

Technisch-wirtschaftliche Analyse von Kleinstpumpspeichersystemen mit Pumpe-als-Turbine

Florian Julian Lugauer

Vollständiger Abdruck der vom TUM Campus Straubing für Biotechnologie und Nachhaltigkeit der Technischen Universität München zur Erlangung eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)
genehmigten Dissertation.

Vorsitz: Prof. Dr. Cordt Zollfrank

Prüfende der Dissertation:

1. Prof. Dr. Josef Kainz
2. Prof. Dr.-Ing. Matthias Gaderer

Die Dissertation wurde am 07.03.2024 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch den TUM Campus Straubing für Biotechnologie und Nachhaltigkeit am 13.09.2024 angenommen.

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit am Fachgebiet Energietechnik unter der Leitung von Herrn Professor Dr. Josef Kainz. Für seine fachliche und persönliche Betreuung möchte ich mich an dieser Stelle herzlich bedanken. In meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter und Doktorand konnte ich mich nicht nur fachlich, sondern auch persönlich weiterentwickeln, woran Prof. Kainz einen großen Anteil hat. Auch möchte ich mich beim Team des Fachgebiets herzlich bedanken, der Teamassistentin Frau Meindl sowie meinen Kollegen Härtl, Schell und Sun. Auch wenn meine Aufgaben nicht immer leicht zu bewältigen waren, war es für mich zu jeder Zeit (auch in schwierigen) eine Freude, mit diesem Team zu arbeiten. Herrn Professor Matthias Gaderer danke ich herzlich für die Übernahme der Zweitbetreuung dieser Promotion sowie für seine Unterstützung. Professor Dominik Grimm danke ich dafür, dass er mir zu jeder Zeit als Mentor zur Seite stand. Diese Arbeit und insbesondere die Messungen entstanden als Teil eines Kooperationsprojekts mit den Unternehmen Herborner Pumpen GmbH und dem Ingenieurbüro Pfeffer aus Regen. Hier möchte ich mich ganz besonders bei Christoph Pfeffer und Herrn Nils Reeh für die tatkräftige Unterstützung bedanken. Zudem möchte ich mich in diesem Zuge bei Herrn Ortmüller für die fachliche Unterstützung und bei Herrn Korupp für die Kooperation bedanken. Auch möchte ich mich bei den Firmen Alvenius und Lausser für die Unterstützung beim Aufbau des Prüfstandes und der KSB AG für die Turbinenkennfelder bedanken. Zudem bedanke ich mich bei der Familie Astl des Berggasthofs Astl, hier besonders bei Herrn Bernhard Astl für die Zusammenarbeit. Auch bedanke ich mich bei meiner Familie, meiner Mutter und meinem Stiefvater für die Unterstützung, den zweiten Bildungsweg einzuschlagen und diesen Weg bis hier zu beschreiten, und meinen Freunden, die mich auf dem Weg zu dieser Arbeit immer unterstützten. Ein ganz besonderer Dank geht an meine Frau Michaela für ihre Unterstützung. Sie durfte alle Höhen und Tiefen miterleben und war stets mein Fels in der Brandung.

Herzlichen Dank an alle, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben!

Anmerkung:

Grafiken und Abbildungen in der vorliegenden Arbeit sind überwiegend eigene Darstellungen. Grafiken von anderer Quelle, wie Energy-Charts.info und BDWE, dürfen in dieser Arbeit mit Genehmigung vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE bzw. des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. verwendet werden und sind durch die entsprechenden Zitate gekennzeichnet. Ein Teil der Ergebnisse dieser Promotion ist bereits in zwei Veröffentlichungen eingeflossen. Dazu zählt ein Teil der Inhalte der Kapitel 6.1 und 6.2. Bei den Publikationen handelt es sich um einen Artikel mit dem Titel „Techno-Economic Efficiency Analysis of Various Operating Strategies for Micro-Hydro Storage Using a Pump as a Turbine“, erschienen in der 2. Ausgabe des 14. Bandes des Open-Access-Journals MDPI-Energies, sowie um einen Artikel mit dem Titel „Roadmap to Profitability for a Speed-Controlled Micro-Hydro Storage System Using Pumps as Turbines“, erschienen in der 2. Ausgabe des 14. Bandes des Open-Access-Journals MDPI-Sustainability.

Zusammenfassung

Speichertechnologien sind ein zunehmend bedeutendes Element für einen weiteren Ausbau von erneuerbarer Energieerzeugung. Ein dezentral eingesetztes Mikropumpenspeicherkraftwerk kann die Netzbelastung reduzieren und einen weiteren Ausbau von erneuerbarer Energien unterstützen. In dieser Arbeit werden unter anderem vorteilhafte Standortigenschaften, die optimale Betriebsstrategie sowie Auswirkungen von Energiepreisen auf einen wirtschaftlichen Betrieb eines Mikropumpenspeichersystems (MPS) ermittelt und bewertet. Die Bewertung erfolgt mit Hilfe eines dafür entwickelten Simulationsmodells auf der Basis von Pumpen- und Turbinenkennfeldern, die entweder vom Hersteller vorgegeben, nach in der Literatur beschriebenen Verfahren berechnet oder durch Ähnlichkeitsgesetze erweitert werden. Auf Basis des Simulationsmodells wird ein Optimierungsansatz zur Bestimmung idealer Standorte entwickelt. Zudem wird der Aufbau eines Prüfstands beschrieben, an dem Turbinenkennfelder vermessen sowie die Auswirkungen einer Beschichtung von Laufrädern auf den Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb untersucht wurden. Bewertet werden unter anderem die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften von Mikropumpenspeichern mit 11 aussichtsreichen Pumpen als Turbinen, die für verschiedene Erzeugungs- und Lastszenarien untersucht werden. Der Fokus liegt auf der Untersuchung zweier wirtschaftlicher Konzepte: Das erste geht davon aus, dass ein kleiner Betrieb (z.B. ein Milchviehhalter) seinen Stromverbrauch aus dem Netz reduziert, indem er den von einer Photovoltaikanlage erzeugten Strom in einem MPS mit einer Pumpe als Turbine speichert. Beim zweiten Konzept wird die direkte Teilnahme des MPS am Strommarkt untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass aufgrund der hohen spezifischen Kosten Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 22 kW und einer Förderhöhe von mehr als ca. 70 m am wirtschaftlichsten sind. Eine weitere Erhöhung der Fallhöhe bringt allerdings kaum mehr Vorteile aus wirtschaftlicher Sicht und erfordert den Einsatz von mehrstufigen Kreiselpumpen, was zu höheren Investitionskosten und geringfügig schlechteren Wirkungsgraden führen kann. Als wirtschaftlich sinnvollste Betriebsstrategie wurde die Drehzahlregelung identifiziert, die zwar erhöhte Investitionskosten mit sich bringt, aber einen Teillastbetrieb ermöglicht und einen besseren Gesamtwirkungsgrad erreicht. Durch Optimierung des Systems auf die höchste Rentabilität werden im günstigsten Fall Stromgestehungskosten (LCOE) von 29,2 €Cents/kWh und ein Gesamtspeicherwirkungsgrad von ca. 42 % erreicht. Abschließend werden, um die Ergebnisse des MPS besser einordnen zu können, diese mit in direkter Konkurrenz stehendem Batteriespeicher verglichen.

Abstract

Storage technologies are an increasingly important element for the further expansion of renewable energy generation. A decentralized micro pumped storage power plant could reduce the load on the grid and support the further expansion of renewable energies. In this work, among other things, advantageous site conditions, the optimal operating strategy and the effects of energy prices on the economic operation of a micropump storage system (MPS) are determined and evaluated. The evaluation is based on a simulation model developed for this purpose on the basis of pump and turbine characteristics, which are either specified by the manufacturer, calculated according to methods described in the literature or extended by similarity laws. An optimization approach for determining ideal locations is developed on the basis of the simulation model. In addition, the construction of a test rig is described, on which turbine maps were measured and the effects of a coating of impellers on the efficiency in turbine operation were investigated. Among other things, the technical and economic properties of micro-pump storage systems with 11 promising pumps as turbines, which are examined for various generation and load scenarios, are evaluated. The focus is on the investigation of two economic concepts: The first assumes that a small farm (e.g. a dairy farmer) reduces its electricity consumption from the grid by storing the electricity generated by a photovoltaic system in an MPS with a pump as a turbine. The second concept examines the direct participation of the MPS in the electricity market. The results show that, due to the high specific costs, systems with a nominal output of more than 22 kW and a head of more than approx. 70 m are the most economical. However, a further increase in head then brings hardly any more advantages from an economic point of view and requires the use of multi-stage centrifugal pumps, which can lead to higher investment costs and slightly poorer efficiencies. Speed control was identified as the most economically viable operating strategy, which involves higher investment costs but enables partial load operation and achieves better overall efficiency. By optimizing the system for the highest profitability, a levelized cost of energy (LCOE) of 29.2 € cents/kWh and an overall storage efficiency of around 42 % are achieved in the best case. Finally, in order to be able to better classify the results of the MPS, these are compared with directly competing battery storage systems.

Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Vorwort.....	II
Zusammenfassung.....	III
Abstract.....	IV
Inhaltsverzeichnis	V
Formelzeichen und Abkürzungen	VIII
1 Einleitung.....	1
2 Zielsetzung, Methodik und Struktur der Arbeit.....	3
3 Grundlagen und Stand der Technik.....	6
3.1 Pumpe-als-Turbine	6
3.1.1 Funktion der Pumpe-als-Turbine anhand der Kreiselpumpe	6
3.1.2 Wirkungsgrade und Verluste	8
3.1.3 Pumpen und Turbinenkennfelder	9
3.2 Elektrische Komponenten	9
3.2.1 Motor & Generator	9
3.2.2 Frequenzumrichter	12
3.3 Das Mikropumpspeicherkraftwerk.....	12
3.3.1 Pumpspeicherkraftwerke.....	13
3.3.2 Betriebsarten eines Mikro-Pumpspeicher-Kraftwerks.....	14
3.4 Der Batteriespeicher	16
3.5 Technische Berechnungsgrundlagen.....	19
3.6 Wirtschaftliche Berechnungsgrundlagen.....	22
3.6.1 Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI 2067	22
3.6.2 Berechnung der Stromgestehungskosten Levelized Cost of Electricity	24
3.7 Energiewirtschaftliche Grundlagen des deutschen Stromsektors	25
3.7.1 Stromhandel in Deutschland	25
3.7.2 Vermarktung ausgeförderter EEG-Anlagen.....	27
3.8 Aktueller Forschungsstand zum Thema Kleinstpumpspeicher und Pumpe-als-Turbine	28
4 Ermittlung der Kennfelder von Kreiselpumpen	30
4.1 Vermessung von Kennfeldern am Prüfstand	30

4.1.1	Aufbau.....	30
4.1.2	Messgeräte	34
4.1.3	Durchführung von Messungen	37
4.1.4	Auswertung der Messdaten.....	38
4.1.5	Gemessene Turbinenkennfelder	39
4.1.6	Untersuchung einer möglichen Wirkungsgradsteigerung durch beschichtete Laufräder am Beispiel der Herborner FL080210	44
4.2	Berechnung von Turbinenkennfeldern	46
4.2.1	Berechnung der Kenndaten der Turbine bei Nenndrehzahl	46
4.2.2	Erweiterung von Turbinenkennfeldern.....	49
5	Das Simulationsmodell.....	51
5.1	Betrachtetes System und Systemgrenzen	51
5.2	Inputs und Basisdaten	52
5.3	Programmablauf der Mikro-Pumpspeicher-Simulation.....	53
5.4	Finden des optimalen Standorts	55
5.5	Programmablauf der Batteriespeicher-Simulation.....	56
5.6	Programmablauf bei Teilnahme am Strommarkt.....	57
6	Ergebnisse und Diskussion	58
6.1	Ermittlung der optimalen Betriebsstrategie	58
6.1.1	Vergleich der technischen Kennzahlen	59
6.1.2	Vergleich der wirtschaftlichen Kennzahlen	60
6.1.3	Sensitivitätsanalyse und Vergleich der verschiedenen Betriebsarten bei steigenden Energiebezugskosten.....	63
6.1.4	Fazit der Betriebsweisen	65
6.2	Leitfaden zur Wirtschaftlichkeit des Eigenstromkonzepts	66
6.2.1	Untersuchte Pumpen	67
6.2.2	Spezifische Investitionskosten	67
6.2.3	Auswirkung der Steigung auf die Wirtschaftlichkeit	70
6.2.4	Simulationsergebnisse für identische Skalierungsfaktoren für Last- und PV-Profil.....	71
6.2.5	Simulationsergebnisse für verschiedene Skalierungsfaktoren für Last- und PV-Profil am Beispiel der KSB 8065200.....	76
6.2.6	Einsatz von mehrstufigen Kreiselpumpen	79
6.2.7	Möglicher Einsatz einer Pelton-Turbine anstelle einer Pumpe-als-Turbine.....	82

