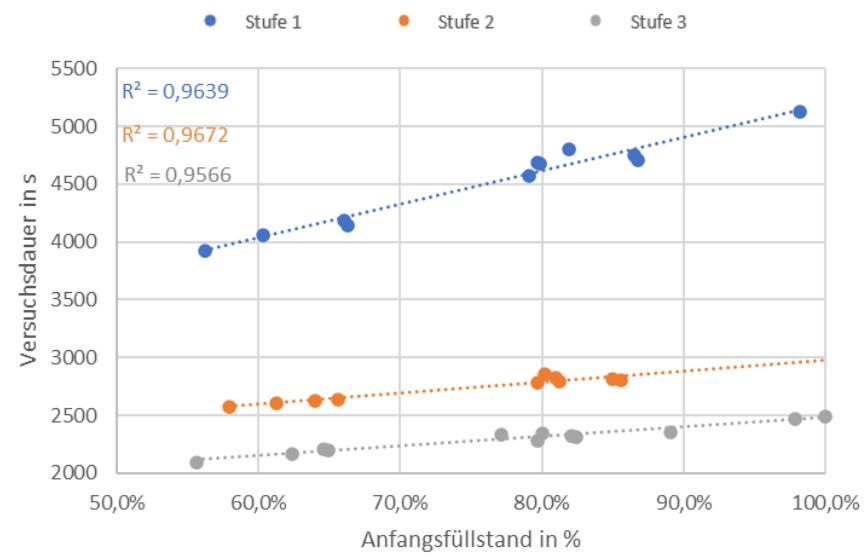
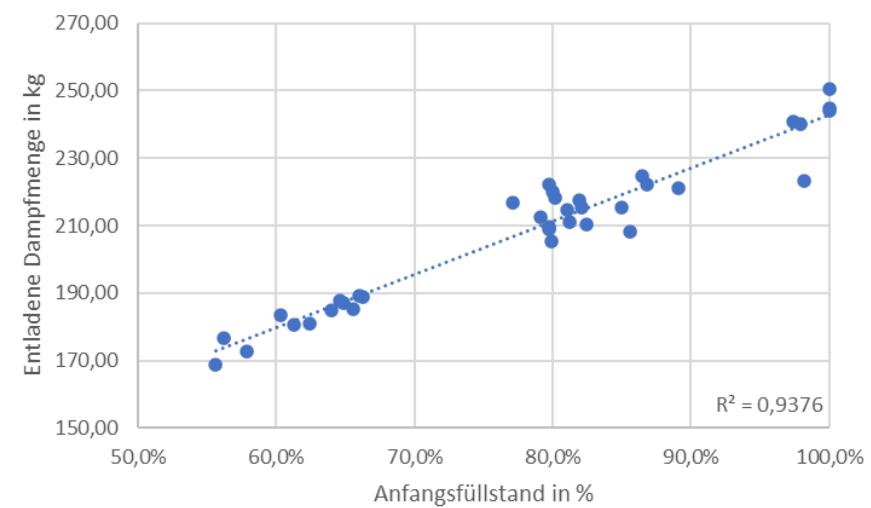


Abbildung 22: Auswertung der Versuche - Entladung

Identisch zur Beladung ist in Abbildung 23 ist die Dampftemperatur nach dem Betonspeicher bzw. im Bypass dargestellt. Bei der Beladung wurde Wärme vom Dampf an den Betonspeicher übertragen. Die Temperatur des Betonspeicher erhöhte sich. Während der Entladung wurde die Wärme im Betonspeicher genutzt, um den Sattdampf aus dem Dampfspeicher wieder zu überhitzen.

Durch den zuvor erwärmten Betonspeicher war die Dampftemperatur im Vergleich zu den Versuchen ohne Betonspeicher im Durchschnitt über alle Versuche um etwa 10 °C höher. Die zuvor gespeicherte Energie im Betonspeicher wurde auf den Entladedampf übertragen. Sowohl mit als auch ohne Betonspeicher ergibt sich eine schwankende Dampftemperatur, was voraussichtlich mit der Anzahl an Versuchen am jeweiligen Tag zusammenhängt.

Außerdem fiel auf, dass erst nach fünf Versuchen die Dampftemperatur bei Verwendung des Betonspeichers höher ausfiel als während der Versuche mit Bypass. Wie zuvor angedeutet, hängt dies mit dem „Ausdampfen“ des Betonspeichers zusammen. Auch in späteren Fällen lag die Dampftemperatur mit Betonspeicher teilweise unter der Temperatur ohne Betonspeicher. Dieses Szenario trat auf während des ersten Be- und Entladezyklus‘ des jeweiligen Versuchstages. Dort musste der Betonspeicher von Umgebungstemperatur aufgeheizt werden. Dabei wurde während der Beladung nicht genug Wärme übertragen, um bei anschließender Entladung den Dampf zu überhitzen.

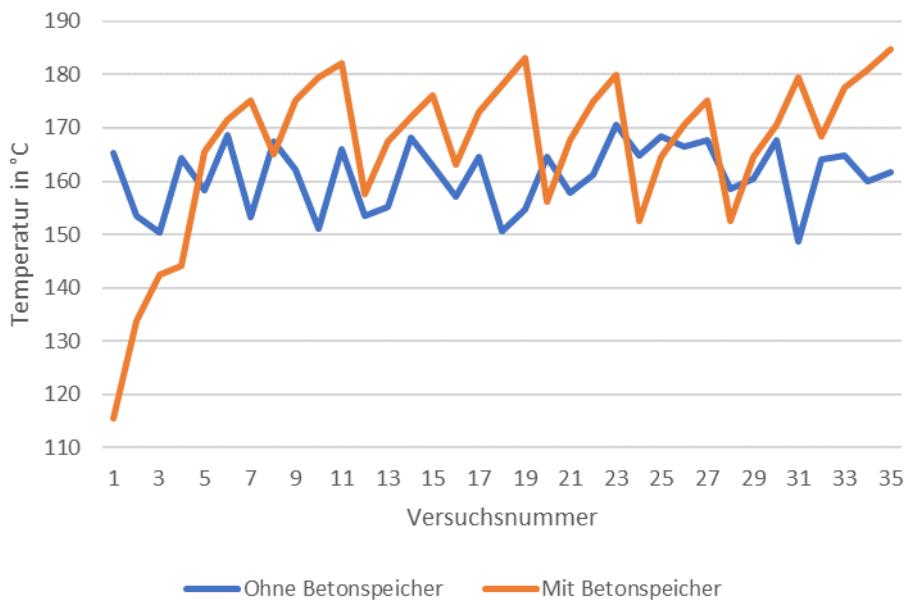


Abbildung 23: Vergleich Dampftemperatur nach Betonspeicher - Entladung

Abbildung 24 vergleicht die entladene Dampfmenge mit und ohne Betonspeicher. Während bei der Beladung mehr Dampf bei Verwendung des Betonspeichers gespeichert werden konnte, war dies bei der Entladung nicht zu erkennen. Tendenziell wurde weniger Dampf bei Verwendung des Betonspeichers produziert. Der Betonspeicher war bei der Entladung jedoch nach dem Dampfspeicher geschaltet. Der Unterschied der Entladedampfmenge mit und ohne Betonspeicher kann auch an der Messungenauigkeit der Massenstrom Messstrecke liegen. Die Genauigkeit wurde vom Hersteller mit $\pm 2\%$ angegeben, wodurch im vorliegendem Fall Abweichungen von bis zu 5 kg erreicht wurden.

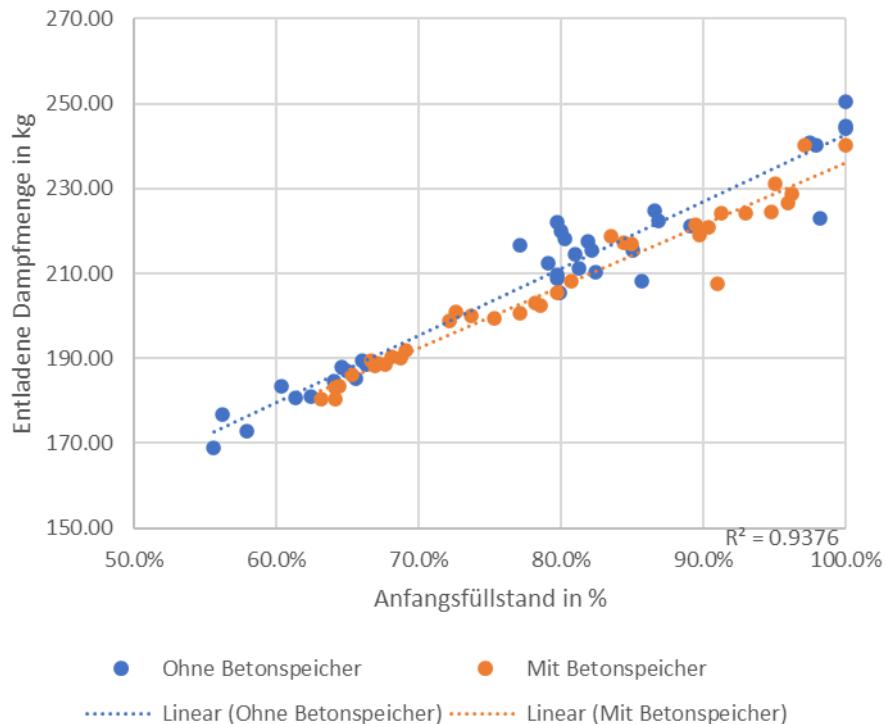


Abbildung 24: Vergleich gespeicherte Dampfmenge mit und ohne Betonspeicher in Abhängigkeit des Anfangsfüllstandes

3.3 Validieren der Ergebnisse

Die in Arbeitspaket 2 entwickelten Speichermodelle wurden mithilfe der gewonnenen Messdaten validiert. In einem ersten Schritt wurden das Dampf- und Betonspeichermodell separat validiert. Anschließend wurde das Gesamtsystem validiert.

Für das Dampfspeichermodell wurde sowohl die gespeicherte bzw. entladene Dampfmenge als auch der Druckverlauf über die Versuchsdauer validiert. Beim Betonspeichermodell wurde die Dampftemperatur nach dem Betonspeicher miteinander verglichen.

Die kommenden Abbildungen vergleichen die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen und geben einen Überblick über das Verhalten der Modelle. Es handelt sich dabei um einen x-y-Plot, wobei x dem Simulationsergebnis und y dem Messergebnis entspricht. Es werden sowohl die Versuche ohne Betonspeicher (blaue Linie) als auch die Versuche mit Betonspeicher (orangene Linie) dargestellt. Als Referenz wird ein $y = x$ Graph (Simulationswert = Simulationswert) abgebildet (graue Linie). Je größer der Abstand zwischen Referenz und den anderen beiden Graphen, desto größer ist die Abweichung zwischen Messung und Simulation. Daraus lässt sich ein ungenaueres Modell ableiten.

Abbildung 25 vergleicht die entladene Dampfmenge zwischen Simulation und Messung. Sowohl mit und ohne Betonspeicher (BS) wurde in den Messungen geringfügig mehr Dampf entladen als in der Simulation. Mit Betonspeicher gab es vereinzelt Ausreißer.