6.2.8	Zwischenfazit des Leitfadens	83
6.3	Direkter Vergleich des Mikro-Pumpspeicher-Kraftwerks mit einem Batteriespeicher.....	86
6.3.1	Ausgangsdaten	86
6.3.2	Vergleich der Levelized Cost of Electricity des Batteriespeichers mit den Levelized Cost of Electricity des MPS	87
6.3.3	Auswirkungen des entgangenen Gewinns auf den Batteriespeicher im Vergleich mit dem Mikro-Pumpspeicher-Kraftwerks.....	89
6.3.4	Auswirkungen der spez. Investitionskosten des Batteriespeichers auf die Levelized Cost of Electricity.....	89
6.3.5	Vergleich der Äquivalenzzyklen des Batteriespeichers mit dem Mikro-Pumpspeicher-Kraftwerks	91
6.3.6	Auswirkungen der Ladebegrenzung.....	92
6.3.7	Zwischenfazit des Vergleichs eines Batteriespeichers mit einem Mikropumpspeicher.....	94
6.4	Auswirkung von Schwankungen am Spotmarkt auf die Wirtschaftlichkeit beim Eigenstromversorgungskonzept	95
6.4.1	Energiepreisentwicklung	95
6.4.2	Marktwerte (PV) in Relation zum Spotmarktpreis.....	100
6.4.3	Auswirkungen des möglichen Verkaufspreises auf die Levelized Cost of Electricity.....	102
6.4.4	Fazit: Auswirkung von Schwankungen am Spotmarkt auf die Wirtschaftlichkeit beim Eigenstromversorgungskonzept.....	103
6.5	Teilnahme des MPS am Strommarkt	103
6.5.1	Mögliches Szenario für die direkte Teilnahme am Strommarkt.....	107
6.5.2	Fazit: Einfluss der Energiepreisentwicklung auf die Wirtschaftlichkeit bei direkter Teilnahme des Mirko-Pumpspeicher-Kraftwerks am Strommarkt	109
7	Gesamtfazit.....	111
8	Literaturverzeichnis	114
	Abbildungsverzeichnis	123
	Tabellenverzeichnis.....	128
	Anhang	130

Formelzeichen und Abkürzungen

Symbol	Größe	Einheit
Griechische Zeichen		
ζ_{tot}	Dynamischer Verlustkoeffizient	(-)
η	Wirkungsgrad	(-)
$\eta_{B,E}$	Entladewirkungsgrad Batteriespeicher	(-)
η_{el}	Elektrischer Wirkungsgrad	(-)
$\bar{\eta}_{P,el}$	Mittlerer Pumpenwirkungsgrad	(-)
$\bar{\eta}_{T,el}$	Mittlerer Turbinenwirkungsgrad	(-)
η_{opt}	Wirkungsgrad im Bestpunkt	(-)
$\eta_{opt_{pump}}$	Optimaler Pumpenwirkungsgrad	(-)
η_q	Spezifische Drehzahl	(-)
η_T	Turbinenwirkungsgrad	(-)
η_{tot}	Gesamtwirkungsgrad	(-)
$\eta_{turb_{mech}}$	Mechanischer Wirkungsgrad	(-)
ρ	Dichte	(kg/m ³)
Indizes		
a	Annuitätsfaktor	(-)
A_B	Kosten für tatsächlichen Betrieb	(€)
A_{IN}	Kosten für Instandhaltung und Wartung	(€)
A_n	Barwiederbeschaffungswert	(€)
A_N	Jährliche Gesamtannuität	(€)
$A_{N,B}$	Jährliche Annuität der betriebsbedingten Kosten	(€)
$A_{N,E}$	Jährliche Annuität der Erlöse	(€)
$A_{N,K}$	Jährliche Annuität der Kapitalkosten	(€)
$A_{N,S}$	Jährliche Annuität der sonstigen Kosten	(€)
$A_{N,V}$	Jährliche Annuität der bedarfsbezogenen Kosten	(€)
b	Barwertfaktor	(-)
C_B	Nutzspeicherinhalt Batteriespeicher	(kWh)
C_{MPS}	Speicherinhalt Pumpspeicher	(kWh)
d_N	Nenndurchmesser	(m)
ES_t	Mögliche Erlöse aus Energieverkäufen	(€)
f_D	Darcy-Reibungsfaktor	(-)

f_q	Anzahl der Zuflüsse	(-)
g	Gravitationskonstante	(m/s ²)
H	Fallhöhe	(m)
H_{dyn}	Dynamischer Anteil	(m)
H_{geo}	Geodätische Fallhöhe	(m)
H_L	Fallhöhe im Leerlaufpunkt	(m)
H_m	Arithmetischer Durchschnittswert der Fallhöhe	(m)
H_N	Fallhöhe bei Nenndrehzahl	(m)
H_{opt}	Fallhöhe im Bestpunkt	(m)
H_P	Fallhöhe Pumpbetrieb	(m)
H_r	Fallhöhe entsprechend der jeweiligen Drehzahl	(m)
H_{stat}	Statischer Anteil	(m)
H_T	Fallhöhe Turbinenbetrieb	(m)
H_V	Verlusthöhe	(m)
i	Zinssatz	(-)
$I_{0,el}$	Investitionskosten der elektrischen Komponenten	(€)
$I_{0,oth}$	sonstige Investitionskosten	(€)
$I_{0,pump}$	Investitionskosten der Pumpe	(€)
$I_{0,stor}$	Investitionskosten des Speichers	(€)
$I_{0,thrott}$	Investitionskosten des Regelventils	(€)
$I_{0,tot}$	Gesamtinvestitionskosten	(€)
$K_{T,Trig}$	Spotmarktpreisschwelle Turbinenbetrieb	(€Cent/kWh)
$K_{P,Trig}$	Spotmarktpreisschwelle Pumpbetrieb	(€Cent/kWh)
$LCOE$	Levelized Cost Of Energy (Stromgestehungskosten)	(€Cent/kWh)
L_{pipe}	Rohrleitungslänge	(m)
M	Drehmoment	(Nm)
n	Drehzahl	(1/min)
n_N	Nenndrehzahl	(1/min)
n_q	Spezifische Drehzahl	(1/min)
$O\&M_t$	Betriebs- und Wartungskosten	(€)
p_a	Statischer Druck am Auslauf	(Pa)
$P_{B,E}$	Entladeleistung des Batteriespeichers	(kW)
p_e	Statischer Druck am Einlauf	(Pa)
P_{Hydr}	Hydraulische Leistung	(kW)
P_L	Leistung des Lastprofils	(kW)

P_n	Nennleistung	(kW)
P_N	Leistung bei Nenndrehzahl	(kW)
P_{max}	Maximale Leistung	(kW)
P_p	Pumpenleistung	(kW)
$P_{p,el}$	Elektrische Pumpenleistung	(kW)
P_r	Leistung bei der jeweiligen Drehzahl	(kW)
P_T	Turbinenleistung	(kW)
$P_{T,el}$	Elektrische Turbinenleistung	(kW)
$P_{T,th}$	Theoretische Turbinenleistung	(kW)
$P_{T,mech}$	Mechanische Turbinenleistung	(kW)
P_v	Verlustleistung	(kW)
P_{pv}	PV-Leistung	(kW)
$Pump_{on}$	Anzahl der Pumpenaktivierungen	(-)
$Pump_{off}$	Anzahl der Pumpendeaktivierungen	(-)
q	Zinsfaktor	(-)
Q	Durchfluss	(m ³ /h)
Q_L	Durchfluss im Leerlaufpunkt	(m ³ /h)
Q_m	Arithmetischer Mittelwert des Durchflusses	(m ³ /h)
Q_{max}	Maximal zulässiger Durchfluss	(m ³ /h)
Q_{min}	Minimal zulässiger Durchfluss	(m ³ /h)
Q_N	Durchfluss bei Nenndrehzahl	(m ³ /h)
Q_{opt}	Durchfluss im Bestpunkt	(m ³ /h)
Q_P	Pumpendurchfluss	(m ³ /h)
Q_r	Durchfluss der jeweiligen Drehzahl	(m ³ /h)
Q_T	Turbinendurchfluss	(m ³ /h)
r	Preisänderungsfaktor	(-)
RI_t	Reinvestitionskosten	(€)
RW_t	Restwert	(€)
S_L	Skalierungsfaktor des Lastprofils	(-)
S_{pv}	Skalierungsfaktor des PV-Profiles	(-)
t	Zeitperiode	(a)
T_N	Lebensdauer	(a)
$Turb_{on}$	Anzahl der Turbinenaktivierungen	(-)
$Turb_{off}$	Anzahl der Turbinendeaktivierungen	(-)
\dot{V}	Volumenstrom	(m ³ /h)

V	Speicherbeckenvolumen pro Speicherbecken	(m^3)
V_{opt}	Optimiertes Speicherbeckenvolumen pro Speicherbecken	(m^3)
W_{in}	Zugeführte Energie	(kWh)
W_L	Jährlicher Energiebedarf	(kWh)
W_N	Aus dem Netz bezogene Energie	(kWh)
W_{out}	Abgeführte Energie	(kWh)
W_{PV}	Jährlich erzeugte Energiemenge der PV-Anlage	(kWh)
$W_{t,el}$	Aus dem Pumpspeicher entnommene Energie	(kWh)
z_a	Austrittshöhe	(m)
z_e	Eintrittshöhe	(m)
z_{st}	Stufenzahl der Kreiselpumpe	(-)

Abkürzungen

<i>AP</i>	Arbeitspunkt
<i>BEP</i>	Best Efficiency Point
<i>CFD</i>	Computational Fluid Dynamics
<i>CPU</i>	Central Processing Unit
<i>EEG</i>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<i>EEX</i>	European Energy Exchange
<i>EPEX</i>	European Power Exchange
<i>FUM</i>	Frequenzumrichter
<i>IGBT</i>	Insulated-Gate Bipolar Transistor
<i>LCOE</i>	Levelized Cost of Energy (Stromgestehungskosten)
<i>M/G</i>	Motor/Generator
<i>MPS</i>	Mikropumpspeicher (Kleinstpumpspeicher)
<i>OLADE</i>	Lateinamerikanischen Energie Organisation
<i>OTC</i>	Over-the Counter“
<i>PAT</i>	Pumpe-als-Turbine
<i>PV</i>	Photovoltaik
<i>PWM</i>	Puls-Weiten-Modulation
<i>SEI</i>	Solid-Electrolyte-Interphase
<i>VRFB</i>	Vanadium Redox Flow Battery
<i>ZEBRA</i>	Zero Emission Battery Research Activities

1 Einleitung

Am 24.06.2021 wurde vom deutschen Bundestag ein neues Klimaschutzgesetz beschlossen. Durch dieses neue Gesetz wurde das Treibhausminderungsziel bis 2030 von bisher 55 % gegenüber 1990 auf 65 % angehoben. 2040 sollen die Treibhausgase dann um 88 % reduziert werden und im Jahre 2045 soll die Klimaneutralität erreicht werden. Damit einhergehend wurde am 23.06.2021 ein Klimaschutzsofortprogramm ins Leben gerufen. Das Budget für Klimaschutzmaßnahmen wird dabei um 8 Milliarden Euro aufgestockt. Ein Teil davon steht für die Energiewirtschaft bereit [1]. Auch ohne diese Maßnahmen wächst der Markt für Photovoltaik und andere erneuerbare Energien bereits rasant. Da jedes Jahr mehr erneuerbare Energieerzeugungsanlagen installiert werden (das weltweite durchschnittliche jährliche Wachstum der Photovoltaik (PV)-Installationen zwischen den Jahren 2010 und 2018 betrug 37 % [2]), gewinnen aufgrund der daraus folgenden fluktuierenden Energieerzeugung Speichertechnologien zunehmend an Bedeutung. Zudem verlieren die ersten in Deutschland installierten PV-Anlagen seit dem Jahr 2021 ihren Vergütungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), da die maximale Förderdauer von 20 Jahren überschritten wird [3]. Es müssen daher alternative Konzepte entwickelt werden, um den wirtschaftlichen Betrieb dieser PV-Anlagen auch in Zukunft zu gewährleisten. Nahm ein Betreiber einer solchen Anlage zwischen Mai und Oktober 2019 am Strommarkt teil und verkaufte seinen damit erzeugten Strom am Spotmarkt, erzielte er bei einem durchschnittlichen Spotmarktpreis an der Strombörse rund 3,7 €Cent pro kWh [4]. Dies steht im Gegensatz zur Entwicklung der Strompreise für Privatkunden in Deutschland, die mit einem durchschnittlichen mengengewichteten Preis von 31,9 €Cent/kWh im April 2019 ein damaliges Rekordhoch erreichten [5]. Deutschland gehörte neben Dänemark, Irland, Belgien und Spanien zu den Ländern, in denen der Strompreis im Jahr 2019 über oder nahe 30 €Cent pro kWh lag [6]. Im Jahr 2022 unterlag der deutsche bzw. europäische Energiemarkt, ausgelöst durch den Konflikt zwischen Russland und der Ukraine und den damit letztendlich ausbleibenden russischen Gaslieferungen, erheblichen Schwankungen. So ergaben sich Strompreise am Spotmarkt der European Energy Exchange (EEX) von teils über 300 €/MWh, und auch die Preise für Verbraucher und Industriekunden (teilweise über 50 €Cent/kWh) stiegen drastisch (vgl. Kapitel 6.4). 2023 folgte daraufhin eine teilweise Entspannung an den Energiemärkten. Ob die Preisniveaus auf Vorkrisenniveau wieder erreicht werden, bleibt abzuwarten. Diese Unsicherheiten an den Energiemärkten und die teils erhebliche Differenz zwischen Einkaufs- (Energiebezugspreis, z.B. 31,9 €Cent/kWh für Privatkunden 2019) und Verkaufspreis (entspricht in etwa dem Spotmarktpreis z.B. 3,7 €Cent/kWh, vgl. Kapitel 6.4.3) von Stromprodukten könnten Verbraucher mit einer eigenen regenerativen Energieerzeugungsanlage wie z.B. einer PV-Anlage nutzen. Diese könnten einerseits ihren Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms unter Anwendung von Speichertechnologien maximieren und sich zudem unabhängiger von schwankenden bzw. stark steigenden Energiebezugspreisen machen. So wären beispielsweise Industrieunternehmen oder Landwirte, die bereits große PV-Anlagen auf ihren Dächern installiert haben, in der Lage, ihren Energiebezug aus dem Netz zu reduzieren, indem sie den Eigenverbrauch an erneuerbarer, vor Ort erzeugter und teilweise gespeicherter Energie erhöhen. Dies würde nicht nur die Kosten auf Unternehmensebene senken, sondern