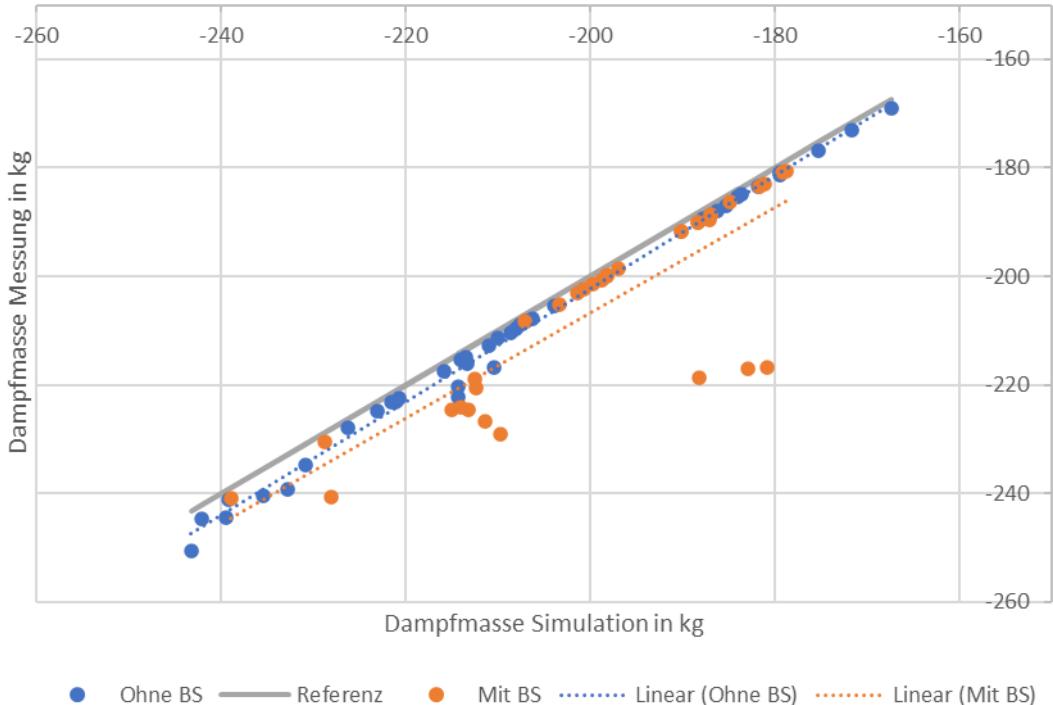


Abbildung 25: Vergleich der entladenen Dampfmenge – Simulation und Messung

Tabelle 9 zeigt die durchschnittliche entladene Dampfmenge. Dabei werden sowohl die Ergebnisse bei Betrachtung der Einzelkomponente (ohne BS) als auch die Ergebnisse bei Verwendung aller Simulationskomponenten (mit BS) dargestellt. Wie bereits im Diagramm zu erkennen, wurde in den Messungen mehr Dampf entladen als in der Simulation. Dies gilt sowohl für die Einzelkomponente als auch für das Gesamtsystem. Die absolute Abweichung der Einzelkomponente lag bei etwa 2,5 kg, während sie im Gesamtsystem ca. 6,7 kg betrug. Prozentual gesehen entsprach dies zwischen 3 – 6 %. Die Messgenauigkeit der Massenstrommessung lag laut Hersteller bei maximal $\pm 2\%$, was etwa 4 kg entspricht. Im Gesamtsystem wurde grundsätzlich weniger Dampf entladen als bei isolierter Betrachtung des Dampfspeichers. Eine mögliche Ursache war der geringere Energieinhalt des Dampfes während der Beladung. Auch waren die Versuche mit und ohne Betonspeichern nicht 100 % reproduzierbar. Vor allem der Füllstand hatte Auswirkungen auf die beladene Dampfmasse und konnte nicht genau eingestellt werden.

Tabelle 9: Durchschnittliche entladene Dampfmenge

Entladene Dampfmenge	Einzelkomponente	Gesamtsystem
Dampfspeicher Messung	-210,43 kg	-205,85 kg
Dampfspeicher Simulation	-207,92 kg	-199,16 kg
Abweichung absolut	2,51 kg	6,69 kg
Abweichung prozentual	3,2 %	5,4 %

Abbildung 26 stellt die geladene Dampfmenge in der Simulation und Messung dar. Das Ergebnis ähnelte der Entladung. Es wurde in den Messungen mehr Dampf geladen als in der Simulation. Auch hier kommt es zu erhöhter Streuung bei Betrachtung des Gesamtsystems (mit Betonspeicher).

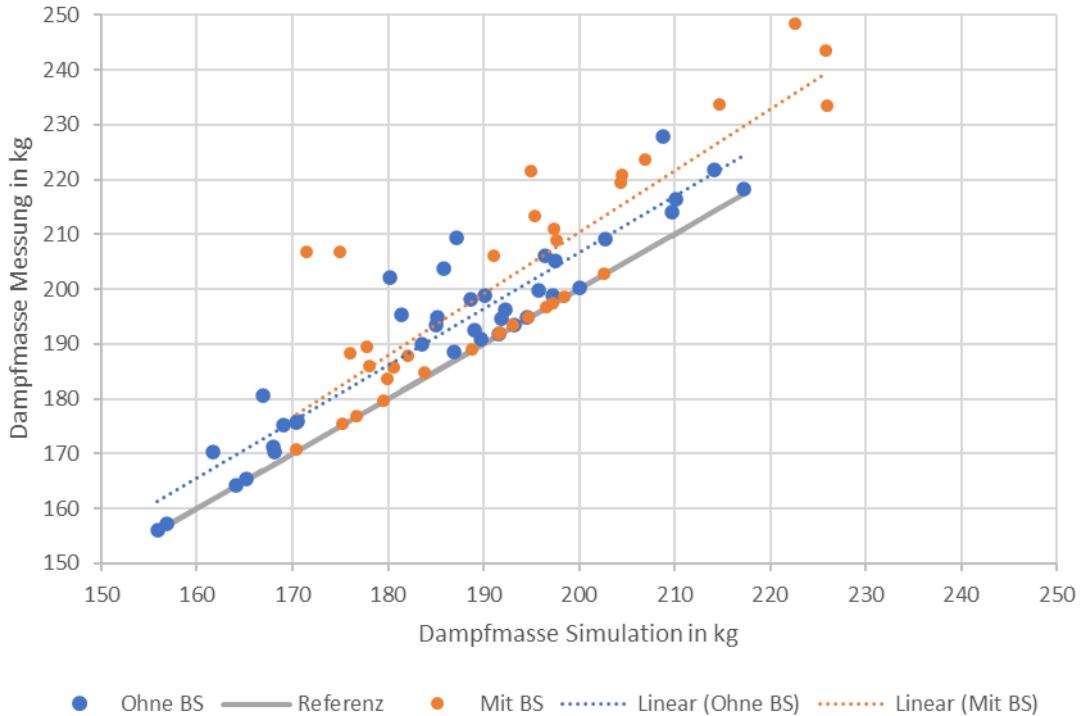


Abbildung 26: Vergleich der geladenen Dampfmenge - Simulation und Messung

Tabelle 10 veranschaulicht die durchschnittliche beladene Dampfmenge. In den Messungen wurde mehr Dampf gespeichert als in der Simulation. Im Gegensatz zur Entladung wurde im Gesamtsystem mehr Dampf beladen als bei Betrachtung der Einzelkomponente. Durch Wärmeübertragung des Beladedampfes an den zuvor geschalteten Betonspeicher wurde mehr Dampf benötigt, um den Dampfspeicher voll zu beladen. Die Abweichung lag zwischen 6 -10 kg. Prozentual gesehen entsprach dies unter 5 %.

Tabelle 10: Durchschnittliche beladene Dampfmenge

Geladene Dampfmenge	Einzelkomponente	Gesamtsystem
Dampfspeicher Messung	192,53 kg	201,86 kg
Dampfspeicher Simulation	186,23 kg	192,43 kg
Abweichung absolut	6,30 kg	9,43 kg
Abweichung prozentual	3,4 %	4,9 %

Abbildung 27 zeigt den für jeden Zeitschritt und über alle Versuche gemittelten Druckverlauf der Entladung. Es ist zu erkennen, dass es im oberen Druckbereich (Anfang der Entladung) zu Abweichungen zwischen Simulation und Messung kam. Die Versuche mit und ohne Betonspeicher hatten dabei einen ähnlichen Verlauf.

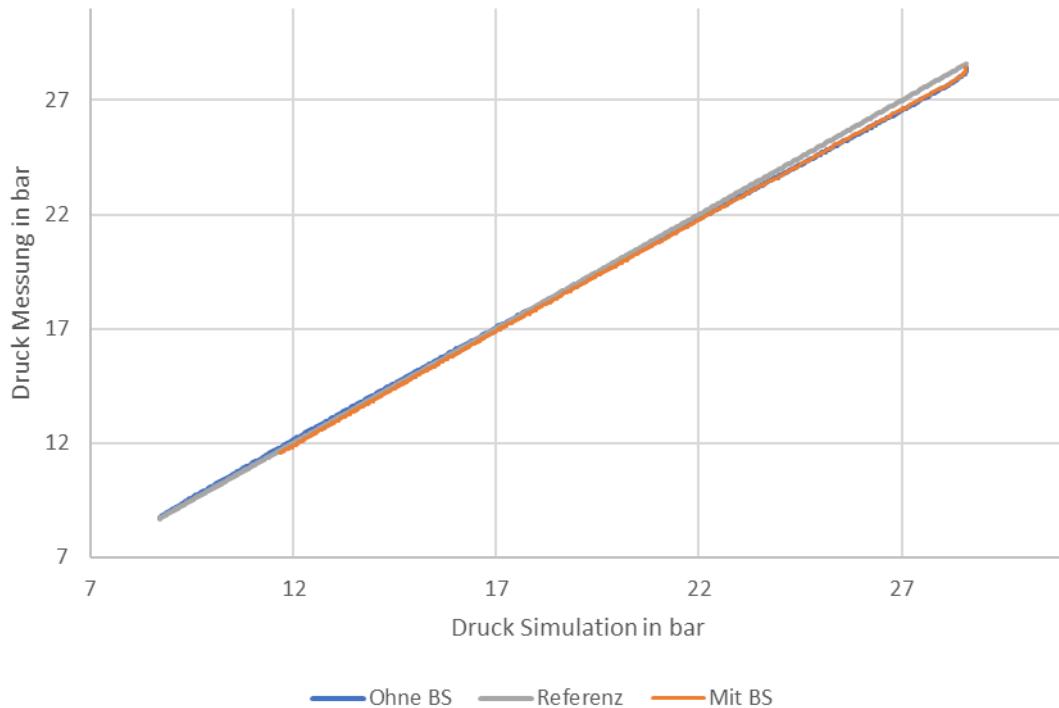


Abbildung 27: Mittlerer Druckverlauf Entladung

In Tabelle 11 werden die dazugehörigen Werte abgebildet. Es wird sowohl die mittlere Druckabweichung über die gesamte Versuchsdauer als auch die Druckabweichung zu Versuchsende dargestellt. Zu Versuchsende nahm die Abweichung zwischen Simulation und Messung zu, obwohl dies nicht im gemittelten Diagramm ersichtlich war. Demnach musste das Simulationsmodell teilweise über und teilweise unter dem Messwert liegen. Im Gesamtsystem war die Abweichung grundsätzlich höher. Die prozentuale Abweichung am Versuchsende muss mit Vorsicht betrachtet werden. Diese fiel deutlich höher aus, da dieser Wert im Verhältnis zum unteren Druckniveau (5 bar) berechnet wurde. Insgesamt lag die durchschnittliche Abweichung bei etwa 3 – 6 %.

Tabelle 11: Druckabweichung während der Entladung

Abweichung Druck	Einzelkomponente	Einzelkomponente Versuchsende	Gesamtsystem	Gesamtsystem Versuchsende
Abweichung absolut	0,33 bar	0,50 bar	0,61 bar	1,02 bar
Abweichung prozentual	2,93 %	10,04 %	5,64 %	18,83 %

Abbildung 28 stellt den mittleren Druckverlauf während der Beladung dar. Diese weist sowohl im unteren (Versuchsanfang) als auch im oberen (Versuchsende) Druckbereich eine leichte Abweichung auf. Im mittleren Druckbereich sind Messung und Simulation fast identisch.

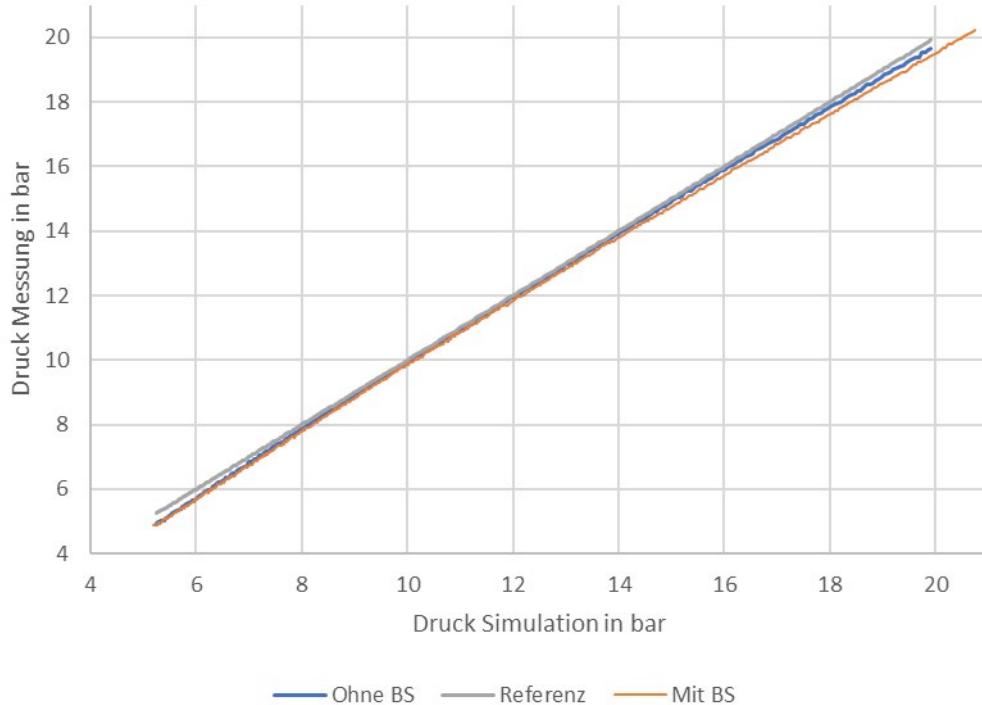


Abbildung 28: Mittlerer Druckverlauf Beladung

In Tabelle 12 wird die Druckabweichung zwischen Simulation und Messung dargestellt. Wie zuvor in der Entladung erhöhte sich die Druckabweichung zu Versuchsende. Aufgrund des Einflusses des zuvor geschalteten Betonspeichermodells wurde die Abweichung im Gesamtsystem größer. Die mittlere Druckabweichung der Einzelkomponente lag bei 0,49 bar und war damit geringer als während der Entladung. Im Gesamtsystem war die Abweichung im Vergleich zur Entladung geringfügig größer. Zu Versuchsende entsprach die Abweichung 1,11 bar für die Einzelkomponente bzw. 2,02 bar für das Gesamtsystem. Dies entsprach einer fast doppelt so hohen Abweichung im Vergleich zur Entladung. Eine mögliche Ursache war der Betriebszustand des Dampfspeichers während der ersten Beladung des Tages.

Tabelle 12: Druckabweichung während der Beladung

Abweichung Druck	Einzelkomponente	Einzelkomponente Versuchsende	Gesamtsystem	Gesamtsystem Versuchsende
Abweichung absolut	0,51 bar	1,11 bar	0,85 bar	2,02 bar
Abweichung prozentual	3,24 %	2,50 %	4,92 %	7,25 %

Tabelle 13 vergleicht die durchschnittliche Druckabweichung mit der Beladungsnummer pro Tag. Dabei ist ersichtlich, dass die erste Beladung pro Tag eine deutlich größere Abweichung aufwies. Der Dampfspeicher benötigte einen vollen Zyklus, um Betriebstemperatur zu erreichen.

Tabelle 13: Durchschnittliche Druckabweichung im Vergleich zur Beladungsnummer pro Tag

Abweichung Druck	Beladung 1	Beladung 2	Beladung 3	Beladung 4
Abweichung absolut	1,00 bar	0,36 bar	0,30 bar	0,41 bar

Abbildung 29 zeigt die gemittelte Dampftemperatur nach dem Betonspeicher während der Entladung. Die meisten Punkte lagen dabei zwischen 150 °C und 180 °C. Bis zu etwa 165 °C war die gemessene Dampftemperatur höher als die simulierte Temperatur. Ab ca. 165 °C überschätzte die Simulation die Dampftemperatur. Bis 135 °C war eine große Abweichung zwischen Simulation und Messung ersichtlich. Dies konnte durch die Initialisierung des Betonspeichermodells begründet werden.

Im Gesamtsystem lag die Dampftemperatur der Simulation tendenziell höher, welches anhand der Parallelverschiebung der orangenen Punkte nach rechts ersichtlich wurde. Der Unterschied war auf die Dampftemperatur aus dem Dampfspeicher zurückzuführen. Zur Validierung der Einzelkomponente wurde die gemessene Temperatur aus dem Dampfspeicher als Input verwendet, während im Gesamtsystem die Temperatur aus dem Dampfspeichermodell genutzt wurde. Dies zeigt, dass die gemessene und simulierte Dampftemperatur aus dem Dampfspeicher relativ ähnlich war.

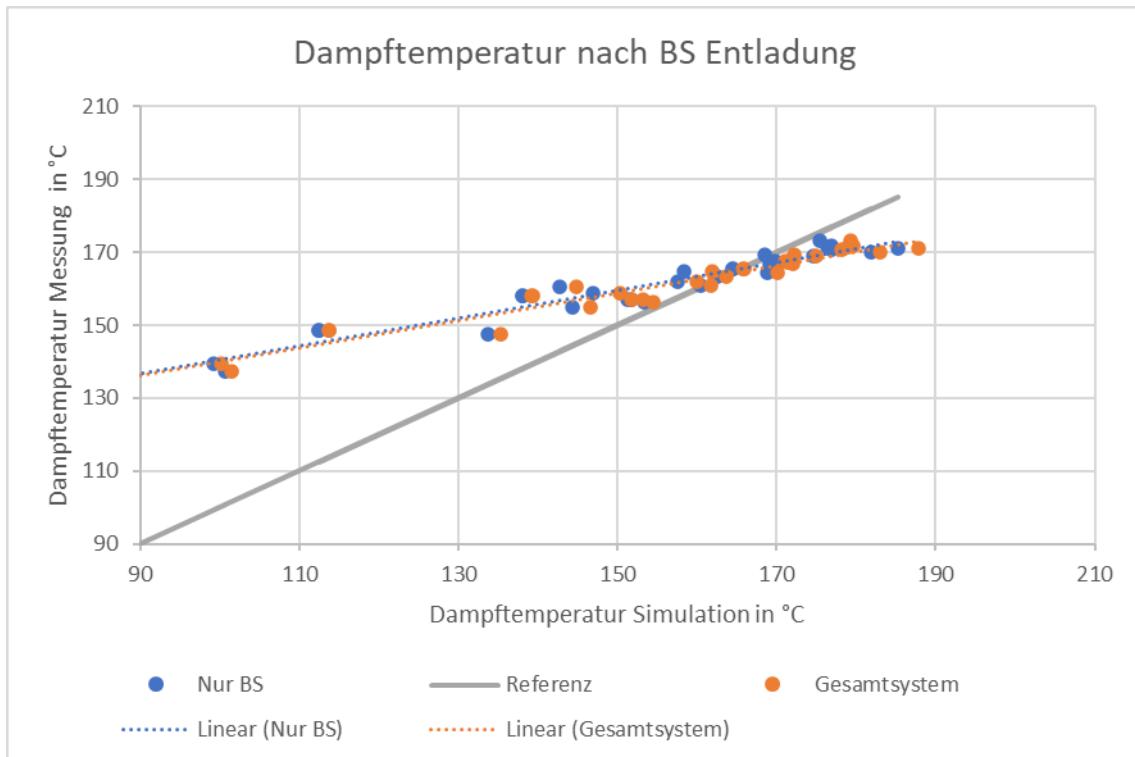


Abbildung 29: Gemittelte Dampftemperatur nach dem Betonspeicher – Entladung

Tabelle 14 stellt die mittlere Abweichung der Dampftemperatur während der Entladung zwischen Simulation und Messung dar. Zu Versuchsende wurde die Abweichung sowohl bei der Untersuchung der Einzelkomponente als auch bei der Analyse des Gesamtsystems geringfügig niedriger als im Mittel. Die Abweichung pendelte sich insgesamt zwischen 10 – 12 °C ein, was einer prozentualen Abweichung von 6 - 8 % entsprach.

Tabelle 14: Mittlere Abweichung der Dampftemperatur nach dem Betonspeicher - Entladung

Abweichung Temperatur	Einzelkomponente	Einzelkomponente Versuchsende	Gesamtsystem	Gesamtsystem Versuchsende
Abweichung absolut	10,49 °C	9,99 °C	12,17 °C	11,64 °C
Abweichung prozentual	6,65 %	6,57 %	7,74 %	7,67 %

In Abbildung 30 ist die gemittelte Dampftemperatur nach dem Betonspeicher während der Beladung zu erkennen. Der Unterschied zwischen Messung und Simulation war dabei über den betrachteten Bereich relativ konstant. Zwischen 295 – 310 °C gab es einige Ausreißer nach oben. Meist war die gemessene Temperatur unter der simulierten Dampftemperatur. Da das Belademodell des Betonspeichers vor dem Dampfspeichermodell geschaltet war, gab es keine Unterscheidung zwischen „Einzelkomponente“ und „Gesamtsystem“.

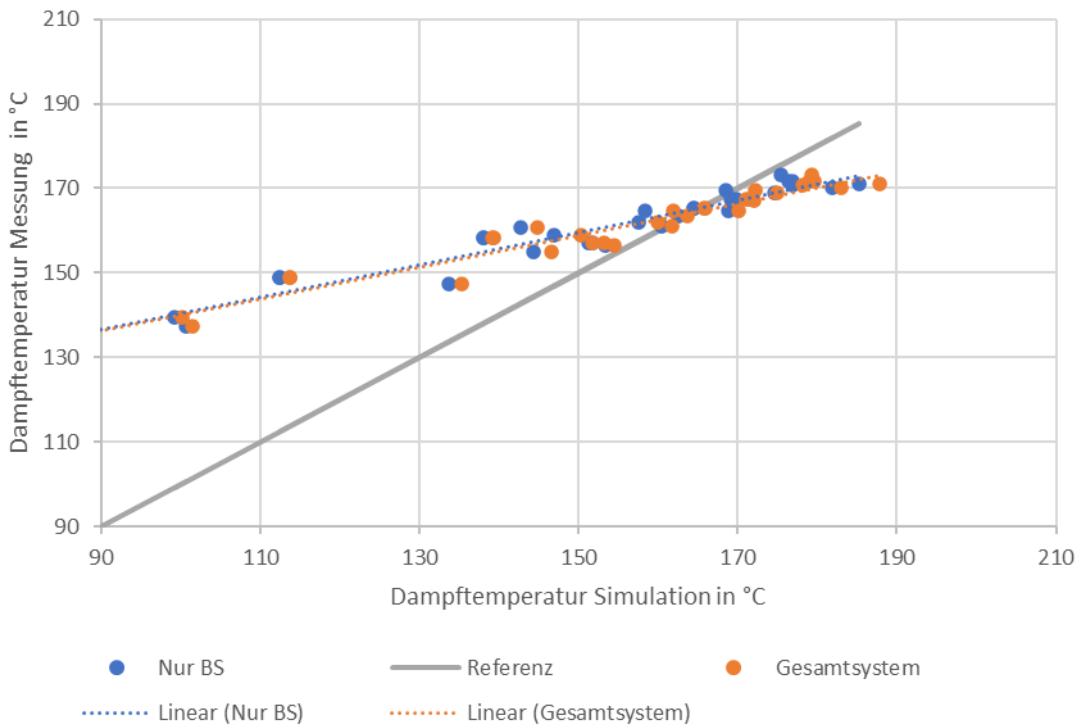


Abbildung 30: Gemittelte Dampftemperatur nach dem Betonspeicher – Beladung

Tabelle 15 zeigt die mittlere Abweichung der Dampftemperatur nach dem Betonspeicher während der Beladung. Wie bereits bei der Entladung, nahm die Genauigkeit zu Versuchsende geringfügig zu. Die Abweichung lag bei unter 5 °C. Prozentual gesehen entsprach dies etwa 1 %.