auch die Netzlast verringern und den dezentralen Energieverbrauch erhöhen. Der breitflächige Einsatz von dezentralen Speichern könnte dadurch zu einer Reduzierung der immer weiter steigenden Netzentgelte (vgl. Kapitel 6.4.1) führen. Diese sind zum Teil darauf zurückzuführen, dass die Erzeugung erneuerbarer Energien häufig volatil und standortabhängig ist. Ihre Integration in die Stromnetze erfordert in der Regel große Flexibilität und belastet das Netz. Dieses muss zur Entlastung entweder ausgebaut oder intelligenter werden oder es werden Speicher eingesetzt [7]. Generell sind die Anforderungen an Speichertechnologien so vielfältig, dass eine einzige Technologie sie nicht alle erfüllen kann. Jede Technologie besitzt einzigartige Eigenschaften, nach denen sie eingesetzt werden sollte. Damit hängt die optimale Wahl schlussendlich von der zu erfüllenden Aufgabe ab [8]. Derzeit mangelt es generell an wirtschaftlich vertretbaren Speichertechnologien, so dass ein großes Interesse bzw. ein hoher Forschungsbedarf an alternativen Formen der Energiespeicherung besteht. Eine der möglichen Varianten an Speichertechnologien, die zur dezentralen Energiespeicherung eingesetzt werden können, sind Mikropumpspeicher. Sie stellen eine potenziell vielversprechende Option dar, zum Beispiel für ein kleines Unternehmen an einem Standort mit ausreichend Fläche und Hanglage, wie im Bayerischen Wald oder im Alpenraum.

Meist stehen kleine Pumpspeicherkraftwerke aufgrund der hohen Investitionskosten vor der Herausforderung, überhaupt wirtschaftlich betrieben werden zu können. Da die spezifischen Kosten pro installiertem kW Anlagenleistung solcher Kraftwerke aber gerade bei kleinen Anlagen sehr hoch sind, müssen Wege gefunden werden, die notwendigen Investitionen zu reduzieren. Dies könnte durch Einsatz eines Massenproduktes wie z.B. einer Kreiselpumpe erreicht werden. Diese kann als Pumpe sowie als Turbine eingesetzt werden (PAT), wodurch die Anschaffung einer teuren Turbine vermieden und die Kosten für eine Komponente eingespart werden können. Dies bringt jedoch auch Nachteile mit sich, wie z.B. einen meist schlechteren Wirkungsgrad im Vergleich zu klassischen Turbinen. So ist der Einsatz eines MPS mit Pumpe-als-Turbine meist eine Einzelfallentscheidung und diese muss für jedes geplante Projekt und jeden Standort individuell untersucht werden. Obwohl die Pumpe-als-Turbine-Technologie schon seit längerem existiert, wird sie in Pumpspeicherkraftwerken kaum eingesetzt. Für noch funktionsfähige, aber nicht mehr geförderte PV-Anlagen rücken alternative Nutzungskonzepte der erzeugten Solarenergie aber immer weiter in den Fokus. Einerseits könnte ein Kleinstpumpspeicher zur Maximierung des Eigenverbrauchs regenerativ-fluktuierend erzeugter Energie zumindest in einigen Regionen eine Alternative zu anderen Energiespeichern darstellen. Andererseits könnte auch eine Betriebsweise angelehnt an große Pumpspeicher in Frage kommen: Wenn ein Überschuss an (regenerativer) Energie im Netz vorhanden ist und somit die Spotmarktpreise gering sind, könnte Energie eingespeichert werden und bei hohem Energiebedarf und somit einhergehenden hohen Spotmarktpreisen wieder ausgespeichert werden. Generell kann die Aussage getroffen werden, dass eine Entscheidung über den Einsatz eines Speichers im Allgemeinen (ausgenommen in Inselnetzen) hauptsächlich durch dessen Wirtschaftlichkeit beeinflusst ist. Für ein MPS mit Pumpe-als-Turbine wird die Frage, ob ein solches System wirtschaftlich betrieben werden kann, einer der Kernpunkte des nun folgenden Kapitels, in dem die Ziele der Arbeit definiert sowie die zu deren Erreichung gewählte Methodik dargestellt werden.

2 Zielsetzung, Methodik und Struktur der Arbeit

Das primäre Ziel dieser Arbeit besteht darin, herauszufinden, ob und unter welchen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb eines Mikro-Pumpspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine möglich ist. Im Fokus steht dabei ein alternatives Energienutzungskonzept für eine PV-Anlage, welche nach Ende der EEG-Förderung zu Marktbedingungen weiter betrieben werden soll. Dazu soll beispielhaft die Anwendung von Pumpspeichertechnologie zur Optimierung des Eigenstrombedarfs eines Betriebes herangezogen werden.

Um eine wirtschaftliche Bewertung durchführen zu können, müssen zunächst die technischen Rahmenbedingungen für den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks erarbeitet werden, um dann ein Simulationsmodell zu erstellen, mit dem der laufende Betrieb eines MPS unter verschiedenen Rahmenbedingungen untersucht werden kann. Als Grundlage des Simulationsmodells wird eine Vielzahl von Basisdaten benötigt. Die größte Herausforderung hierbei stellen die Turbinenkennfelder von Kreiselpumpen dar. Während für den Pumpbetrieb von Kreiselpumpen ein großer Markt besteht, ist das für den Turbinenbetrieb nicht der Fall. Aufgrund des fehlenden Marktes sind Kennfelder des Turbinenbetriebs nur für eine sehr geringe Anzahl von Modellen verfügbar und meist nicht öffentlich zugänglich. So werden Methoden benötigt, um Kennfelder des Turbinenbetriebs von Kreiselpumpen zu erhalten. Hierfür wurden verschiedene Wege verfolgt behandelt werden:

- direkt vom Hersteller zur Verfügung gestellte Daten
- Vermessen am Prüfstand
- Berechnung der Kennfelder auf Grundlage von empirischen Korrelationen.

Neben dem alternativen Nutzungskonzept für PV-Anlagen und den Turbinenkennfeldern stellt sich als nächste Kernfrage, welche Betriebsstrategien für einen Kleinstpumpspeicher mit Pumpe-als-Turbine in Frage kommen und welche davon sich in technischer und/oder wirtschaftlicher Betrachtungsweise als sinnvollste herausstellt. Nach Klärung dieser Frage wird herausgearbeitet, welche Parameter die Wirtschaftlichkeit eines solchen Systems hauptsächlich beeinflussen. Ziel ist es, durch Ausführung von Simulationsläufen die wichtigen Parameter zu identifizieren, diese schrittweise zu optimieren und somit die große Zahl an Freiheitsgraden zu reduzieren. Die Wahl eines Standorts bzw. die Bewertung von dessen Tauglichkeit für den Einsatz eines MPS mit Pumpe-als-Turbine ist aufgrund der vielen Einflussfaktoren ein komplexer Vorgang. In diesem Zuge wird durch Bewertung verschiedener Kreiselpumpen unter verschiedenen Lastszenarien für unterschiedliche fiktive Standorte ein Leitfaden bzw. eine Heuristik entwickelt. Durch Heranziehen der Ergebnisse aus den Optimierungen bei verschiedenen Parametervariationen können somit verschiedene Voraussetzungen bzw. Anforderungen an einen potentiellen Standort definiert werden, die für den wirtschaftlichen Betrieb eines solchen Speichers erforderlich sind.

Basierend auf den so identifizierten zentralen Einflussgrößen werden auch Maßnahmen zu deren Verbesserung untersucht. Dies beinhaltet beispielsweise eine mögliche Steigerung des Wirkungsgrads des Gesamtsystems durch Beschichtung von Laufrädern. Eine weitere Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit des Systems zu verbessern, wäre das Zurückgreifen auf die Vielzahl von unterschiedlichen Bauformen von Kreiselpumpen. So können für größere Fallhöhen mehrstufig Kreiselpumpen eingesetzt werden. Da diese sich aber preislich und bautechnisch von einstufigen Kreiselpumpen unterscheiden und somit auch die Charakteristiken unterschiedlich ausfallen, wird überprüft, wie dadurch die Wirtschaftlichkeit beeinflusst wird und unter welchen Voraussetzungen diese eingesetzt werden können.

Ganz allgemein ist das Erreichen eines wirtschaftlichen Betriebes von Speichern unter momentanen Marktbedingungen eine Herausforderung. Da auch bei Kleinstpumpspeichern hierbei keine Ausnahme zu erwarten ist, wird der Frage nachgegangen, wie sich die in dieser Arbeit erzielten Ergebnisse im Vergleich zu anderen Speichertechnologien einordnen lassen. Eine bereits etablierte Alternative beim Eigenstromkonzept sind Batteriespeicher. Obwohl diese bereits umfangreich eingesetzt werden, ist deren Lebensdauer meist schwer einzuschätzen. Bei Angaben dazu sind Hersteller meist sehr zurückhaltend, wodurch sich die Beurteilung als schwierig gestaltet. Um zu beantworten, wie sich ein Batteriespeicher im wirtschaftlichen und technischen Vergleich verhält und welche Vor- und Nachteile dieser gegenüber einem Kleinstpumpspeicher bietet, wird ein direkter Vergleich der beiden Systeme durchgeführt. Dazu wird das Simulationsmodell so ergänzt, dass der Speicherbetrieb eines Batteriespeichers unter gleichen Randbedingungen wie der MPS simuliert wird. Die so erhaltenen Resultate können somit direkt miteinander verglichen werden. Durch deren Interpretation wird geklärt, unter welchen Umständen ein Batteriespeicher bzw. ein Kleinstpumpspeicher mit Pumpe-als-Turbine die sinnvollere Investition sein kann, und somit die sich für einen Anwender zentrale Frage beantwortet, welche Speichertechnologie für seinen Standort am besten geeignet ist.

Die Grundlage für das Geschäftsprinzip von Speichersystemen bildet maßgeblich die Differenz aus den Kosten der eingespeicherten Energie und dem Ertrag aus dem Verkauf der ausgespeicherten Energie. Wirtschaftliche Bewertungen werden meist über eine große Zeitspanne hinweg durchgeführt. Betrachtungszeiträume von über 20 Jahren sind dabei die Regel. Eine große Unbekannte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Speichersystemen ist somit das zukünftige Verhalten der Preise an den Energiemärkten, da diese die Differenz von Einkaufs- und Verkaufspreisen von Energie bestimmen. Zu klären bleibt also die Frage, welchen Einfluss Veränderungen am Energiemarkt auf den Speicherbetrieb haben und wie diese bei der Planung eines Kleinstpumpspeichers berücksichtigt werden sollten.

Neben dem Konzept der Optimierung des Eigenstrombedarfs besteht als alternative Betriebsstrategie die Möglichkeit, den Pumpspeicher, losgelöst vom Eigenstromprinzip, direkt am Stromnetz zu betreiben - also durch Zukauf von Energie bei niedrigen Preisen und dem Verkauf von Energie bei hohen Preisen. Um dieses Betriebskonzept zu untersuchen, wurde das Simulationsmodell an diese Strategie angepasst und so der Speicherbetrieb

am Stromnetz untersucht. Anschließend konnten so die technischen und wirtschaftlichen Ergebnisse mit denen des Eigenstromkonzeptes verglichen und somit die wesentlichen Unterschiede herausgearbeitet werden.

Die Dissertation ist wie folgt aufgebaut. Nach einer Einleitung in das Thema (Kapitel 1) werden zunächst die erforderlichen Grundlagen zum Verständnis der Arbeit vermittelt (Kapitel 2). Anschließend werden die zu erreichenden Ziele definiert und die Methodik sowie die Struktur der Arbeit definiert (Kapitel 3). Danach beginnt der Hauptteil der Arbeit mit Kapitel 4, in dem die Pumpen- und Turbinenkennfelder, die als Grundlage der Arbeit dienen, behandelt werden. Weiterhin wird in Kapitel 5 das erstellte Simulationsmodell vorgestellt und beschrieben. Schließlich folgt in Kapitel 6 der Ergebnissteil, in welchem in Kapitel 6.1 als erstes die sinnvollste Betriebsstrategie ermittelt wird. Anschließend wird in Kapitel 6.2 ein Leitfaden zur Wirtschaftlichkeit zur Optimierung der Eigenstromnutzung eines kleinen Wirtschaftsbetriebes (am Beispiel eines Milchbauern) vorgestellt. Um die Ergebnisse einordnen zu können, beinhaltet Kapitel 6.3 einen direkten Vergleich mit dem momentan am meisten vertretenen Konkurrenzprodukt, dem Batteriespeicher. Aufgrund aktueller Ereignisse und den langen Betrachtungszeiträumen werden in Kapitel 6.4 die Auswirkungen von Schwankungen an den Energiemärkten auf die Wirtschaftlichkeit behandelt. Als letzter Punkt des Ergebnisteils (Kapitel 6.5) wird ein alternatives Nutzungskonzept des Mikro-Pumpspeichers, die direkte Teilnahme am Strommarkt, bewertet. Zuletzt folgt in Kapitel 7 das Gesamtfazit mit einer abschließenden Beurteilung aller Ergebnisse.

3 Grundlagen und Stand der Technik

In diesem zweiten Kapitel werden alle wichtigen Grundlagen für das Verständnis der Arbeit aufgeführt. Dies umfasst unter anderem die technischen und wirtschaftlichen Grundlagen sowie den momentanen Stand der Technik im Bereich von Kleinstpumpspeichern mit Pumpe-als-Turbine. Auch wird auf die wichtigsten Aspekte des in dieser Arbeit zum Vergleich angesetzten Batteriespeichers und auf einige wichtige Grundlagen des deutschen Energiemarktes eingegangen.

3.1 Pumpe-als-Turbine

Die Pumpe-als-Turbine-Technologie stellt im Wesentlichen den Kern der Arbeit dar. Als erstes wird in diesem Abschnitt auf deren Funktion, Einsatzfelder, Vor- und Nachteile sowie auf deren gegenwärtig zentralen Einsatzbereiche eingegangen.

3.1.1 Funktion der Pumpe-als-Turbine anhand der Kreiselpumpe

Kreiselpumpen werden schon seit geraumer Zeit eingesetzt und sind nicht nur im industriellen, sondern auch im privaten Bereich weit verbreitet. Durch ihr Design ist es möglich, die Pumpe im Pump- und Turbinenbetrieb zu betreiben. Im Folgenden wird die Funktionsweise einer Kreiselpumpe für den Pump- und Turbinenbetrieb genauer erläutert.

Definition einer Pumpe-als-Turbine

Eine PAT ist eine Pumpe, bestehend aus einer stationären (Lauf­rad, Welle) und rotierenden (Gehäuse, Einlauf, Auslauf) Bauteilgruppe. Ihr besonderes Merkmal ist, dass die PAT im Pump-, aber auch im Turbinenbetrieb eingesetzt werden kann. Der Wechsel zwischen Pumpe und Turbine erfolgt über Umkehr der Strömungsrichtung und Drehrichtung. Das Umkehren der Strömungsrichtung wirkt sich im Druckverlauf ähnlich einer Drossel aus und eignet sich somit in vielen Bereichen für den Einsatz zur Energierückgewinnung [9].

Funktionsweise

Grundlegend wird bei dem Betrieb einer Pumpturbine zwischen dem Pump- und Turbinenbetrieb unterschieden.

- **Pumpbetrieb**

Im Pumpbetrieb werden Kreiselpumpen meist als Arbeitsmaschinen eingesetzt, um Energie auf eine Flüssigkeit zu übertragen. So liegt die Hauptaufgabe darin, durch einen bestimmten Volumenstrom ein festgelegtes Druckniveau zu erreichen. Im Pumpbetrieb strömt das zu fördernde Medium durch den Saugstutzen zum Laufrad (Abbildung 1, links) und anschließend durch den Druckstutzen. Angetrieben wird das Laufrad meist über einen an eine Kupplung (Abbildung 1, rechts) mit der Pumpenwelle verbundenem Motor. Die



Abbildung 1: Lafrad (links) und Kupplung (rechts) einer Kreiselpumpe

Energieübertragung selbst findet im Lafrad statt, in dem das Fluid durch eine Rotationsbewegung beschleunigt wird. Dadurch kommt es aufgrund eines gekrümmten, durch die Lafradgeometrie bestimmten Strömungsverlaufes zu einer statischen Druckerhöhung. In dem anschließend angeordneten Leitapparat wird die Strömung verzögert, um einen möglichst großen Teil der kinetischen Energie zu Erhöhung des statischen Druckes zu nutzen [9].

- **Turbinenbetrieb**

Durch Umkehren der Durchström- und Drehrichtung kann eine Kreiselpumpe auch als Kraftmaschine eingesetzt werden. Im so genannten Turbinenbetrieb liegt im Gegensatz zum Pumpbetrieb am Saugstutzen ein geringerer Druck an als am Druckstutzen, die Flüssigkeit wird hierbei nun dem Lafrad über den Leitapparat zugeführt. Anders als beim Pumpbetrieb steigt die Zuströmgeschwindigkeit hin zum Lafrad an. Die Energieübertragung findet wie im Pumpbetrieb über das Lafrad statt. Hierbei beschleunigt das Fluid das Lafrad, das die Energie dann über die Pumpen- bzw. Turbinenwelle über eine Kupplung nun wieder an eine elektrische Maschine weiterleitet, die nun ebenfalls durch Drehrichtungsumkehr anstatt im Motorbetrieb im Generatorbetrieb arbeitet. Die somit gewonnene Energie kann nun je nach Typ der elektrischen Maschine direkt oder über einen Frequenzumrichter (FU) in das Stromnetz eingespeist werden [9].

Einsatzbereiche

Als Einsatzgebiete eignen sich für PATs vor allem Bereiche, in denen ausreichende Druckdifferenz und Durchflussmengen zur Verfügung stehen. Während der Durchfluss bei Kreiselpumpen im Vergleich zu konventionellen Turbinen bei Kreiselpumpen mit einem Bereich zwischen 0,05 und 1 m³/s ausfällt, eignet sich die Kreiselpumpe als PAT durch ihre verschiedenen Bauformen für kleine, aber auch große Fallhöhen. So finden Axial-PATs meist bei sehr kleinen Fallhöhen zwischen 1 – 5 m ihre Anwendung, also in einem

Bereich, in dem normalerweise Wasserräder zum Einsatz kommen. Halbaxiale Ausführungen (5 – 15 m) eignen sich ebenfalls wie herkömmliche Kreiselpumpen (10 – 100 m) für ähnliche Bereiche wie kleine Durchströmturbinen (Ossberger-Turbinen). Um große Fallhöhen von etwa 100 – 1000 m abzudecken, kommen mehrstufige Kreiselpumpen zum Einsatz, die in etwa im Einsatzbereich von sehr kleinen Pelton-Turbinen liegen [10], [9].

Anwendungsgebiete, bei denen ausreichende Bedingungen vorhanden sind, lassen sich z.B. in Industrieanlagen, Grundablässen von Talsperren, Mikrokraftwerken in ländlichen Gebieten, Wasserverteilnetzen, im Bereich der Düngemittelproduktion oder der Petrochemischen Industrie finden (für weitere aktuelle Forschungsanwendungen, vgl. Kapitel 3.8).

Vor- und Nachteile einer Kreiselpumpe im Turbinenbetrieb

Kreiselpumpen im Turbinenbetrieb bieten zwar einige Vorteile gegenüber hydraulischen Turbinen, bringen aber meist auch einen negativen Effekt mit sich. Der Hauptvorteil ergibt sich daraus, dass nur eine Komponente und kein extra Pumpen- und Turbinensatz benötigt wird. Somit können nicht nur die Turbine bzw. die Pumpe, sondern projektspezifisch auch der Motor/Generator und Teile der Rohrleitung eingespart werden. Ein weiterer großer Vorteil gegenüber den Turbinen sind die oft erheblich geringeren Amortisationszeiten, die bis zu fünfmal kürzer sind als bei herkömmlichen Kleinstwasserturbinen [11]. Des Weiteren sind Kreiselpumpen ein Massenprodukt und durch die einfache Bauweise in der Anschaffung, der Wartung und der Reparatur meist kostengünstiger, und sie profitieren oft von kürzeren Lieferzeiten [12]. Ein großer Nachteil, den der Einsatz einer PAT mit sich bringt, liegt darin, dass für Pump- und Turbinenbetrieb das gleiche Laufrad verwendet werden muss und dadurch nicht in beiden Betriebsarten die optimalen Betriebsverhältnisse erzielt werden können. Des Weiteren gibt es einen großen Unterschied zwischen der Pump- und der Turbinenleistung, was das Zusammenspiel mit dem Motor- bzw. Generator verkompliziert (vgl. Kapitel 3.3.2).

3.1.2 Wirkungsgrade und Verluste

Um Verluste und Wirkungsgrade für verschiedene Baugrößen von Kreiselpumpen zu beziffern, wird in der Literatur oft die spez. Drehzahl (vgl. Kapitel 3.5) herangezogen. So erreicht eine gegebene Pumpengröße bei einer spez. Drehzahl n_q von ca. 40-50 ein Wirkungsgradmaximum. Links vom Maximum steigen die Nebenverluste exponentiell, während bei sehr hohen spez. Drehzahlen (rechts vom Maximum) die hydraulischen Verluste (Mischungsverluste verursacht durch ungleiche Strömungsverteilung über Schaufelhöhe und Sekundärströmung) steigen. Bei sehr kleinen Förderströmen fallen die mechanischen Verluste stärker ins Gewicht als bei hohen. So sind für kleine Pumpen Prognosen des Wirkungsgrades mit größerer Unsicherheit behaftet, da hier die Wandrauigkeit sowie die mechanischen Verluste einen beträchtlichen Teil der Verluste ausmachen. Um kleine Förderströme auf große Drücke zu bekommen, müssten also Pumpen mit niedriger spez. Drehzahl eingesetzt werden. Da mit abnehmender spez. Drehzahl ($n_q < 20$) die Wirkungsgrade aber stark abfallen, kommen in diesem Bereich meist mehrstufige Kreiselpumpen

zum Einsatz. Für hohe Volumenströme und kleine Förderströme stellt es sich etwas anders dar. Da der Wirkungsgrad bei hohen spez. Drehzahlen bei weitem nicht so stark abfällt wie bei kleinen, wird die Anwendung für solche Fälle meist durch den Bauaufwand oder die hydraulischen Verluste begrenzt. So können auch Pumpen mit spez. Drehzahlen bis 450 noch wirtschaftliche Anwendung finden [9].

3.1.3 Pumpen und Turbinenkennfelder

Entsprechend den vielfältigen Anforderungen an den Betrieb der Kreiselpumpen arbeiten Pumpen typischerweise zumindest zeitweise nicht nur im Auslegungspunkt, wobei der Bereich unterhalb des Betriebspunktes als Teillastbereich und der Bereich über dem Auslegungspunkt als Überlastbereich definiert ist. Die Kennlinien der Pumpe bzw. der Turbine beschreiben die Förder- bzw. Fallhöhe, die Leistungsaufnahme bzw. -abgabe und den Wirkungsgrad in Abhängigkeit des Förderstromes und der Drehzahl. Eine ausführliche Betrachtung von Pumpen und Turbinenkennfeldern sowie deren Berechnung oder das Messen von solchen Kennfeldern findet in Kapitel 4 statt.

3.2 Elektrische Komponenten

In diesem Unterpunkt werden die wichtigsten elektrischen Komponenten, die Synchronmaschine, die Asynchronmaschine und der Frequenzumrichter beschrieben.

3.2.1 Motor & Generator

In Kleinwasserkraftanlagen bis 200 kW Leistung werden bisher meist Asynchronmaschinen als Generator eingesetzt. Dies ist auf den einfacheren Aufbau und geringeren Aufwand für die Steuerung zurückzuführen. Aber auch in diesem Leistungsbereich kommen in neuerer Zeit auch immer öfter permanentmagnet-erregte Synchrongeneratoren zum Einsatz. Ein großer Vorteil der Asynchronmaschine ist, dass sie im Gegensatz zur Synchronmaschine selbstständig aus dem Stillstand anfahren kann. Die dafür erforderliche Magnetisierungsblindleistung bezieht sie aus dem Versorgungsnetz, bei einem Inselbetrieb sorgen meist Kondensatoren für die nötige Anfahrblindleistung. Ein großer Nachteil ist hingegen der niedrigere Wirkungsgrad, auf den später noch genauer eingegangen wird (vgl. Abbildung 2). Tabelle 1 zeigt den Unterschied zwischen einem Synchron- und Asynchronmotor anhand Ihrer jeweiligen spez. Eigenschaften.

Synchronmaschine

Die Synchronmaschine ist eine rotierende elektrische Maschine, deren Hauptbestandteile ein Stator, der meist auch als Ständer bezeichnet wird, und ein Rotor sind. Der Stator stellt den stationären Teil des Motors bzw. Generators dar. Dieser dient zur Erzeugung eines Drehfelds, das durch dreiphasige Wicklungen in offenen Nuten entlang einer Innenbohrung erzeugt wird. Im inneren der Bohrung befindet sich der Rotor, der im Generatorbetrieb von außen (z.B. von einer Wind- oder Wasserkraftanlage) angetrieben wird. Der Rotor

selbst besteht entweder aus einem Permanentmagneten oder aus einer Gleichstromwicklung (Erregerwicklung), die mittels Stromfluss ein Magnetfeld erzeugt. Dieser Strom wird meist von außen über Schleifringe zugeführt. Im Gegensatz zum Asynchrongenerator läuft der Synchrongenerator mit konstanter Drehzahl. Lastsprünge können hierbei nicht über den Schlupf abgefangen werden, was zu starken mechanischen Belastungen der Bauteile führt [10]. Bis auf wenige Ausnahmen können Synchronmotoren nicht ordnungsgemäß an einem herkömmlichen, sinusförmigen Versorgungsnetz betrieben werden. Sie werden praktisch immer über einen Frequenzumrichter mit Spannung versorgt [13].