Tabelle 15: Mittlere Abweichung der Dampftemperatur nach dem Betonspeicher - Beladung

Abweichung Temperatur	Gesamtsystem	Gesamtsystem Versuchsende
Abweichung absolut	4,53 °C	3,21 °C
Abweichung prozentual	1,48 %	1,00 %

Arbeitspaket 4: Systemintegration des Speichers- und Potenzialabschätzung

Das Arbeitspaket 4 setzte sich aus der Untersuchung des geplanten Betriebsregimes sowie einer theoretischen Potenzialabschätzung des KomBio-Speichersystems zusammen. Das geplante Betriebsregime wurde mithilfe des Simulationsmodells getestet und bewertet.

Zusätzlich zur primären Zielgröße der Netzentlastung spielten auch sekundäre Zielgrößen wie die THG-Minderung sowie die Energieeffizienz eine Rolle. Für den optimalen Betrieb musste das wirtschaftliche, technische und ökologische Optimum gefunden werden.

Die Ergebnisse des Projektes wurden zusammengefasst und für eine universelle Nutzung auch an anderen Kraftwerksstandorten aufbereitet und übertragbar gemacht. Damit wurden die Grundlagen für einen ersten Prototypenspeicher im Industriemaßstab geschaffen

Das Arbeitspaket setzte sich folgendermaßen zusammen:

- AP 4.1: Testen des Betriebsregimes
- AP 4.2: Verbesserung der Netzentlastung durch Sektorenkopplung
- AP 4.3: Bewertung von THG-Minderung und Effizienzsteigerung
- AP 4.4: Übertragung der Ergebnisse

Für die Tests des Betriebsregimes wurden verschiedene Lastszenarien, Eingangsgrößen und Fahrpläne erstellt. Es wurde sowohl ein marktgeführter als auch ein netzgeführter Betrieb betrachtet. Für den netzgeführten Betrieb wurden verschiedene Strommärkte analysiert und Regelsignale getestet, um den Einfluss des Speichersystems am Stromnetz zu bewerten. Die marktgeführte Betriebsweise diente zur Analyse der Wirtschaftlichkeit des Speichersystems.

Aufgrund des fließenden Übergangs der Arbeitspakete werden zuerst die Ergebnisse der netzgeführten Fahrweise präsentiert. Anschließend wird AP 4.3 vorgestellt. Darauf folgt die Betrachtung der marktgeführten Fahrweise. Zuletzt wird eine Kostenanalyse durchgeführt.

4.1 Netzgeführte Fahrweise

Für den netzgeführten Betrieb wurden mithilfe der Daten vom Stromnetz Pfaffenhofen und des Kraftwerks verschiedene Szenarien erstellt und für diese Szenarien Parameterstudien mit unterschiedlichen Speichergrößen und Regelsignalen erstellt:

- Szenario 1: Simulation Ist-Zustand Pfaffenhofen
- Szenario 2: Simulation „erhöhte Kraftwerksleistung“
- Szenario 3: Simulation Sektorkopplung (AP 4.2)
- Szenario 4: Simulation „fiktives Netz“ (AP 4.4)

Szenario 1 simulierte den Ist-Zustand in Pfaffenhofen inklusive eines Speichersystems und diente zur Bestimmung der Netzentlastung im realen Netz in Pfaffenhofen. In Szenario 2 wurde die Kraftwerksleistung auf ein Maximum erhöht. Durch das Speichersystem können Schwankungen im Netz ausgeglichen werden, weshalb das Kraftwerk mit einer höheren durchschnittlichen Leistung betrieben werden kann. Die durchschnittliche Leistung in 2019 lag bei 4,88 MW. Die maximale Leistung des Kraftwerks beträgt 6 MW. Diese Auswirkung der Mehrleistung auf das Netz in Pfaffenhofen wurde bewertet. In Szenario 3 wurde die Auswirkung der Sektorkopplung analysiert. Dies wird in AP 4.2 beschrieben. Szenario 4 stellt ein „fiktives Netz“ dar. Das Stromnetz Pfaffenhofen bezog im Jahr 2019 viel Strom aus umliegenden Netzen. Dementsprechend gab es nur wenig Zeiträume, in der das Speichersystem beladen werden konnte. In Szenario 4 wurden die Netzdaten in Pfaffenhofen parallel verschoben, um ein Stromnetz mit höherer Überdeckung darzustellen und die Auswirkung des Speichersystems in anderen Stromnetzen widerzuspiegeln.

Für alle Szenarien wurde mithilfe der verfügbaren Daten ein Monat simuliert und die Netzentlastung auf das Jahr hochgerechnet. Jedes Szenario wurde insgesamt 8x mit verschiedenen Inputdaten simuliert. Der Simulationsplan für alle Szenarien ist in Tabelle 16 zu erkennen.

Tabelle 16: Simulationsplan

Versuchs Nr.	Speichergröße	Massenströme	Regelsignale
1	1	1	1
2	2	1	1
3	1	2	1
4	2	2	1
5	1	1	2
6	2	1	2
7	1	2	2
8	2	2	2

Insgesamt wurden drei Faktoren verändert (Speichergröße, Massenströme, Regelsignale). Die Gelb und Grün hinterlegten Felder stellen dabei die unterschiedlichen Einstellungen dar. In Tabelle 17 sind die dazugehörigen Werte gegeben. Die Veränderung der Speichergröße und der Massenströme blieb für alle Szenarien gleich. Die Regelsignale wurden für jedes Szenario angepasst. Das Regelsignal bestimmte, ab welcher Unterdeckung (Erzeugung < Verbrauch) der Speicher entlädt und ab welcher Überdeckung (Erzeugung > Verbrauch) der Speicher belädt. Bei den angegebenen Werten handelte es sich um 15-minütige Messwerte. Wurde eines der beiden Regelsignale überschritten, wurde Be- bzw. Entladen.

Tabelle 17: Parametereinstellungen Szenario 1

Szenario 1		1	2
Speichergröße	Volumen Dampfspeicher	100 m ³	150 m ³
	Volumen Betonspeicher	12,3 m ³	18,5 m ³
Massenströme	Beladung	2 kg/s	4 kg/s
	Entladung	3 kg/s	6 kg/s
Regelsignale	Beladung	0 MWh	0,12 MWh
	Entladung	-1,05 MWh	-1,68 MWh

Tabelle 18 zeigt die Ergebnisse von Szenario 1. In den grau hinterlegten Zellen sind nochmals die Faktoren abgebildet. Im Netz Pfaffenhofen gab es im Jahr 2019 insgesamt 38.422 MWh an Unter- oder Überdeckung. Davon waren -36.780 MWh Unterdeckung und 1.642 MWh Überdeckung. Die größte Reduktion mit 1.235 MWh bzw. 3,21 % konnte in der vierten Simulation erreicht werden. In Simulation 1 – 4 konnte aufgrund des früheren Regelsignals das Netz aus energetischer Sicht stärker entlastet werden. Der Vorteil eines späteren Regelsignals ist die höhere Belastung des Netzes zum Zeitpunkt des Speichereingriffs. So lag die Erzeugerleistung zum Zeitpunkt der Beladung in den Simulationen 5 – 8 bei etwa 10 MW, während sie bei Nr. 1 – 4 ca. 1 MW weniger betrug. Gleiches gilt für die Entladung. Je später das Regelsignal, desto höher ist die Erzeugerleistung im Netz und desto dringlicher ist die Netzentlastung.

Außerdem war zu erkennen, dass höhere Be- und Entlademassenströme größere Leistungsänderungen nach sich zogen. Jedoch erhöhten sich dadurch die Speicherverluste. Für den realen Betrieb muss daher abgewogen werden, ob höhere Massenströme (größere Leistungserhöhung und Reduktion vs. Höhere Speicherverluste), höhere Regelsignale (weniger Speichernutzung vs. Nutzung bei höherer Dringlichkeit) und Speichergröße (Kosten-Nutzen/Speicherausnutzung) vorteilhaft sind.

Tabelle 18: Ergebnisse Szenario 1

Parameter	Einheit	1	2	3	4	5	6	7	8
Volumen Dampfspeicher	m³	100	150	100	150	100	150	100	150
Massenstrom Beladung	kg/s	2	2	3	3	2	2	3	3
Massenstrom Entladung	kg/s	4	4	6	6	4	4	6	6
Volumen Dampfspeicher	m³	12	18	12	18	12	18	12	18
Regelung Beladung	MWh	0	0	0	0	0,12	0,12	0,12	0,12
Regelung Entladung	MWh	-1,05	-1,05	-1,05	-1,05	-1,68	-1,68	-1,68	-1,68
Überdeckung Netz Real	MWh	1.642	1.642	1.642	1.642	1.642	1.642	1.642	1.642
Überdeckung Netz Sim	MWh	1.076	934	1.083	785	1.420	1.304	1.416	1.304
Reduktion absolut	MWh	566	708	558	857	222	338	226	337
Reduktion Prozentual	%	34,47%	43,12%	34,02%	52,20%	13,53%	20,56%	13,77%	20,55%
Unterdeckung Netz Real	MWh	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780
Unterdeckung Netz Sim	MWh	-36.501	-36.414	-36.555	-36.402	-36.672	-36.605	-36.695	-36.623
Reduktion absolut	MWh	-279	-366	-226	-378	-108	-176	-85	-157
Reduktion Prozentual	%	0,76%	1,00%	0,61%	1,03%	0,29%	0,48%	0,23%	0,43%
Unter- + Überdeckung Real	MWh	38.422	38.422	38.422	38.422	38.422	38.422	38.422	38.422
Unter- + Überdeckung Sim	MWh	37.577	37.348	37.638	37.187	38.092	37.909	38.110	37.928
Reduktion absolut	MWh	845	1.074	784	1.235	330	513	311	494
Reduktion Prozentual	%	2,20%	2,80%	2,04%	3,21%	0,86%	1,34%	0,81%	1,29%
Durch. Erzeugung während Beladung	MW	9,274	9,028	8,741	9,285	10,099	10,006	9,709	10,099
Reduktion Prozentual	%	18,26%	19,53%	27,55%	27,54%	18,65%	18,51%	28,11%	28,34%
Durch. Erzeugung während Entladung	MW	5,821	5,775	5,629	5,837	5,294	5,485	5,246	5,294
Erhöhung Prozentual	%	19,07%	21,55%	31,63%	32,92%	23,05%	25,67%	25,71%	33,44%

In Tabelle 19 werden die Ergebnisse von Szenario 2 dargestellt. Durch Vollauslastung konnte das Kraftwerk etwa 3.200 MWh mehr Strom produzieren. Dies entspricht einer Erhöhung des vom Kraftwerk bereitgestellten Stroms um 8,0 % im Vergleich zu 2019. Dadurch reduzierte sich die Unter- und Überdeckung im Netz auf 36.226 MWh, was einer Reduktion zum Ist-Zustand von 5,7 % gleicht. Auch hier konnte Simulation 4 energetisch gesehen die größte Entlastung bereitstellen. In Simulation 4 wurde mithilfe des Speichersystems die Unter- und Überdeckung um weitere 4,22 % auf 34.696 MWh gesenkt. Im Vergleich zum realen Zustand konnte das Netz um 9,0 % entlastet werden.