Tabelle 1: Vergleich von Synchron- und Asynchrongenerator [10]

Typ	Synchrongenerator	Asynchrongenerator
Läufererregung notwendig	ja	nein
eigenständiges Anlaufen aus dem Stillstand	nein	Ja
Spannungsregelung möglich	ja	nein
Wirkleistungsregelung möglich	ja	ja
Blindleistungsregelung möglich	ja	ein
Einspeisung ins Verbundnetz	ja	ja
Einspeisung ins Inselnetz möglich	ja	Nur in spez. Fällen
Synchronisierung notw. bei Netzverbindung	ja	nein
Wirkungsgrad	höher	niedriger
Investitionssumme/Betriebskosten	höher/höher	günstiger/günstiger
Konstruktion	aufwendiger	einfacher
Platzbedarf	größer	Kleiner

Asynchronmaschine

Bei der Asynchronmaschine besitzt der nicht bewegte Teil (Stator), im Prinzip den gleichen Aufbau wie die Synchronmaschine. Es wird ebenfalls ein Drehfeld durch drei räumlich versetzte Wicklungen erzeugt. Der bewegliche Teil (Rotor) unterscheidet sich aber grundlegend von der Synchronmaschine. Hier kommt anstatt des Permanentmagnets bzw. der Gleichstromwicklung eine Drehstromwicklung zum Einsatz. Generell werden Asynchronmotoren in zwei Arten unterschieden: den Käfigläufer und den Schleifringläufer. Beide unterscheiden sich bei der Anbringung der Drehstromwicklungen. Beim Käfigläufer sind diese in sogenannten Läufernuten angebracht und die Leister werden an beiden Enden an die Käfigringe angeschlossen. Der Schleifringläufer hingegen besitzt Wicklungen, die

nur an einem Ende angeschlossen werden. Das andere Ende wird über Schleifringe und Kohlebürsten angeschlossen. Das hat den Vorteil, dass sie über Widerstände kurzgeschlossen werden und somit das Anfahrverhalten verbessert wird. Der Vorteil gegenüber der Synchronmaschine ist der einfachere Aufbau, da hier keine mechanisch beanspruchten Schleifringe zum Einsatz kommen [10].

Wirkungsgradunterschiede zwischen Asynchron- und Synchron-Motor

Ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal zwischen einem Synchron- und Asynchron-Motor ist ihr unterschiedlicher Wirkungsgrad. Dieser ergibt sich zu einem großen Teil aus dem Schlupf des Asynchron-Motors. Beim Asynchron-Motor muss erst das Drehfeld des Rotors (Läufers) induziert werden. Beim Synchron-Motor, der keinen Schlupf besitzt, ist das Drehfeld bereits auf Basis von Magneten vorhanden, es muss also nicht erzeugt werden. Somit belaufen sich die Läuferverluste auf 0 %. Des Weiteren sind die Rotoren von Asynchron-Motoren um rund 1,2 % bis 10 % weniger effizient. Je kleiner die Rotoren ausgeführt werden, desto größer wird meist der Schlupf und infolge dessen verschlechtert sich der Wirkungsgrad. In Kombination mit weiteren Verlusten, höheren Stromwärmeverlusten in der Wicklung und im Rotorkäfig sowie durch Ummagnetisierungs- und Wirbelstromverluste (Eisenverluste) ergibt sich bei einem Asynchronmotor eine Verlustleistung, die um das drei- bis neunfache größer ist als bei einem Synchronmotor [14].

Abbildung 2 zeigt beispielsweise den Wirkungsgradverlauf einer Asynchronmaschine sowie den einer Synchronmaschine mit Permanentmagneten der Firma ELMEC GmbH im Drehzahlbereich 100 bis 1000 1/min. Es ist ein deutlicher Unterschied der Wirkungsgrade über den gesamten Drehzahlbereich zu erkennen. Vor allem bei niedrigen Drehzahlen zeigt sich ein großer Vorteil in der Effizienz bei den Synchronmotoren.

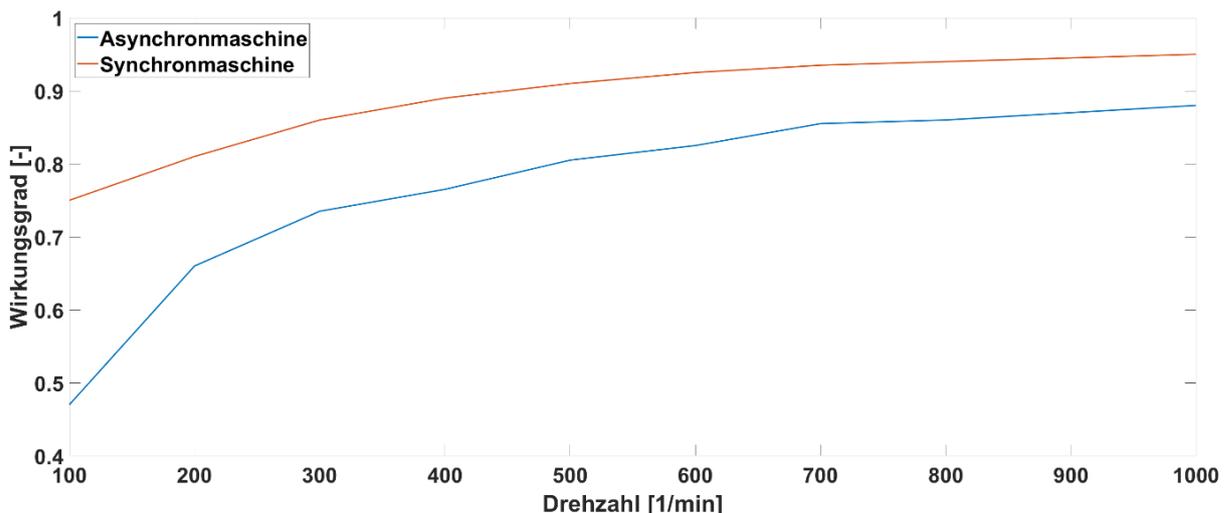


Abbildung 2: Wirkungsgrad einer Synchron- und Asynchronmaschine in Abhängigkeit der jeweiligen Drehzahl

3.2.2 Frequenzumrichter

Ein Frequenzumrichter (FUM) ist ein elektronisches Bauteil (Abbildung 3), das Motor und Stromnetz verbindet. In erster Linie wird es bei der Motor- bzw. Generatorregelung zur Drehzahlvariation eingesetzt. Im Gegensatz zu einer direkten Kopplung des Motors mit dem Netz ist es möglich, Ausgangsspannung bzw. Ausgangsstrom und Frequenz anzupassen. Hierbei wird zwischen spannungs- und stromgeführten Umrichtern unterschieden. Während stromgeführte Umrichter meist im Megawattbereich zum Einsatz kommen, werden Umrichter mit kleineren Leistungen spannungsgeführt betrieben. Bei diesen erfolgt eine kontinuierliche Regelung der Spannung im Verhältnis zur Frequenz, die es ermöglicht, den Motor immer optimal zu magnetisieren. Der Wechselrichter selbst besteht aus einem Gleichrichter, bestehend meist aus Dioden oder Thyristoren, dieser wandelt die Wechselspannung des Stromnetzes in eine Gleichspannung, die sogenannte Zwischenkreisspannung, um und glättet diese. Auf der Motor- bzw. Generatorseite wird dann das benötigte Spannungs-/Frequenzverhältnis meist durch sogenannte Insulated-Gate-Bipolar-Transistoren (IGBT) erzeugt. Mittels einer Ansteuerung leitet oder sperrt ein IGBT die Zwischenkreisspannung. Mit dem Prinzip der Puls-Weiten-Modulation (PWM) werden durch Sperren und Leiten der Zwischenkreisspannung über einen bestimmten Zeitabschnitt Spannungspulse auf die Motorwicklung gelegt. Zeitgleich wird die Frequenz durch Kombination positiver und negativer Spannungspulse angepasst [15].

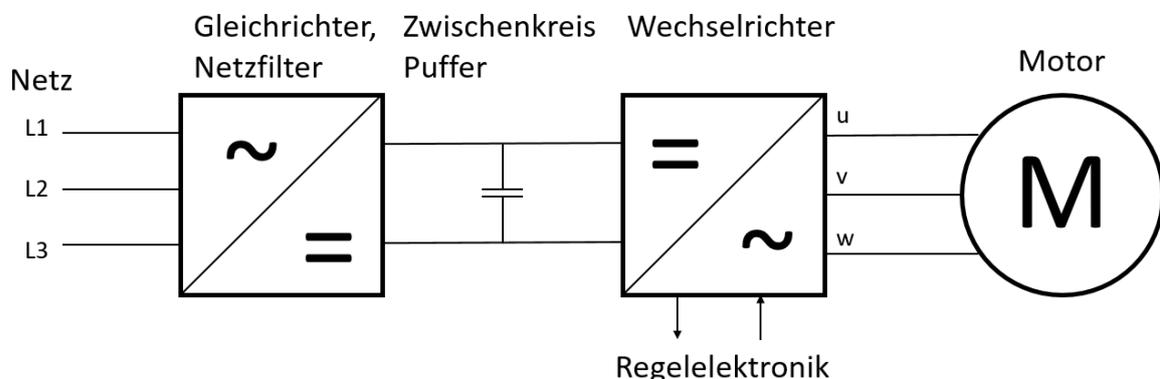


Abbildung 3: Schema eines Frequenzumrichters mit Gleichrichter, Zwischenkreis und Wechselrichter (angelehnt an [16])

3.3 Das Mikropumpenspeicherwerk

Pumpenspeicherwerke sind Wasserkraftwerke, die neben den Fluss- und Speicherkraftwerken zur Energiespeicherung eingesetzt werden. In diesem Abschnitt wird die Technologie von Pumpspeichern insbesondere im Mikro- bzw. Kleinstbereich näher betrachtet.

3.3.1 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke werden neben Fluss- und Speicherkraftwerken zur Energiespeicherung, meist zur Spitzenlastabdeckung im Stromnetz eingesetzt. Als reine Energiespeicher werden hierbei Anlagen definiert, die ohne natürlichen Zufluss auskommen. Grundsätzlich nutzen Pumpspeicher den Potentialunterschied zweier durch einen Höhenunterschied über eine Rohrleitung verbundener Becken aus, die mit Wasser gefüllt sind [17]. Die physikalische Grundlage hierfür bilden Newtons Gravitationsgesetze. Die potentielle, im Wasser gespeicherte Energie, definiert als Arbeit über das Produkt der Erdbeschleunigung g , der Masse des Wassers m und der Fall-, bzw. Förderhöhe zwischen den Becken, dient hierfür als Grundlage. Dabei wird elektrische Energie unter Einsatz von hydraulischen Maschinen durch Befördern der Flüssigkeit von einem Unterbecken in ein Oberbecken in Lageenergie umgewandelt [18]. Um bei Pumpspeichern große Energiemengen zu speichern, wird für das Ober- und Unterbecken aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte von 0,35-1,1 kWh/m³ [19] meist ein enormes Speichervolumen benötigt. Dennoch bieten Pumpspeicher momentan das größte Speicher- und Leistungsvermögen und stellen eine Technologie dar, die aufgrund der jahrelang erprobten Technik sehr ausgereift ist, aber dennoch ständig durch neue Entwicklungen verbessert wird. So erreichen Turbinen heute Wirkungsgrade von bis zu 95 % und große Pumpspeicherkraftwerke erreichen Gesamtwirkungsgrade von 70-82 % [19].

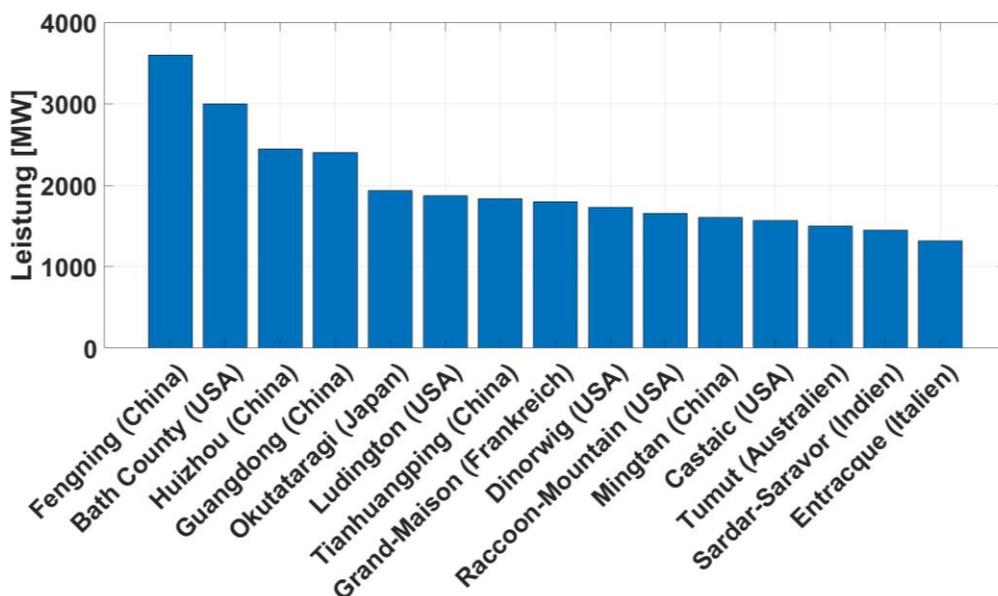


Abbildung 4: Weltweit größte Pumpspeicherkraftwerke des Jahres 2020 sortiert nach der zugehörigen Leistung [20]

Das größte sich in Deutschland befindliche Kraftwerk befindet sich in Goldisthal, Thüringen, mit einer mittleren Fallhöhe von 302 m und einer Leistung von 1060 MW mit einem Nutzvolumen von 12 Mio. m³. Dabei ist der Ringwall des Oberbeckens 3370 m lang [17]. Zum Vergleich: Der momentan weltweit größte Pumpspeicher, das Kraftwerk in Fengning (China), besitzt eine Leistung von 3600 MW. Das deutsche Kraftwerk schafft es mit seinen

1060 MW nicht in die Liste der weltweit größten 15 Pumpspeicherkraftwerke (Abbildung 4). Das größte europäische befindet sich in Grand-Maison (Frankreich) mit einer installierten Leistung von 1800 MW [20]. Vor allem in Deutschland lässt sich ein weiterer Zubau aufgrund des durch einen Bau verursachten großen Eingriffs in die Natur und kaum mehr zur Verfügung stehender Standorte nur schwer realisieren.

Abgrenzung des Mikro-Pumpspeicher-Kraftwerks

Eine Untergruppe der Pumpspeicherkraftwerke stellen die Mikro- oder bzw. Kleinstpumpspeicherkraftwerke dar. Diese werden im Vergleich zu großen Pumpspeicheranlagen aber meist noch als netzunabhängige oder autarke Kraftwerke installiert [21]. Tabelle 2 zeigt die Einteilung von Mikro- bzw. Kleinstwasserkraftwerken gemäß der Lateinamerikanischen Energie Organisation (OLADE). Der Leistungsbereich für Mikroanlagen wird von 5 bis 50 kW angegeben. An diesem Leistungsbereich orientiert sich das in dieser Arbeit untersuchte Leistungsspektrum.

Tabelle 2: Klassifizierung von Kleinstwasserkraftwerken gemäß OLADE [21]

Typ	Leistung (kW)
Kleinwasserkraftanlagen	< 5000
Miniwasserkraftanlagen	< 500
Mikrowasserkraftanlagen	< 50
Pikowasserkraftanlagen	< 5

3.3.2 Betriebsarten eines Mikro-Pumpspeicher-Kraftwerks

Um ein Pumpspeicherkraftwerk zu betreiben, gibt es einige verschiedene Betriebsmöglichkeiten. In diesem Abschnitt werden drei für einen Kleinstpumpspeicher sinnvolle Betriebsarten vorgestellt und bewertet, wobei der Schwerpunkt auf den technischen und wirtschaftlichen Aspekten liegt. Zu diesen Betriebsstrategien gehören der feste Betriebspunkt, die Drehzahlregelung sowie die Drosselregelung. Die ansonsten noch mögliche Bypassregelung kommt aufgrund des hohen Energieverlusts des über einen Bypass umgeleiteten Förderstromes nicht für den Betrieb eines Kleinstpumpspeichers in Frage.

Fester Betriebspunkt

Die erste Möglichkeit ist der Betrieb der Kreiselpumpe bei einem festen Betriebspunkt, der durch die konstante Fördermenge und die Drehzahl definiert ist, wobei die Drehzahl durch die Netzfrequenz und die Anzahl der Polpaare des Elektromotors gegeben ist. Um beispielsweise den Generator mit einer Netzfrequenz von 50 Hz zu betreiben, muss die Kreiselpumpe mit einer bestimmten Drehzahl von z. B. ca. 1500 1/min (mit zwei Polpaaren) oder ca. 3000 1/min (ein Polpaar) betrieben werden [21]. Zu diesem Zweck wird ein Asynchronmotor (der Schlupf ist zu berücksichtigen) verwendet, um das System direkt an das

Stromnetz anzuschließen. Dieser ist preiswerter als ein Synchronmotor, hat aber den Nachteil eines geringeren Wirkungsgrades, insbesondere bei Teillast (vgl. Kapitel 3.2.1).

Drosselregelung

Eine weitere, häufig genutzte Möglichkeit zur Regelung einer Wasserkraftanlage ist die Drosselregelung. Abbildung 5 zeigt ein beispielhaftes Turbinenkennfeld mit den Drehzahlkurven ($n = 1400\text{-}3900\text{ U/min}$) und das Konzept der Drosselregelung am Beispiel einer PAT im Turbinenbetrieb. Durch Verstellen eines Ventils (drosseln) in der Druckleitung kann die Anlagenkennlinie (rot) von AP1 auf AP2 verändert werden, um den gewünschten Volumenstrom und die gewünschte Druckhöhe zu erreichen. Aufgrund der geringen Investitionskosten wird diese Methode bevorzugt bei kleinen bis mittleren Maschinen eingesetzt. Die durch die Drossel verursachte Verlustleistung (P_v) der Turbine als Verlust an Förderhöhe (ΔH_{DRV}) ist definiert durch [9]:

$$P_v = \rho \cdot g \cdot Q \cdot \Delta H_{DRV} \cdot \eta \quad (3.1)$$

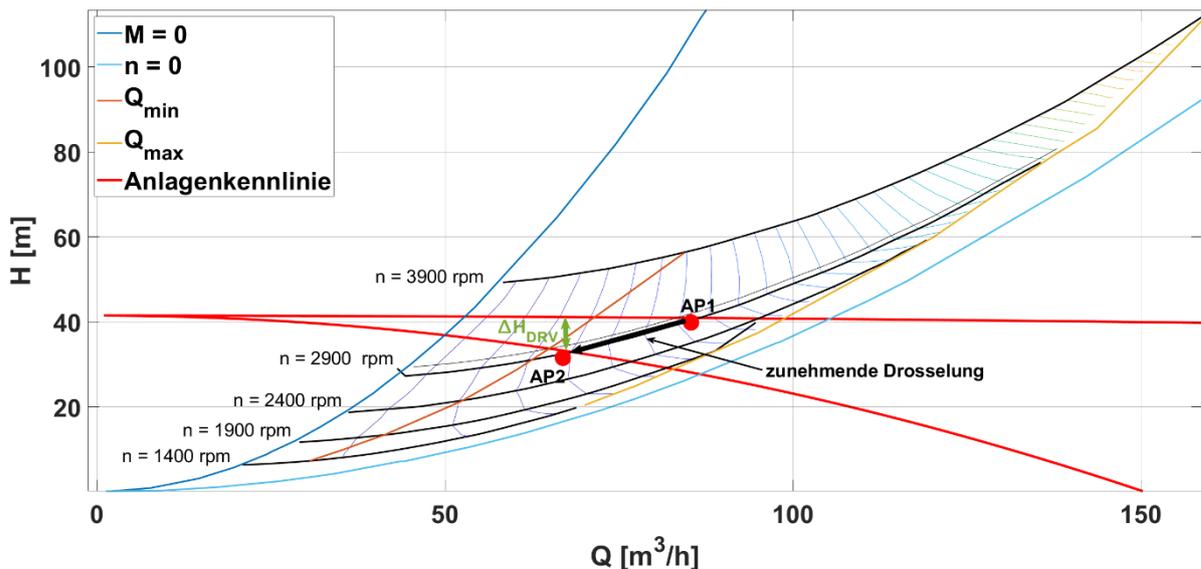


Abbildung 5: Drosselregelung am Beispiel des Kennfeldes der Kreiselpumpe KSB50160 im Turbinenbetrieb

Ein weiterer großer Nachteil der Drosselregelung besteht darin, dass die Pumpen deutlich unterhalb ihres optimalen Wirkungsgrades betrieben werden, was die Gefahr von übermäßigem Verschleiß, Kavitationsschäden, Lärm und Vibrationen erhöht [9].

Drehzahlregelung

Die Nachteile der Drosselregelung, insbesondere die erheblichen Drosselverluste, können durch den Einsatz der Drehzahlregelung umgangen werden (Abbildung 6). Durch Rege-

lung der Drehzahl mit einem Frequenzumrichter kann der Arbeitspunkt entlang der Anlagenkennlinie beliebig verschoben werden (z.B. von AP1 nach AP2 und umgekehrt). Insbesondere bei steilen Anlagenkennlinien kann so eine deutliche Verbesserung des Wirkungsgrades erreicht werden. Durch den Betrieb von drehzahlgeregelten Pumpen bei reduzierter Drehzahl und Teillast werden schwingungserzeugende Kräfte und die Gefahr von Kavitation reduziert. Die Drehzahlregelung schont somit die Pumpe und etwaige Armaturen und ist im Hinblick auf die Wartungskosten tendenziell wirtschaftlicher als die Drosselregelung. Es ist jedoch zu beachten, dass auch die Investitions- und Wartungskosten für den Frequenzumrichter berücksichtigt werden müssen. Einer weitgehenden Anwendung der Drehzahlregelung stehen daher nur die zusätzlichen Investitions- und Wartungskosten des Frequenzumrichters entgegen.

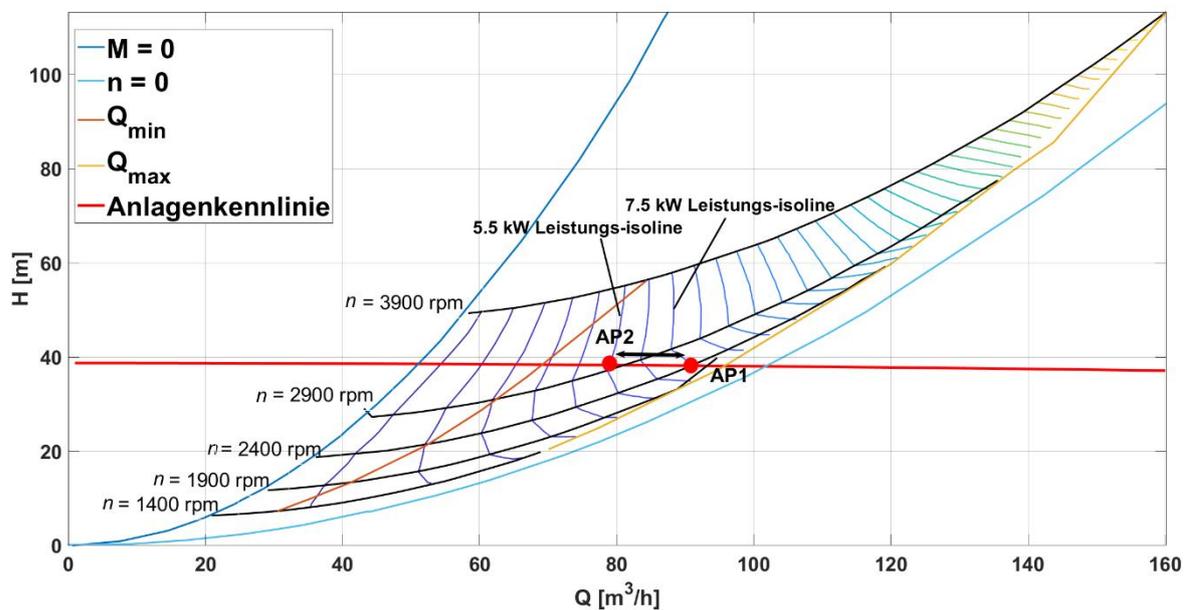


Abbildung 6: Drehzahlregelung am Beispiel des Kennfeldes der KSB50160 im Turbinenbetrieb

3.4 Der Batteriespeicher

Batteriespeicher sind elektrochemische Speicher, die vor allem zusammen mit PV-Anlagen in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen haben. Tabelle 3 listet einige der wichtigsten Begriffe aus diesem Technologiebereich.

Tabelle 3: Wichtige Begriffe bei Batteriespeichern [22]

Begriff	Beschreibung
Gesamtwirkungsgrad	Wirkungsgrad des gesamten Pfades, Ein- bis Auspeicherung, inkl. Verluste der Leistungselektronik
Zyklische Lebensdauer	Maximale Anzahl an Zyklen
Zyklus	Unter Berücksichtigung der Entladetiefe vollständiger Be- und Entladevorgang
Kalendarische Lebensdauer	Ohne elektrische Belastung nur durch Alterungsprozesse zu erwartende Lebensdauer
Energiedichte	Energie pro Volumeneinheit der Masseneinheit auf Zellebene
Selbstentladung	Abnehmender Ladezustand ohne Benutzung des Speichers
Nutzkapazität (Entladetiefe)	Nutzbare Kapazität des Speichers unter Berücksichtigung der Tiefenentladung, um die Zyklenlebensdauer zu erhöhen

Funktion von Batteriespeichern

Batteriespeicher bestehen im Kern aus mehreren miteinander verbundenen Einzelzellen. Das zu Grunde gelegte Funktionsprinzip der Zellen ist dabei bei den meisten Systemen gleich. So gibt es einen negativ (Minuspol) sowie positiv (Pluspol) geladenen Pol. Am Minuspol herrscht ein Elektronen-Überschuss, während der Pluspol durch einen Elektronenmangel gekennzeichnet ist. Durch Verbindung der Pole strömen Elektronen vom Minus zum Pluspol in Abhängigkeit der zwischen den Polen entstandenen elektrischen Spannung.

Bei Lithium-Ionen-Batterien befindet sich meist eine Kathode am Plus und eine Anode am Minuspol. Dazwischen befindet sich ein Elektrolyt, durch einen Separator getrennt, durch den sich die Ladungsträger (Lithium-Ionen) hin- und her bewegen können. Beim Ladevorgang entsteht an der Anode ein Überschuss von negativ geladenen Elektronen. Der Kathode werden somit Elektronen entzogen. Die dadurch entstandenen Lithium-Ionen wandern anschließend zur Kathode und verbinden sich mit den überschüssigen negativen Elektronen. Beim Entladevorgang dreht sich der Vorgang um, die Lithium-Ionen wandern in Richtung der Kathode und geben dort die gespeicherte Energie ab.