Tabelle 19: Ergebnisse Szenario 2

Parameter	Einheit	1	2	3	4	5	6	7	8
Volumen Dampfspeicher	m³	100	150	100	150	100	150	100	150
Massenstrom Beladung	kg/s	2	2	3	3	2	2	3	3
Massenstrom Entladung	kg/s	4	4	6	6	4	4	6	6
Volumen Dampfspeicher	m³	12	18	12	18	12	18	12	18
Regelung Beladung	MWh	0	0	0	0	0,12	0,12	0,12	0,12
Regelung Entladung	MWh	-1,05	-1,05	-1,05	-1,05	-1,68	-1,68	-1,68	-1,68
Überdeckung Netz Real	MWh	2.163	2.163	2.163	2.163	2.163	2.163	2.163	2.163
Überdeckung Netz Sim	MWh	1.445	1.163	1.417	1.088	1.917	1.791	1.917	1.793
Reduktion absolut	MWh	718	1.000	746	1.075	246	372	246	370
Reduktion Prozentual	%	33,20%	46,25%	34,50%	49,68%	11,39%	17,20%	11,36%	17,13%
Unterdeckung Netz Real	MWh	-34.063	-34.063	-34.063	-34.063	-34.063	-34.063	-34.063	-34.063
Unterdeckung Netz Sim	MWh	-33.747	-33.596	-33.789	-33.608	-33.948	-33.878	-33.973	-33.897
Reduktion absolut	MWh	-316	-467	-274	-455	-115	-185	-90	-166
Reduktion Prozentual	%	0,93	1,37%	0,80%	1,34%	0,34%	0,54%	0,263	0,49%
Unter- + Überdeckung Real	MWh	36.226	36.226	36.226	36.226	36.226	36.226	36.226	36.226
Unter- + Überdeckung Sim	MWh	35.192	34.759	35.206	34.696	35.865	35.669	35.891	35.689
Reduktion absolut	MWh	1.034	1.467	1.020	1.530	361	557	335	537
Reduktion Prozentual	%	2,86%	4,05%	2,82%	4,22%	1,00%	1,54%	0,93%	1,48%
Durch. Erzeugung während Beladung	MW	9,239	9,342	9,009	9,239	10,114	10,400	9,541	10,114
Reduktion Prozentual	%	19,97%	19,89%	29,57%	29,88%	18,06%	18,09%	26,61%	27,15%
Durch. Erzeugung während Entladung	MW	6,204	6,111	6,568	6,204	5,319	5,450	5,260	5,319
Erhöhung Prozentual	%	21,24%	23,79%	23,28%	30,58%	22,99%	25,96%	25,84%	33,34%

Tabelle 20 betrachtet den Fall der Sektorkopplung. In diesem Fall wird bei Entladung Frischdampf des Kraftwerks an Industrieabnehmer durch Entladedampf des Speichersystems substituiert. Es wird mehr Frischdampf durch die Hauptturbine geführt, während der Industrieabnehmer Dampf aus dem Speichersystem erhält. Dadurch ist es möglich durch Vereinfachung des Speichersystems Kosten zu sparen. Es wird keine Speicherturbine und kein Betonspeicher benötigt. Jedoch ist das Speichersystem weniger flexibel, da eine Entladung (und dementsprechend Leistungserhöhung des Kraftwerks) nur möglich ist, wenn die Abnehmer Dampf benötigen. Auch die Höhe der Leistungssteigerung ist durch die Dampfabnahme begrenzt.

In Szenario 3 wurde vom gleichen Ist-Zustand wie in Szenario 1 ausgegangen. In Szenario 1 konnte die Unter- und Überdeckung maximal um 1.235 MWh reduziert werden. In Szenario 3 lag die energetische Netzentlastung maximal bei etwa 442 MWh. Außerdem lag die durchschnittliche Leistung in den meisten Simulationen während der Beladung niedriger bzw. Entladung höher als in Szenario 1. Wie zuvor beschrieben ist der Hauptgrund die reduzierte Flexibilität des Speichersystems aufgrund der Sektorkopplung.

Tabelle 20: Ergebnisse Szenario 3

Parameter	Einheit	1	2	3	4	5	6	7	8
Volumen Dampfspeicher	m ³	100	150	100	150	100	150	100	150
Massenstrom Beladung	kg/s	2	2	3	3	2	2	3	3
Massenstrom Entladung	kg/s	4	4	6	6	4	4	6	6
Volumen Dampfspeicher	m ³	12	18	12	18	12	18	12	18
Regelung Beladung	MWh	0	0	0	0	0,12	0,12	0,12	0,12
Regelung Entladung	MWh	-1,05	-1,05	-1,05	-1,05	-1,68	-1,68	-1,68	-1,68
Überdeckung Netz Real	MWh	1.642	1.642	1.642	1.642	1.642	1.642	1.642	1.642
Überdeckung Netz Sim	MWh	1.407	1.360	1.317	1.362	1.456	1.364	1.457	1.457
Reduktion absolut	MWh	235	281	324	279	186	277	185	185
Reduktion Prozentual	%	14,30%	17,13%	19,75%	17,00%	11,33%	16,90%	11,25%	11,25%
Unterdeckung Netz Real	MWh	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780	-36.780
Unterdeckung Netz Sim	MWh	-36.686	-36.658	-36.662	-36.655	-36.697	-36.655	-36.695	-36.695
Reduktion absolut	MWh	-95	-123	-118	-125	-84	-125	-85	-85
Reduktion Prozentual	%	0,26%	0,33%	0,32%	0,34%	0,23%	0,34%	0,23%	0,23%
Unter- + Überdeckung Real	MWh	38.422	38.422	38.422	38.422	38.422	38.422	38.422	38.422
Unter- + Überdeckung Sim	MWh	38.092	38.018	37.980	38.018	38.152	38.019	38.152	38.152
Reduktion absolut	MWh	330	404	442	404	270	403	269	269
Reduktion Prozentual	%	0,86%	1,05%	1,15%	1,05%	0,70%	1,05%	0,70%	0,70%
Durch. Erzeugung während Beladung	MW	8,377	8,929	8,210	8,817	9,895	10,191	9,392	9,392
Reduktion Prozentual	%	18,80%	18,26%	29,16%	26,20%	19,30%	19,14%	28,82%	28,82%
Durch. Erzeugung während Entladung	MW	8,565	8,227	8,391	8,266	8,583	8,068	8,585	8,585
Erhöhung Prozentual	%	0,41%	0,51%	0,46%	0,52%	0,52%	0,69%	0,52%	0,52%

Tabelle 21 zeigt die Ergebnisse von Szenario 4. Die Daten des Netzes Pfaffenhofen wurden so parallel verschoben, dass die Unter- und Überdeckung gleich groß ist. Dies ermöglichte eine erhöhte Nutzung des Speichersystems. Im Vergleich zu Szenario 1 konnte die Reduktion der Unter- und Überdeckung um über 50 % von 1.235 MWh auf 1.885 MWh erhöht werden. In Szenario 4 wurde in Simulation 2 die höchste energetische Netzentlastung erreicht. Daraus lässt sich schließen, dass mit einem größer gewähltem Speichersystem das Netz weiter entlastet werden. Ein weiteres Indiz für ein größeres Speichersystem war die Leistung während der Be- und Entladung. Durch das höhere Regelsignal (Simulation 5 – 8) konnte in Szenario 4 keine positive Veränderung der leistungsspezifischen Netzentlastung betrachtet werden, da durch die erhöhte Überdeckung genug Dampf zur Verfügung stand, um das Speichersystem zu beladen.

Tabelle 21: Ergebnisse Szenario 4

Parameter	Einheit	1	2	3	4	5	6	7	8
Volumen Dampfspeicher	m³	100	150	100	150	100	150	100	150
Massenstrom Beladung	kg/s	2	2	3	3	2	2	3	3
Massenstrom Entladung	kg/s	4	4	6	6	4	4	6	6
Volumen Dampfspeicher	m³	12	18	12	18	12	18	12	18
Regelung Beladung	MWh	0,29	0,29	0,29	0,29	0,60	0,60	0,60	0,60
Regelung Entladung	MWh	-0,30	-0,30	-0,30	-0,30	-0,64	-0,64	-0,64	-0,64
Überdeckung Netz Real	MWh	12.677	12.677	12.677	12.677	12.677	12.677	12.677	12.677
Überdeckung Netz Sim	MWh	11.804	11.379	11.808	11.368	12.193	12.099	12.206	11.951
Reduktion absolut	MWh	873	1.298	869	1.309	484	578	471	726
Reduktion Prozentual	%	6,88%	10,24%	6,85%	10,33%	3,82%	4,56%	3,71%	5,72%
Unterdeckung Netz Real	MWh	-12.677	-12.677	-12.677	-12.677	-12.677	-12.677	-12.677	-12.677
Unterdeckung Netz Sim	MWh	-12.316	-12.090	-12.384	-12.155	-12.464	-12.411	-12.488	-12.366
Reduktion absolut	MWh	-361	-587	-293	-522	-213	-266	-189	-311
Reduktion Prozentual	%	2,85%	4,63%	2,31%	4,12%	1,68%	2,10%	1,49%	2,45%
Unter- + Überdeckung Real	MWh	25.354	25.354	25.354	25.354	25.354	25.354	25.354	25.354
Unter- + Überdeckung Sim	MWh	24.120	23.469	24.192	23.523	24.657	24.510	24.694	24.317
Reduktion absolut	MWh	1.233	1.885	1.161	1.831	697	844	660	1.036
Reduktion Prozentual	%	4,87%	7,44%	4,58%	7,22%	2,75%	3,33%	2,60%	4,09%
Durch. Erzeugung während Beladung	MW	12,741	12,506	12,777	12,741	12,268	12,001	12,549	12,268
Reduktion Prozentual	%	13,33%	14,17%	19,13%	19,99%	13,83%	14,54%	18,70%	20,74%
Durch. Erzeugung während Entladung	MW	9,707	9,557	10,001	9,707	9,756	10,180	9,679	9,756
Erhöhung Prozentual	%	12,69%	15,37%	13,86%	18,36%	14,35%	14,22%	17,70%	20,96%

Tabelle 22 fasst die energetisch größten Netzentlastungen für die vier präsentierten Szenarien zusammen. In Szenario 4 konnte die größte Entlastung festgestellt werden, da durch die erhöhte Überdeckung mehr Zeiträume zum Beladen zur Verfügung standen. Eine Vergrößerung des Speichersystems könnte in diesem Szenario weitere Entlastungen ermöglichen. Die geringste Entlastung wurde in Szenario 3, der Sektorkopplung erreicht. Durch Verringerung der Speicherflexibilität konnte das Speichersystem weniger genutzt werden. Auch die Erhöhung der Erzeugerlast war in diesem Fall aufgrund des geringeren Freiheitsgrades gering. Jedoch reduzieren sich die Kosten, da keine Speicherturbine und kein Betonspeicher benötigt werden.