Typen von Batteriespeichern

Tabelle 4 zeigt die häufigsten am Markt vertretenen Batteriespeicher des Jahres 2022. Dabei beläuft sich der Marktanteil von Lithium-Eisen-Phosphat-Batteriespeichern auf rund 66,7 %. Das restliche Drittel wird von Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Speichern mit 26,5 % Marktanteil dominiert. Während Lithium-Ionen-Speicher noch mit einem Marktanteil von 5 % vertreten sind, ist der Marktanteil der restlichen Technologien momentan kaum nennenswert. So werden z.B. Technologien wie die VRFB (Vanadium Redox Flow Battery) nur bei sehr großen Stromspeichern mit mehr als 1000 kWh Speicherinhalt eingesetzt und andere Speichertechnologien wie die ZEBRA-Zelle (Zero Emission Battery Research Activities) sind nur für wenige spezialisierte Firmen erhältlich [22].

Tabelle 4: Im Jahr 2022 am häufigsten am Markt vertretene Batteriespeichertypen [22]

Abkürzung	Beschreibung
AIB	Aqueous Ion Exchange Battery (Salzwasserbatterie)
Li – Ion	Lithium-Ionen
LiNMC	Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt
LiNiCoAlO ₂	Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid
LiNiMnCoO ₂	Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid
Li ₄ Ti ₅ O ₂	Lithium-Titanat
VRFB	Vanadium Redox Flow Battery
Salzschmelze	Natrium-Nickel-Chlorid

Alterung

Bei der Alterung von Batteriespeichern wird meistens zwischen der kalendarischen und der zyklischen Alterung unterschieden.

Zyklische Alterung

Bei der zyklischen Alterung wird die Lebensdauer durch die Anzahl der Zyklen beeinflusst. Ein Zyklus beschreibt einen vollständigen Entlade- und Ladevorgang einer definierten Lademenge (z.B. eine vollständige Be- und Entladung einer in einem Batteriespeicher verfügbaren Nutzspeicherkapazität). Die zyklische Alterung ist abhängig von der Entladetiefe. Das ist auch der Grund für die Einführung der Nutzspeicherkapazität. In der Regel wird eine Entladetiefe von 90 % nicht überschritten. Dies kann z.B. durch Regelung der Ladeschlussspannung mittels einer Begrenzung durch eine Ladeelektronik erfolgen. Ein weite-

rer großer Einflussfaktor auf die zyklische Alterung ist die Höhe des Lade- bzw. Entladestromes. Je größer dieser Ladestrom ist, desto höher ist die Wärmeentwicklung, die die chemischen Zerfallsprozesse begünstigt und somit beschleunigt.

Kalendarische Alterung

Die kalendarische Alterung tritt aufgrund von chemischen Zerfallsprozessen mit fortschreitendem Alter der Zellen auf. So kommt es zu einem Kapazitätsverlust durch Angriff auf Anode, Kathode und/oder Elektrolyt. Dieser Kapazitätsverlust ist stark temperaturabhängig. Altert die Kathode, bildet sich oft eine Deckschicht auf dieser oder es kommt zur Auflösung durch Flusssäure und Fehlstellen in der Kristallstruktur. Auch Mikrorisse durch Bewegung oder ähnliches können auftreten. Bei der Anodenalterung kommt es meist zum Aufblättern von Graphit, einem Wachstum der SEI (Solid-Electrolyte-Interphase) oder einer chemischen Zersetzung dieser. Auch treten bei der Anodenalterung Ablagerungen von Lithiummetall (sogenanntes „Plating“) oder Abscheidungen von Deckschichten auf. Die Folgen sind meist Kapazitätsverlust und ein erhöhter Innenwiderstand, der zu einer erhöhten Temperatur beim Laden führt [23] [24].

Unterschied Nenn- und Nutzkapazität

Die Entladetiefe wird von den Herstellern in Form der Nutzkapazität aufgeführt. Es ist zu unterscheiden zwischen der Nennkapazität und der Nutzkapazität eines Batteriespeichersystems. Erstere beschreibt den maximal speicherbaren Energieinhalt, während die Nutzkapazität den Anteil der Gesamtkapazität angibt, der im Betrieb des Speichersystems tatsächlich genutzt werden soll. Die Nutzkapazität ist also die Nennkapazität abzüglich der maximalen Entladetiefe und der oberen Ladegrenze [22]. Einige Hersteller geben auch die angenommene Restnutzkapazität an, die der Batteriespeicher aufgrund von Alterungsprozessen bei typischem Betrieb nach 15 Jahren noch bereitstellen kann.

3.5 Technische Berechnungsgrundlagen

In diesem Unterpunkt werden die Berechnungsgrundlagen für das Nachvollziehen der in den Ergebnissen bzw. durch das Simulationsmodell durchgeführten Berechnungen erläutert.

Die Anlagenkennlinie

Die Anlagenkennlinie, oftmals auch als Systemkennlinie bezeichnet, beschreibt die erforderliche Förder- (Pumpbetrieb) bzw. Fallhöhe (Turbinenbetrieb) für die Anlage in Abhängigkeit des Förderstroms. Wie in Abbildung 7 ersichtlich, besteht die Anlagenkennlinie aus einem statischen- und einem dynamischen Anteil.

- Der statische Anteil H_{stat} ergibt sich aus der Summe des geodätischen Höhenunterschieds und der Systemdruckdifferenz:

$$H_{stat} = z_a - z_e \frac{p_a - p_e}{\rho g} = H_{geo} + \frac{p_a - p_e}{\rho g} \quad (3.2)$$

- Der dynamische Anteil H_{dyn} ergibt sich aus der Summe der Druckhöhenverluste, dem Strömungswiderstand der Rohrleitungen sowie den Ein- und Auslaufverlusten der PAT H_V :

$$H_{dyn} = \frac{v_a^2 - v_e^2}{2g} + \sum H_V \quad (3.3)$$

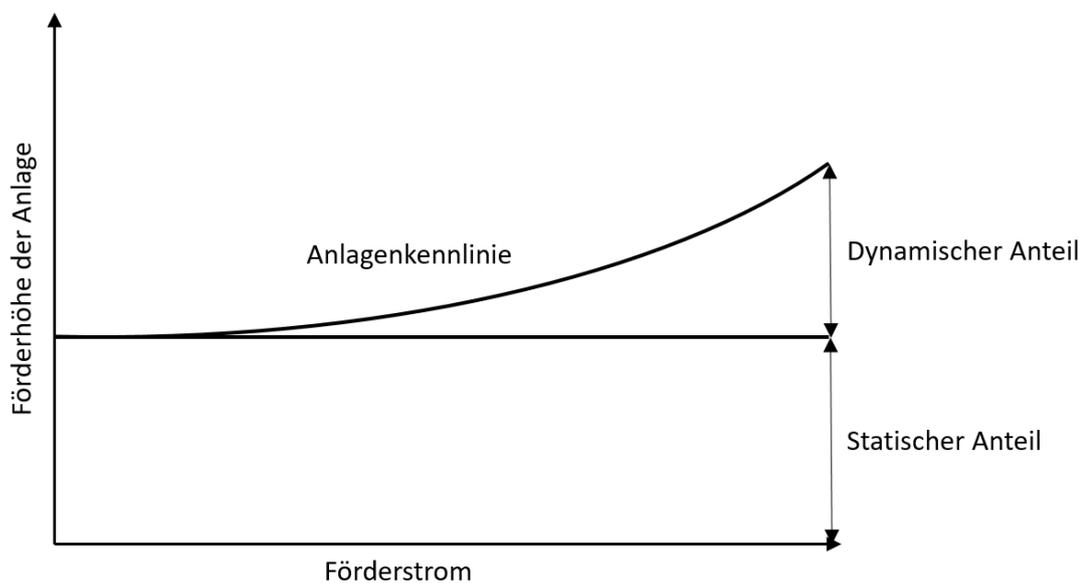


Abbildung 7: Statischer und dynamischer Anteil einer Anlagenkennlinie

Spezifische Drehzahl

Die spez. Drehzahl η_q stellt die Beziehung zwischen Förderstrom, Förderhöhe und Drehzahl her. Sie dient als Kennzahl, um bei unterschiedlichen Betriebsdaten Laufräder unterschiedlicher Bauform zu vergleichen.

$$\eta_q = n \frac{\sqrt{Q_{opt}/f_q}}{H_{opt}^{0,75}} \cdot 100\% \quad (3.4)$$

Während $H_{opt} = H_{tot,opt}/z_{st}$ die Förderhöhe pro Stufe z_{st} darstellt, beziffert f_q die Anzahl der Ströme, die in das Laufrad eintreten [9].

Wirkungsgrade

Der Gesamtwirkungsgrad η_{tot} ist definiert als der Quotient aus der gesamten abgegebenen elektrischen Energie $W_{out} = \int P_{P,el} dt$ und der gesamten zugeführten elektrischen Energie $W_{in} = \int P_{T,el} dt$:

$$\eta_{tot} = \frac{W_{out}}{W_{in}} \cdot 100\% \quad (3.5)$$

Die Werte des durchschnittlichen elektrischen Turbinen- $\bar{\eta}_{T,el}$ und Pumpenwirkungsgrades $\bar{\eta}_{P,el}$ werden aus den Simulationsergebnissen mittels trapezförmiger numerischer Integration [25] mit einer Schrittweite von 0,1 min unter Verwendung der folgenden Formeln berechnet:

$$\bar{\eta}_{P,el} = \frac{\int Q_P dt \cdot \rho \cdot g \cdot H_{geo}}{W_{in}} \quad (3.6)$$

$$\bar{\eta}_{T,el} = \frac{W_{out}}{\int Q_T dt \cdot \rho \cdot g \cdot H_{geo}} \quad (3.7)$$

Autarkiegrad

Der Autarkiegrad, der den Anteil des selbst erzeugten und genutzten Stromes am Gesamtstrombedarf beschreibt, wird aus der aus dem Netz bezogenen Energie W_N und dem Gesamtenergiebedarf W_L berechnet:

$$Autarkie = 1 - \frac{W_N}{W_L} \cdot 100\% \quad (3.8)$$

Nutzbare Speicherkapazität des Kleinstpumpspeichers

Die nutzbare Speicherkapazität eines MPS C_{MPS} wird durch das Produkt des Speicherbeckenvolumens V , der Dichte ρ des Fluids g , der Erdbeschleunigung, der Fallhöhe H_{geo} und des Turbinenwirkungsgrades $\bar{\eta}_{T,el}$ definiert:

$$C_{MPS} = V \cdot \rho \cdot g \cdot H_{geo} \cdot \bar{\eta}_{T,el} \quad (3.9)$$

3.6 Wirtschaftliche Berechnungsgrundlagen

In dieser Arbeit spielt neben dem technischen Forschungsteil auch der wirtschaftliche Forschungsteil eine zentrale Rolle. Um die gesamte Vorgehensweise zu verstehen, ist es notwendig, dem Leser auch die Grundlagen der durchgeführten wirtschaftlichen Berechnungen zu erläutern.

3.6.1 Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI 2067

Die folgende Berechnung ist der Richtlinie VDI2067, der Berechnung der Wirtschaftlichkeit von gebäudetechnischen Anlagen (2011), entnommen und beruht auf langjährigen Erkenntnissen und Erfahrungen. Diese Gleichungen wurden im Simulationsmodell zur Berechnung der Annuitätenergebnisse verwendet und werden im Folgenden erläutert. Weitere ausführlichere Informationen sind im offiziellen VDI2067-Dokument [26] zu finden.

Annuität und Preisänderungsfaktor

Zunächst müssen ein bestimmter Betrachtungszeitraum (T), ein Zinsfaktor (q) und ein Preisänderungsfaktor (r) festgelegt werden. Dann lassen sich der Annuitätsfaktor (a) und der Barwertfaktor (b) mit den folgenden Gleichungen berechnen:

$$a = \frac{q-1}{1-q^{-T}} \quad (3.10)$$

$$b = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^T}{q - r} \quad (3.11)$$

Kostenkalkulation

Im zweiten Schritt werden alle Kosten berechnet. Diese umfassen kapitalbezogene Kosten $A_{N,K}$, nachfragebezogene Kosten $A_{N,V}$, betriebsbezogene Kosten $A_{N,B}$ und alle anderen Kosten $A_{N,S}$.