Tabelle 22: Zusammenfassung der energetisch größten Netzentlastung

Parameter	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Volumen Dampfspeicher	m ³	150	150	100	150
Massenstrom Beladung	kg/s	3	3	3	3
Massenstrom Entladung	kg/s	6	6	6	6
Volumen Dampfspeicher	m ³	18	18	12	18
Regelung Beladung	MWh	0	0	0	0,29
Regelung Entladung	MWh	-1,05	-1,05	-1,05	-0,3
Geladene Energiemenge	MWh	857	1.075	324	1.309
Entladene Energiemenge	MWh	-378	-455	-118	-522
Reduktion Unter-/Überdeckung	MWh	1.235	1.530	442	1.831
Reduktion der Erzeugerlast (Beladung)	%	27,54%	29,88%	29,16%	19,99%
Erhöhung der Erzeugerlast (Entladung)	%	32,922%	30,58%	0,46%	18,36%

Eine Stärke des Speichersystems war die Entlastung des lokalen Stromnetzes. Ein signifikanter Beitrag zum lokalen Netz konnte durch eine schnelle und hohe Lastreduzierung erreicht werden. Lastspitzen konnten durch die schnelle Reaktionsfähigkeit des Speichersystems reduziert werden. In Szenario 1 konnte die Erzeugerlast um bis zu 28 % reduziert werden. Im Unterschied zu flexiblen Biogasanlagen lag die Stärke des Speichersystems in der sofortigen Reduktion und Erhöhung der Netzlast, während Biogasanlagen Vorteile bei der Bereitstellung von Strom über größere Zeiträume haben.

Zusammenfassend bildeten Szenario 1 und 2 den Ist-Zustand bzw. den potenziellen, zukünftigen Ist-Zustand am Anlagenstandort ab. Szenario 3 betrachtete die Sektorkopplung. Diese kommt für Anlagenstandorte in Frage, die Wärmenetze und/oder große Industrieabnehmer versorgen. Die Netzentlastung fällt in diesem Fall geringer aus, jedoch können die Kosten deutlich gesenkt werden (siehe Kapitel 4.4). Szenario 4 betrachtete ein fiktives Netz mit ausgeglichener Über- und Unterdeckung. Durch die zusätzliche Überdeckung konnte der Nutzungsgrad des Speichers erhöht werden. Ein größer gewähltes Speichersystem hätte voraussichtlich noch bessere Ergebnisse erzielen können.

4.2 Bewertung von THG-Minderung und Effizienzsteigerung

Durch die Implementierung des Speichersystem kann eine Abschaltung erneuerbarer Erzeuger durch Zwischenspeicherung des Frischdampfes vermieden werden. Insgesamt erhöht sich nach Entladung der erneuerbare erzeugte Strom. Zur Berechnung der THG-Minderung wurde der Vermeidungsfaktor aus der „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2021“ vom Umweltbundesamt für feste Biomasse verwendet (743,27 g/kWh). Von diesem Wert wurden Speicherverluste abgezogen. Zur Berechnung der Speicherverluste wurde aus der gleichen Quelle die Kennzahl für Biomasse-Heizkraftwerke mit Wald-Restholz verwendet (24.053 g/kWh). [1]

Tabelle 23 stellt die maximale CO₂-Einsparung in Szenario 1 dar. Es konnten im Ist-Zustand maximal 270 Tonnen an CO₂ eingespart werden. In Szenario 2 könnten durch die ca. 3.000 MWh an Mehrerzeugung des Kraftwerks zusätzlich über 2.000 Tonnen an CO₂ vermieden werden.

Tabelle 23: maximale CO₂-Einsparung in Szenario 1

Vermeidungsfaktor	t/MWh	0,74327
Entladene Energiemenge	MWh	378,23
CO₂ Einsparung	t	281,13
Kennzahl CO₂ BMHKW	t/MWh	0,024053
Speicherverluste	MWh	478,70
CO₂ Ausstoß durch Verluste	t	-11,51
CO₂ Einsparung gesamt	t	269,61

Grundsätzlich gab es im herkömmlichen Sinne keine Effizienzsteigerung. Isoliert betrachtet besitzt das Speichersystem einen Wirkungsgrad von 40 – 50 %, abhängig von verschiedenen Faktoren. Durch das Speichersystem ist es jedoch möglich die durchschnittliche Leistung des Kraftwerks zu erhöhen (vgl. Szenario 2). Es kann deshalb von einer Effizienzsteigerung des Kraftwerks gesprochen werden. Eine maximale Erhöhung von etwa 3.200 MWh (8,0 % der jährlichen Stromerzeugung in 2019) wurde identifiziert.

4.3 Marktgefährte Fahrweise

Für die marktgefährte Fahrweise wurden unterschiedliche Fälle simuliert. Es wurde sowohl der Day-Ahead, als auch der Intraday Markt betrachtet. Im Gegensatz dazu wird auf dem Intraday-Markt Energie kontinuierlich in 15-minütigen Zeitschritten gehandelt. Je nach Nachfrage- und Erzeugungsprognosen findet der Handel bis zum Ende der Markperiode statt (je nach Land 5-20 Minuten vor dem Abruf). Daher gibt es keinen festen Preis für jeden Zeitschritt, wie es auf den Day-Ahead-Märkten der Fall ist. Für den Day-Ahead-Markt wurde anhand der verfügbaren Daten ein Fahrplan im Voraus festgelegt. Abbildung 31 zeigt einen beispielhaften Betrieb im Day-Ahead-Markt mit unterschiedlichen Speichergrößen. Zwischen 2 – 5 Uhr fiel der Strompreis unter 60 €/MWh, wodurch eine Beladung gestartet wurde. Die Dauer der Beladung war abhängig von der Speichergröße. Je größer der Speicher, desto länger die Beladedauer. Am Abend zwischen 18 – 20 Uhr lag der Strompreis bei 120 €/MWh. Eine Entladung wurde initiiert.

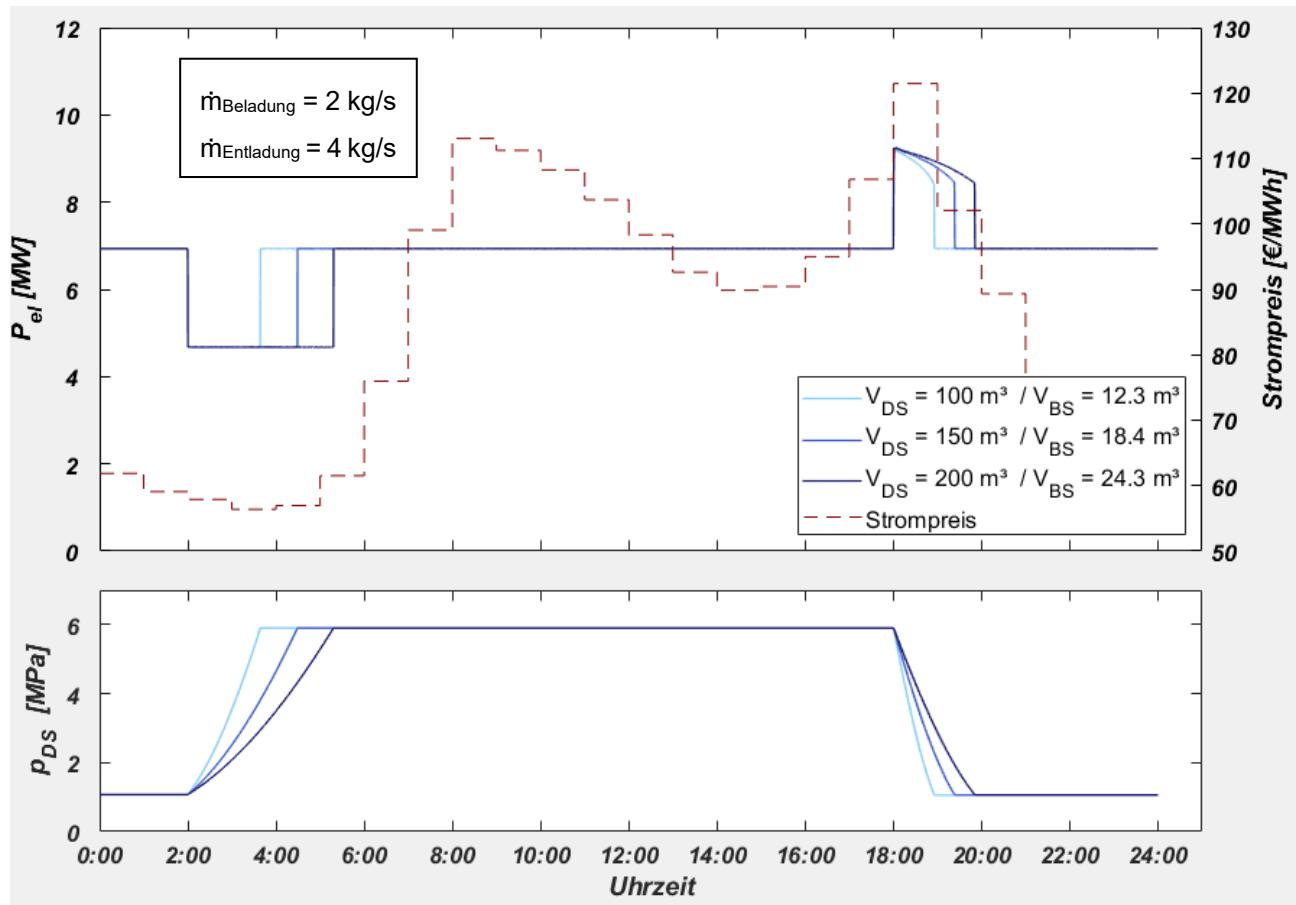


Abbildung 31: Beispielhafter Betrieb im Day-Ahead Markt mit unterschiedlichen Speichergrößen

Durch die Umverteilung der Erzeugung von Zeiten mit niedrigen zu Zeiten mit hohem Strompreis generiert zusätzliches Einkommen. Jedoch reduziert sich die Stromerzeugung aufgrund von Speicherverlusten. Die meisten BMHKWs werden mit einer Einspeisevergütung (ESV) betrieben. Für die folgende Bewertung wurde eine ESV von 100 €/MWh angenommen. Im Grundlastbetrieb erzeugt nur die Hauptturbine Strom (Q_{HT}). Bei Entladung des Speichersystems wird zusätzlich Strom durch die Speicherturbine erzeugt (Q_{ST}). Durch den Verkauf des Stromes zu höheren Preisen wird zusätzliches Einkommen (ZE) generiert.

$$\text{Einkommen Standard} = \text{ESV} * Q_{HT}$$

$$\text{Einkommen Flexibel} = \text{ESV} * (Q_{HT} + Q_{ST}) + \text{ZE}$$

Tabelle 24 stellt die Ergebnisse für verschiedene Fälle im Day-Ahead-Markt dar. Es wurden Tage mit niedrigen (DL), mit durchschnittlichen (DA) und hohen (DH) Strompreisen betrachtet.

Tabelle 24: Einkommen im Day-Ahead Markt mit einer ESV von 100 €/MWh

Preistrend	Größe Dampf-speicher	Größe Beton-speicher	Einkommen Standard (ESV)	Einkommen Flexibel (ESV)	Einkommen Flexibel (ZE)	Differenz
DA	100 m ³	12 m ³	16.643 €	16.242 €	32 €	-388 €
DL	100 m ³	12 m ³	16.643 €	16.442 €	0 € (*327 €)	138 €
DH	100 m ³	12 m ³	16.643 €	16.442 €	98 €	-88 €
DH	150 m ³	18 m ³	16.643 €	16.350 €	144 €	-147 €
DH	200 m ³	24 m ³	16.643 €	16.255 €	195 €	-192 €

In jedem untersuchten Fall war das Einkommen im flexiblen Betrieb aufgrund von Speicherverlusten niedriger als im Normalfall. Die zusätzlichen Einnahmen (ZE) konnten nur einen Teil der Verluste mitigieren. Im mittleren Preistrend (DA) konnten nur 8 % (32 €) des gesamten Erlösverlustes durch zusätzliche Erlöse auf den Märkten (ZE) gedeckt werden.

Im Fall mit niedrigem Strompreis (DL) wurde kein zusätzliches Einkommen (ZE) erzielt. Dabei handelte es sich um einen Spezialfall. Durch die Reduktion der Stromerzeugung bei negativen Strompreisen konnten Kosten in Höhe von 327 € vermieden werden.

In den Hochpreisphasen (DH) konnte etwa die Hälfte des Defizits durch die zusätzlichen Einnahmen gedeckt werden. Größere Speichersysteme verschlechterten die Wirtschaftlichkeit. Grund hierfür war, dass die zusätzliche Kapazität nicht vollständig zu Zeiten hohen Strompreises entladen werden konnte.

Diese Berechnungen zeigten, dass der Preisunterschied zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Preis einen erheblichen Einfluss hat. In DA betrug die Differenz 21,67 €/MWh, in DH 65,09 €/MWh und in DL 117,32 €/MWh. Es bestand eine Korrelation zwischen dieser Spanne und dem Gesamtdefizit. Je größer das Defizit ist, desto mehr Einnahmen konnten auf dem Markt erzielt werden, wodurch die Verluste verringert werden.

Zusätzlich ist auch die Höhe der Einspeisevergütung entscheiden für die Wirtschaftlichkeit des Speichersystems. In der obigen Tabelle wurde mit einer ESV von 100 €/MWh kalkuliert. Bei höherer ESV wird die Differenz zwischen flexiblen und normalen Betrieb vergrößert.

Im Gegensatz zum Day-Ahead-Markt sind die Intraday-Preise nicht im Voraus bekannt. Anstelle eines Fahrplans wurde ein Mindestpreis für die Entladung ($EP_{min,entladen}$) und ein Maximalpreis für die Ladung ($EP_{max,beladen}$) festgelegt. Lade- und Entladevorgänge wurden eingeleitet, wenn der Marktpreis diese Grenzen erreichte. Damit konnte eine feste Mindestpreisdifferenz zwischen Be- und Entladung garantiert werden.

Abbildung 32 zeigt einen beispielhaften flexiblen Betrieb am Intraday Markt. Unterschritt der Strompreis 50 €/MWh wurde Beladen, während bei über 100 €/MWh Entladen wurde. Es wurden verschiedene Massenströme simuliert. Höhere Massenströme reduzierten die Effizienz des Speichersystems, jedoch konnte in bestimmten Fällen mehr Dampf zwischengespeichert werden.

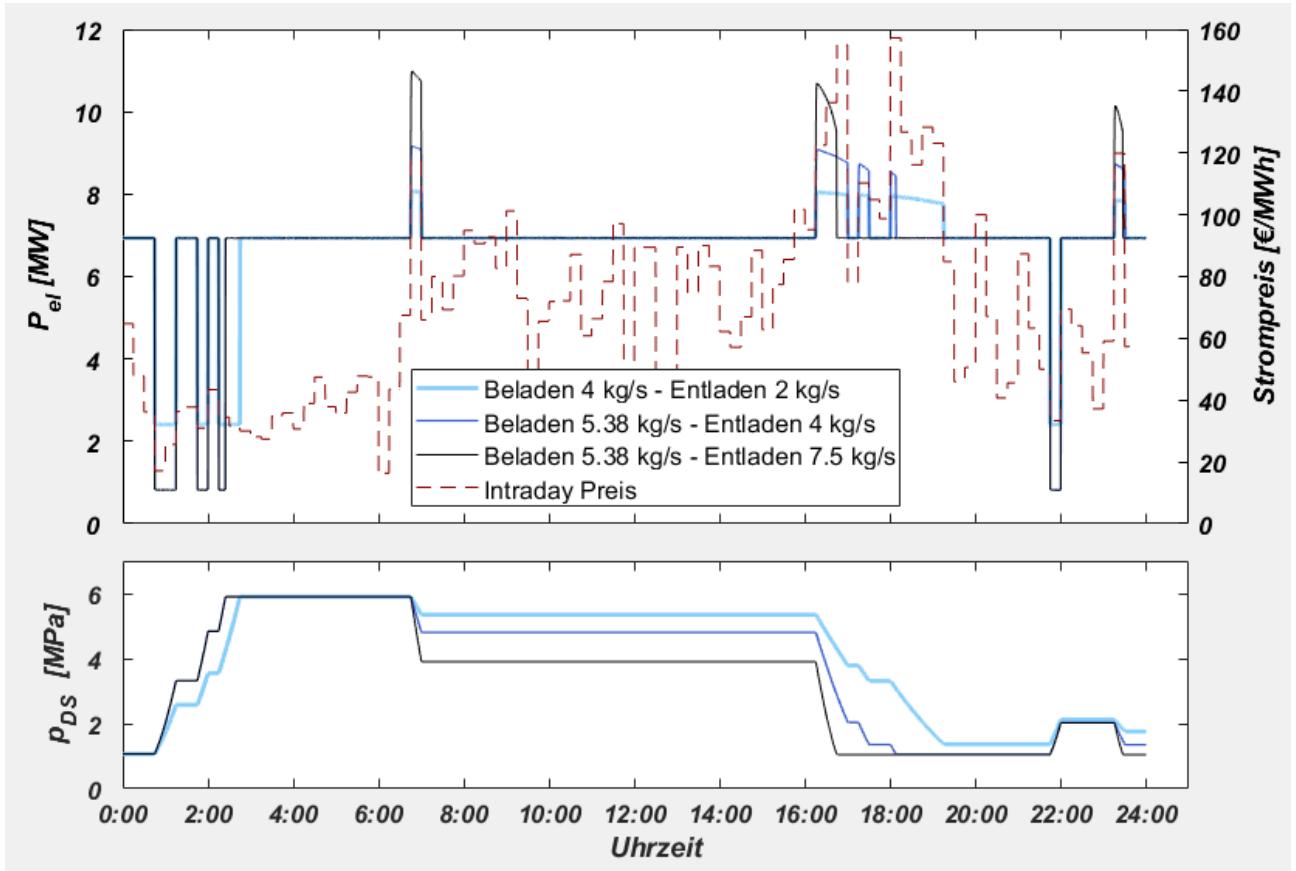


Abbildung 32: Flexibler Betrieb am Intraday-Markt

Es wurden zwei verschiedene Szenarien am Intraday-Markt betrachtet. Zum einen wurde ein Fall mit sehr hohen Preisen (IM) bewertet. Zum anderen ein Fall mit durchschnittlichen Preisen (IA) am Markt. Tabelle 25 zeigt eine Parameterstudie im Fall mit hohen Strompreisen am Markt.

Tabelle 25: Einkommen am Intraday-Markt mit hohen Strompreisen (IM) - ESV = 100 €/MWh

Preis-trend	Größe Dampf-speicher	Größe Beton-speicher	$\dot{m}_{\text{Beladen}} / \dot{m}_{\text{Entladen}}$	Einkommen Standard (ESV)	Einkommen Flexibel (ESV)	Einkommen Flexibel (ZE)	Differenz
IM	100 m ³	12 m ³	2 / 4 kg/s	16.643 €	16.451 €	392 €	200 €
IM	100 m ³	12 m ³	2 / 7,5 kg/s	16.643 €	16.442 €	348 €	147 €
IM	150 m ³	18 m ³	2 / 4 kg/s	16.643 €	16.353 €	596 €	306 €
IM	150 m ³	18 m ³	2 / 7,5 kg/s	16.643 €	16.344 €	584 €	286 €

Das größere Speichersystem erzielte bessere Resultate. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in Hochpreiszeiten mehr Strom erzeugt und verkauft wurde. Aufgrund des abnehmenden Wirkungsgrades bei höheren Massenströmen war die Differenz zwischen Grundlast- und flexiblem Betrieb hier schlechter, auch wenn die Auslastung des Speichers und damit die Strommenge höher waren. Im Vergleich zum Day-Ahead-Markt konnte mit einem flexiblen Betrieb ein höheres Einkommen erzielt werden.

In Tabelle 26 wurde der zweite Fall mit durchschnittlichen Strompreisen am Intraday-Markt dargestellt.

Tabelle 26: Einkommen am Intraday-Markt mit durchschnittlichen Strompreisen (IA) - ESV = 100 €/MWh

Preis-trend	Größe Dampf-speicher	Größe Beton-speicher	$\dot{m}_{\text{Beladen}} / \dot{m}_{\text{Entladen}}$	Einkommen Standard (ESV)	Einkommen Flexibel (ESV)	Einkommen Flexibel (ZE)	Differenz
IA	100 m ³	12 m ³	2 / 4 kg/s	16.643 €	16.404 €	178 €	-61 €
IA	100 m ³	12 m ³	2 / 7,5 kg/s	16.643 €	16.392 €	148 €	-103 €
IA	100 m ³	12 m ³	4 / 7,5 kg/s	16.643 €	16.372 €	164 €	-103 €
IA	150 m ³	18 m ³	4 / 2 kg/s	16.643 €	16.239 €	240 €	-163 €
IA	150 m ³	18 m ³	5,38 / 4 kg/s	16.643 €	16.245 €	273 €	-125 €
IA	150 m ³	18 m ³	5,38 / 7,5 kg/s	16.643 €	16.245 €	264 €	-124 €

Zeile 2 und 3 kamen auf ein identisches Gesamtdefizit. Obwohl die dritte Simulation einen geringeren Wirkungsgrad hatte, konnte durch die höhere Speicherauslastung mehr zusätzliches Einkommen erzielt werden. Daher muss sowohl die Effizienz als auch die Auslastung für eine Ertragsoptimierung betrachtet werden. Die Ergebnisse des größeren Speichers (Zeile 4 – 6) zeigten einen weiteren wichtigen Effekt. Die Option mit der besten Speichereffizienz (Zeile 4) hatte das größte Defizit, während die anderen beiden Simulationen zu einem ähnlichen Ergebnis kamen. Die geringe Auslastung des Speichers führte zu diesem Resultat. Zusammenfassend zeigte der Intraday-Markt ein höheres Potenzial für die Wirtschaftlichkeit des Speichersystems. Aufgrund der höheren Preisspanne und der Möglichkeit den Einsatz des Speichers zu optimieren, bietet dieser Markt zusätzliche Vorteile. Auch im Intraday-Markt hat die Höhe der Einspeisevergütung einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Speichersystems.

Bei Betrachtung der Einnahmen wies der Intraday-Markt ein höheres Potenzial als der Day-Ahead-Markt auf. Dennoch wurde auch hier ein Defizit im Vergleich zum Ist-Zustand erreicht. Der Betrieb auf dem Intraday-Markt ist aufgrund der Unsicherheiten der Marktpreise schwieriger. Die Optimierung der Regelsignale (EP_{\max} ; EP_{\min}) ist selbst mithilfe von Prognosen schwierig und eine Optimierung des Betriebsplan ähnlich zum Day-Ahead-Markt kann nicht erreicht werden.

Andererseits waren das Erlöspotenzial und die Anzahl der Speicherzyklen an einem Tag höher als auf dem Day-Ahead-Markt. Durch die schnelle Reaktionsfähigkeit des Speichersystems ist ein Betrieb am Intraday-Markt möglich. Obwohl der planbare Betrieb am Day-Ahead-Markt Vorteile mit sich bringt, war die Speichernutzung wichtiger. Am Intraday-Markt konnten durch die kürzeren Zeitslots und die volatileren Preise mehr Be- und Entladezyklen durchgeführt werden, wodurch die Speichernutzung höher war. Jedoch führten die größere Anzahl an Anfahrvorgänge, sowie der wenige effiziente Teillastbetrieb zu zusätzlichen Verlusten.

Es wurde gezeigt, dass ein marktgefördeter Betrieb möglich ist. Es wurden Betriebsmöglichkeiten auf dem Day-Ahead und Intraday-Markt vorgestellt. In vielen Fällen brachte der flexible Betrieb jedoch keinen wirtschaftlichen Vorteil. Hauptursache für den wirtschaftlichen Nachteil im flexiblen Betrieb war die hohe Einspeisevergütung, die jede Verringerung der Stromproduktion (aufgrund von Speicherverlusten) bestrafte. Auch wenn ein marktgefördeter Betrieb das Stromnetz positiv beeinflusst, werden derzeit die Kosten nicht vom Markt gedeckt. Für eine wirtschaftliche Implementierung des Speichersystems müssen zusätzliche Anreize zur Bereitstellung flexibler Kraftwerksleistung eingeführt werden.

4.4 Kostenanalyse

Basierend auf den zuvor vorgestellten Ergebnissen wurden Investitionskosten für größer skalierte Speichersysteme ermittelt. Die Kosten für die Speicherturbine hängen vom Druckniveau, Dimension, Gegendruck und weiteren Parametern ab, weshalb die angegebenen Kosten nur ein grober Richtwert sind und eine detaillierte Kalkulation für solche Speichersysteme erforderlich ist. Die zusätzlichen Kosten für Rohre, Ventile und Installation wird mit 20 % der Gesamtinvestitionskosten bewertet. Tabelle 27 stellt die spezifischen Investitionskosten der Speicherkomponenten dar.

Tabelle 27: spezifische Investitionskosten der Speicherkomponenten

Komponente	spezifische Investitionskosten
Betonspeicher	1.500 – 2.000 €/m ³ [2]
Dampfspeicher	7.000 – 8.200 €/m ³ [3]
Dampfturbine + Generator	570 – 970 €/MW [4]
Zusätzliche Kosten	20 % der gesamten Investitionskosten

Tabelle 28 schätzt die Investitionskosten für drei verschiedene Speicherkonfigurationen ab. Die Kosten für die Speicherturbine werden separat vorgestellt. Es zeigt, dass die Kosten für den Dampfspeicher einen Großteil der Gesamtkosten ausmachen. Der Betonspeicher spielt in den Gesamtkosten eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 28: Abschätzung Investitionskosten für das Speichersystem

Dampf-speicher	Beton-speicher	Kosten Dampfspeicher	Kosten Betonspeicher	Zusätzliche Kosten	Investitions-kosten
50 m ³	6,2 m ³	350 – 410 k €	9,3 – 12,4 k €	72 – 84 k €	431 – 506 k €
100 m ³	12,3 m ³	700 – 820 k €	18 – 25 k €	144 – 169 k €	862 – 1.014 k €
150 m ³	18,4 m ³	1.050 – 1.230 k €	28 – 37 k €	216 – 253 k €	1.294 – 1.520 k €

Tabelle 29 berechnet die Kosten für eine zusätzliche Speicherturbine. Die Investitionskosten werden dadurch teilweise vervierfacht. Im Normalfall sind Dampfturbinen bis zu 8.000 h/a im Betrieb, weshalb die Investitionskosten so hoch sind. Um die Kosten zu senken könnten gebrauchte Turbinen zum Einsatz kommen, da die jährlichen Betriebsstunden mit unter 1.000 h/a relativ gering ausfallen. Wie zuvor erläutert, könnte bei Anlagenstandorten, die Wärmenetze und Industrieabnehmer versorgen, mithilfe von Sektorkopplung die Speicherturbine wegfallen, wodurch sich die Investitionskosten drastisch senken. Jedoch reduziert sich dadurch auch die Höhe der Netzentlastung.

Tabelle 29: Kosten für eine Speicherturbine

$\dot{m}_{\text{Entladen}}$	$P_{\text{ST,max}}$	Investitionskosten (inkl. zusätzlicher Kosten)
2 kg/s	1,1 – 1,2 MW	744 – 1.386 k €
4 kg/s	2,1 – 2,3 MW	1.452 – 2.693 k €
7,5 kg/s	3,8 – 4,2 MW	2.590 – 4.830 k €

Tabelle 30 zeigt die Amortisationszeit des Speichersystems in Szenario 2. Die Gesamtinvestitionskosten belaufen sich auf etwa 4,4 Millionen €. Durch Implementierung des Speichersystems konnte eine theoretische maximal zusätzliche Stromerzeugung von 3.238 MWh identifiziert werden. Die Speicherverluste beliefen sich auf 619 MWh. Es wurden mit zusätzlichen Verlusten durch Teillastbetrieb der Hauptturbine und anderen Umständen von 25 % gerechnet. Insgesamt ergibt sich eine zusätzliche Stromerzeugung im Best-Case von 1.809 MWh. Dieser Wert wird in der Realität voraussichtlich nicht erreicht. Bei einer Einspeisevergütung von 100 €/MWh ergibt sich eine Amortisationszeit von 24,5 Jahren. Dieser Fall geht jedoch davon aus, dass kein zusätzlicher Gewinn durch Verschiebung der Erzeugung in Zeiträume mit hohen Strommarktpreisen generiert wird. Auch wenn in Kapitel 4.3 gezeigt wurde, dass nur vereinzelt die Speicherverluste kostenmäßig kompensiert werden konnten, so reduzierte sich das Defizit durch Verkauf des Stromes zu höheren Marktpreisen.

Tabelle 30: Amortisation Speichersystem in Szenario 2

Kosten Dampfspeicher 150 m ³	1.100.000 €
Kosten Betonspeicher 18 m ³	30.000 €
Kosten Turbine	3.000.000 €
Zusätzliche Kosten	300.000 €
Kosten Gesamt	4.430.000 €
Zusätzlich erzeugter Strom	3.238 MWh
Speicherverluste	619 MWh
zusätzliche Verluste (25 %)	810 MWh
Summe Stromerzeugung	1.809 MWh
Einspeisevergütung	100 €/MWh
Zusätzliches Einkommen	180.900 €
Amortisation	24,49 a

B. Verwertung

a) Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen

Im Vorhaben KomBlo sind keine Schutzrechtsanmeldungen erfolgt.

b) Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende

Bei dem entwickelten Speichersystem handelte es sich um einen Prototyp, der am Biomasse-Heizkraftwerk in Pfaffenhofen entwickelt und getestet wurde. Die Entwicklung und Konzeption wurden in AP 1 behandelt. In AP2 wurde ein Simulationsmodell bestehend aus einem Dampfspeicher-, Betonspeicher- und Turbinenmodell erstellt. Mithilfe dieser Simulation und den vorhandenen Datendes Kraftwerks und des Stromnetzbetreibers wurden in AP 4 die Auswirkungen auf das lokale Stromnetz untersucht. In AP 3 wurde das Speichersystem vor Ort untersucht und mit den gewonnenen Messdaten das Simulationsmodell validiert. Zusammengefasst ist das Simulationsmodell funktionstüchtig und hat eine Genauigkeit von < 10 %. Die energetische Netzentlastung im Vergleich zum derzeitigen Zustand lag bei etwa 3 %. Durch die gewonnene Flexibilität aufgrund des Speichersystems kann das Kraftwerk die Stromerzeugung erhöhen (Szenario 2). Die jährlich erzeugte Strommenge des Kraftwerks könnte dabei um bis zu 8 % höher ausfallen, wodurch sich die Netzentlastung auf fast 10 % steigert. Wirtschaftlich ist das Speichersystem im heutigen Markt nur in speziellen Fällen. Für die Wirtschaftlichkeit sind zusätzliche Anreize zur Bereitstellung von flexibler Kraftwerksleistung nötig.

c) Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten nach Projektende

Die wissenschaftlichen Arbeiten stellen zum einen die Grundlage für weitere wissenschaftliche Projekte mit Industriepartnern dar und tragen zum anderen einen großen Teil zur technischen und wissenschaftlichen Kompetenzerweiterung von InES und den Projektpartnern bei. Diese vertiefte Kompetenz kann als Grundlage für die Umsetzung und den Aufbau von Pilotanlagen dienen.

Im Bereich der Solarindustrie hat die intensive Betrachtung von Dampfspeichern zu einem regelrechten Entwicklungssprung geführt. Eine ähnliche Entwicklung ist im Bereich der Bioenergie ebenfalls zu erwarten. Aufgrund des Erfahrungsgewinns durch die detaillierte Betrachtung kann das InES eine Vorreiterrolle im Bereich der modernen Dampfspeicherforschung einnehmen. Diese Chance bestand mit dem hier vorgeschlagenen Projekt insbesondere deshalb, weil dieses Konzept in der wissenschaftlichen Landschaft derzeit kaum betrachtet wird.

Auch die Untersuchung eines Netzgebiets mit einem verhältnismäßig hohen Zubau an erneuerbaren Energien konnte vollkommen neue Bewertungsmaßstäbe und Ansichten generieren und so die Möglichkeit bieten, unbegrenzt große Kombikraftwerke aus allen im Netzgebiet verfügbaren Stromerzeugern und ggf. auch Verbrauchern zu erstellen.

d) Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Das Institut für neue Energie-Systeme der Technischen Hochschule Ingolstadt beabsichtigt die in diesem Projekt entwickelten Simulationsmodelle und durch Messtechnik erfassten Daten für weitere Optimierungsschritte zu verwenden. Das Verhalten der Testanlage im realen Betrieb hat Aufschluss über weitere mögliche Produktvarianten und Einsatzgebiete geliefert. Auch die genaue Erfassung und Bewertung des Netzgebietes Pfaffenhofen konnte hierzu beitragen.

Das InES plant weitere Projekte in den Bereichen Bioenergie, Sektorenkopplung und dem Ausgleichen des Energiesystems:

- neue Technologieprojekte in den Bereichen der Bioenergie- und Energiesystemtechnik
- weiterer Ausbau seiner Kompetenzen und seiner Dienstleistungsfähigkeit im Bereich der Kombikraftwerke,
- Beitrag zur Entwicklung des Energiesystems im Sinne der deutschen Energiewende,
- Beitrag zur Entwicklung des Energiesystems Deutschlands (Energiewende) im nationalen und europäischen Kontext (Jahr 2019 - 2050),
- langfristiger Transfer der Projektergebnisse auf eine Vielzahl von ländlichen Netzstrukturen so-wie Verteilnetze in Deutschland,
- Unterstützung für Entscheidungsträger,
- projektübergreifende Verwertungsmaßnahmen und Öffentlichkeitsarbeit,
- Konzepte zur bedarfsgerechten Stromerzeugung mit Bioenergieanlagen (Ausgleich fluktuierende Energieerzeuger),
- Grundlage für Investitionsentscheidungen von Betreibern von Biomasse-HKW in zukünftigen Zeiträumen (Stützjahre 2030, 2040 und Zieljahr 2050),
- Verdeutlichen der technologischen Einflussparameter auf den Beitrag der energetischen Bio-massenutzung.

Die Anschlussfähigkeit der Projektpartner ist V.1 mit den wirtschaftlichen Erfolgsaussichten gleichzusetzen.

C. Erkenntnisse von Dritten

Es sind keine relevanten Ergebnisse bekannt geworden.

D. Veröffentlichungen

Im Rahmen des Vorhabens entstanden bis dato keine Veröffentlichungen. Nach Projektabschluss sind Veröffentlichungen in verschiedenen Fachzeitschriften geplant.

III. Literaturverzeichnis

- [1] UMWELTBUNDESAMT: *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2021*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2021>. – Aktualisierungsdatum: 2023-04-20 – Überprüfungsdatum 2023-04-20
- [2] HOFFSTEDE, U.: *FlexHKW - Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken*, 2013
- [3] STARK, Matthias ; CONTI, Fosca ; SAIDI, Abdessamad ; ZÖRNER, Wilfried ; GREENOUGH, Rick: *Steam storage systems for flexible biomass CHP plants - Evaluation and initial model based calculation*. In: *Biomass and Bioenergy* 128 (2019), S. 105321
- [4] *Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series: Thermal Energy Storage* (2020). URL <https://www.osti.gov/biblio/1734455>, journal =