Kapitalkosten

Kapitalbezogene Kosten sind fixe, zeitlich begrenzte Ausgaben. Ist die Lebensdauer der Komponente überschritten, müssen Ersatzbeschaffungen erfolgen. Übersteigt die Lebensdauer den Betrachtungszeitraum, wird ein Restwert berücksichtigt. Die Annuität der kapitalbezogenen Kosten wird mit der folgenden Gleichung berechnet:

$$A_{N,K} = (A_0 + A_1 + A_2 \dots A_n - RW_t) \cdot a \quad (3.12)$$

Der Barwiederbeschaffungswert von A_n wird gemäß folgender Gleichung berechnet:

$$A_n = A_0 \frac{r^{n \cdot T_N}}{q^{n \cdot T_N}} \quad (3.13)$$

Der Restwert von RW_t wird unter Berücksichtigung der Lebensdauer T_N und der Anzahl der Ersatzbeschaffungen n_r in der Folgezeit gemäß folgender Gleichung berechnet:

$$RW_t = A_0 \cdot r^{n_r \cdot T_N} \cdot \frac{(n_r + 1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^T} \quad (3.14)$$

Bedarfsbezogene Kosten

Die bedarfsbezogenen Kosten sind Kosten, die für den Betrieb des Pumpspeichers anfallen (z. B. Kosten für Energie oder Brennstoffe). Die Annuität der bedarfsabhängigen Kosten ergibt sich aus den Kosten im ersten Jahr A_{V1} mit folgender Gleichung:

$$A_{N,V} = A_{V1} \cdot a \cdot b \quad (3.15)$$

Betriebsbedingte Kosten

Betriebsbedingte Kosten sind in erster Linie Kosten für Instandhaltung und Personal. Die Annuität dieser Kosten wird einschließlich der betriebsbedingten Kosten für den tatsächlichen Betrieb A_{B1} und die Instandhaltung A_{IN} im ersten Jahr wie folgt berechnet:

$$A_{N,B} = A_{B1} \cdot a \cdot b_B + A_{IN} \cdot a \cdot b \quad (3.16)$$

Die Instandhaltungskosten sind das Produkt aus den Kosten der Erstinvestition für die Komponenten A_0 und deren Faktoren für Wartung f_{W+Insp} und Instandhaltungsaufwand f_{Inst} :

$$A_{IN} = A_0 \cdot (f_{Inst} + f_{W+Insp}) \quad (3.17)$$

Sonstige Kosten

Die Annuität der sonstigen Kosten kann aus den sonstigen Kosten des ersten Jahres A_{S1} berechnet werden:

$$A_{N,S} = A_{S1} \cdot a \cdot b \quad (3.18)$$

Erlöse

Die Annuität der Erlöse $A_{N,E}$ wird auf die gleiche Weise wie die Kosten ermittelt. Wenn die Erlöse nicht in einzelnen Werten aufgeteilt sind, können sie aus den Erlösen im ersten Jahr E_1 mit der Gleichung ermittelt werden:

$$A_{N,E} = E_1 \cdot a \cdot b \quad (3.19)$$

Annuität der jährlichen Gesamtzahlungen oder Einkünfte

Im letzten Schritt können die jährlichen Gesamtzahlungen oder Einkünfte A_N berechnet werden, indem die Annuität der Kosten von der Annuität der Erlöse mit folgender Gleichung abgezogen wird:

$$A_N = A_{N,E} - (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B} + A_{N,S}) \quad (3.20)$$

3.6.2 Berechnung der Stromgestehungskosten Levelized Cost of Electricity

Um die Wirtschaftlichkeit verschiedener Energiespeicher bewerten zu können, werden meist die Stromgestehungskosten (LCOE), in diesem Fall die Kosten des wieder aus gespeicherten Stromes, herangezogen. Um einen Vergleich mit Ergebnissen anderer Publikationen zu ermöglichen, wurden die Stromgestehungskosten für die betrachteten Mikropumpenspeicher gemäß folgender Formel berechnet [27]:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{W_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (3.21)$$

Im Jahr Null ($t = 0$), in dem die Anlage errichtet wird, werden alle Investitionskosten in Form von I_0 , berücksichtigt und es wird keine Energie $W_{t,el}$ aus dem Pumpspeicher entnommen. Für jedes beliebige Jahr t zwischen dem ersten und dem letzten Jahr besteht die Summe der Kosten A_t aus den Betriebs- und Instandhaltungskosten $O\&M_t$, dem möglichen Verkauf von Strom an der Strombörse ES_t und der Reinvestition für Ersatzbeschaffungen RI_t . Im letzten Jahr werden auch die Restwerte der Komponenten RW_t berücksichtigt und von den Kosten abgezogen. Es ergibt sich somit, angelehnt an die VDI2067 [26], folgende Formel für die Summe der laufenden Kosten:

$$A_t = O\&M_t + ES_t + RI_t - RW_t \quad (3.22)$$

3.7 Energiewirtschaftliche Grundlagen des deutschen Stromsektors

Wie bereits in Abschnitt 2.2.2 erwähnt, muss bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung auch der entgangene Gewinn der einspeicherbaren Energie berücksichtigt werden, da diese, anstatt sie einzuspeichern, auch z.B. über einen Strommarktteilnehmer hätte verkauft werden können. Um den Einfluss des Strommarktes zu untersuchen und die Auswirkungen von Energiepreisen beurteilen zu können, werden im Folgenden einige dafür wichtige Grundlagen des Energiehandels in Deutschland kurz erläutert. (Genaueres ist in Kapitel 6.4 bei den Auswirkungen von Preissteigerungen zu finden).

3.7.1 Stromhandel in Deutschland

In Deutschland gibt es generell zwei Möglichkeiten, Strom zu handeln. Das ist zum einen der „Over-the-Counter“ (OTC)-Handel, zum anderen der direkte Handel an der Strombörse, der European Energy Exchange (EEX).

Bedeutung der European Energy Exchange

Die EEX ist die führende Energiebörse in Europa mit Hauptsitz in Leipzig, Deutschland. Die Gründung erfolgte Jahr 2002 und sie hat sich seitdem zu der wichtigsten Börse für den Handel mit Strom, Erdgas, Kohle und Emissionszertifikaten in Europa entwickelt. Die EEX bietet Energiemarktteilnehmern wie Energieerzeugern, -lieferanten, -händlern und -verbrauchern eine Plattform für den Kauf und Verkauf von Energieprodukten. Die Börse betreibt sowohl Spot- als auch Terminmärkte und bietet Händlern die Möglichkeit, ihr Preisrisiko zu steuern und die zukünftige Energieversorgung zu sichern. Auf dem Spotmarkt werden Energieprodukte zur Lieferung am selben oder am nächsten Tag gehandelt. Am Terminmarkt werden Futures- und Optionskontrakte für die Lieferung zu einem zukünftigen Zeitpunkt gehandelt. Auch existiert eine Clearingstelle, die die finanzielle Abwicklung aller an der Börse getätigten Geschäfte gewährleistet. Diese sorgt für Transparenz und Liquidität auf dem Markt und ermöglicht den Marktteilnehmern ein effizienteres Management ihres Energiepreisrisikos [28].

Der „Over-the Counter“-Handel

Beim sogenannten OTC-Handel schließen ein Stromverkäufer und ein Einkäufer direkt einen Kaufvertrag ab. Diese Kaufverträge werden individuell unter Ausschluss der Öffentlichkeit verhandelt. Mit OTC-Terminverträgen decken sich Stromkunden in der Regel langfristig aufgrund ihres prognostizierten Strombedarfs ein. Da die genaue Vorhersage aber ein komplexer Vorgang ist, ist es kaum möglich, die genaue, gesamt benötigte Strommenge im Voraus einzukaufen. Hier kommt nun der OTC-Spotmarkt ins Spiel, bei dem sich die Stromkunden die restlichen, kurzfristig benötigten Strommengen beschaffen. Laut dem deutschen Energieversorgungsunternehmen EON unterscheiden sich die Preise im OTC-Handel von denen an der Energiebörse nur geringfügig, leicht überprüfen lässt sich dies jedoch kaum, da die Kaufverträge nicht öffentlich abgeschlossen werden [29].

Der Handel an der Strombörse European Energy Exchange

Die Restlichen 25-30 % des Strom-Handelsvolumens werden nun ähnlich wie beim OTC-Handel am Terminmarkt oder Spotmarkt der EEX gehandelt. Hier ist die Strombörse in Leipzig der Handelspartner für die verschiedenen Stromkäufer bzw. Verkäufer, die anonym agieren. Während am Terminmarkt wieder die langfristigen Produkte, die sogenannten „Futures“ (Week-, Weekend-, Month-, und Year-Futures), gehandelt werden, werden die kurzfristig zu beschaffenden Strommengen am Tochterunternehmen, dem European Power Exchange (EPEX), gehandelt. Hier gibt es den sogenannten Day-Ahead- und den Intraday-Handel. Beim Day-Ahead-Handel werden am Vortag Gebote bis spätestens 12 Uhr für den Folgetag entgegengenommen. Hier wird dann der Börsenstrompreis nach der „Merit-Order“ über das „Grenzkraftwerk“ gebildet. Dieser richtet sich nach dem Preis, wo Angebot und Nachfrage gedeckt werden. Das Gebot des Kraftwerks (Grenzkraftwerk), das als letztes noch bedient wird, bestimmt den Börsenstrompreis. Da aber auch hier über den Vortag nicht alle Strommengen exakt eingekauft werden können, gibt es wiederum den Intraday-Handel. An diesem werden dann die fehlenden oder überschüssigen Strommengen gehandelt. Da der Strommarkt durch den täglich schwankenden Strombedarf sehr volatil ist, gibt es verschiedene Beschaffungsblöcke wie Baseload- (zur Deckung der Grundlast) oder Peakload-Produkte (zur Deckung der Spitzenlast) [29].

Hürden der Teilnahme an den Energiemärkten der European Energy Exchange

Die Teilnahme an der EEX und somit an den Energiemärkten in Deutschland bzw. Europa ist keineswegs ohne weiteres möglich. Als erstes gilt es folgende Zulassungsvoraussetzungen zu erfüllen.

- Anerkennung als Handelsteilnehmer durch die European Commodity Clearing AG.
- Nachweis der persönlichen Zuverlässigkeit und der beruflichen Eignung der geschäftsführungsberechtigten Person/-en (unter anderem Durchführung der EEX-Händlerprüfung)
- Nachweis haftendes Eigenkapital von mindestens 50.000 €
- Technische Anbindung an die Handelssysteme

Neben den Zulassungsvoraussetzungen erhebt die EEX AG neben Entgelten pro Transaktion von den Handelsteilnehmern der EEX in Abhängigkeit von der gewählten Mitgliedschaft für die Nutzung der Spot- und Terminmärkte die in Tabelle 5 [30] aufgeführten Mitgliedschaftsentgelte.

Für die Teilnahme an den Energiemärkten ist also ein jährliches Entgelt von 20.000 bis 37.000 Euro zu kalkulieren. Dazu kommen noch die Transaktions- und mögliche andere Gebühren. Für einen Marktteilnehmer mit nur geringem Transaktionsvolumen ist also eine

direkte Teilnahme nicht rentabel, hier braucht es andere Konzepte wie z.B. Partnerschaft mit einem an der Börse zugelassenen Vermarkter.

Tabelle 5: Mitgliedschaftsentgelte der European Energy Exchange

Art der Mitgliedschaft	Entgelt
EEX Full Membership: Teilnahme am Handel in allen Produkten der EEX	37.000 € p.a.
EEX Power Plus Membership Teilnahme am Handel in allen Produkten der EEX, am Erdgasmarkt jedoch beschränkt auf die Produkte des Emerging Natural Gas Marktes	22.000 € p.a.
EEX Natural Gas Plus Membership; Teilnahme am Handel in allen Produkten der EEX, am Strommarkt jedoch beschränkt auf die Produkte des Marktgebiets Großbritannien.	20.000 € p.a.
Environmental and Emerging Markets Membership: Teilnahme am Handel nur in folgenden Produkten: Emissionsrechte am Spotmarkt (Primär- und Sekundärmarkt) und Terminmarkt sowie Agrar- und Frachtprodukte	5.000 € p.a.
Primary Auction Only Membership: Teilnahme nur an Primärauktionen von Zertifikaten am Spotmarkt	0 € p.a.

3.7.2 Vermarktung ausgeförderter EEG-Anlagen

Da die Teilnahme an der Strombörse gewissen Zulassungsvoraussetzungen unterliegt, ist es für die meisten Teilnehmer nicht möglich, den Strom direkt selbst an der Börse zu handeln. Um den Strom von PV-Anlagen, die nach 20 Jahren ihre Einspeisevergütung verlieren, zu verkaufen, wurde im EEG-2021 eine gesonderte Übergangsregelung, gültig vorerst bis Ende 2027, eingeführt. Bei dieser wird generell zwischen Anlagen mit einer installierten Leistung bis oder größer als 100 kWp unterschieden. Grundsätzlich gibt es bei Anlagen bis 100 kWp mit Volleinspeisung oder Überschusseinspeisung bis auf technische Unterschiede durch zusätzliche Steuerungsmöglichkeiten bei Überschusseinspeisung zwei Möglichkeiten des Weiterbetriebes. Zum einen wird der Strom vom Anschlussnetzbetreiber abgenommen und mit dem Jahresmarktwert abzüglich einer geringen Vermarktungspauschale (0,4 ct/kWh – Stand 2021) vergütet. Die zweite Möglichkeit ist die Abnahme über einen Direktvermarkter, der eigenständig gesucht werden muss und der den Strom dann an der Strombörse verkauft. Bei Anlagen größer als 100 kWp gibt es nur die Möglichkeit der Direktvermarktung [31]. Weitere Informationen zu den Jahresmarktwerten werden in Kapitel 6.4.2 mit den Auswirkungen der Entwicklungen am Energiemarkt behandelt.

3.8 Aktueller Forschungsstand zum Thema Kleinstpumpenspeicher und Pumpe-als-Turbine

Bisher wurde der Teil der Grundlagen, der hauptsächlich durch jahrelangen Einsatz der Technologie bereits weit verbreitet und erforscht ist, vermittelt. In diesem Abschnitt wird nun auf den aktuellen Stand der Forschungen in den verschiedenen relevanten Bereichen der Nutzung der PAT-Technologie eingegangen.

Forschungsstand für den Einsatz in Wasserversorgungsnetzen

Betrachtet man die Einsatzgebiete der PAT-Technologie, kommt man nicht umhin, neben Speicherwasserkraftwerken auch die Anwendung von PATs in Wasserversorgungsnetzen zu betrachten. In Versorgungsnetzen hat sich die Technologie in den letzten Jahren schon weitreichend etabliert. So haben sich PATs bereits in einer Reihe von Wasserverteilungsnetzen zur Energierückgewinnung [32] [33], mit einer möglichen Amortisationszeit von sechs Jahren [34], zur Druckreduzierung und Verringerung von Wasserverlusten [35] oder zur Verbesserung der Netzeffizienz [36] [37] gut etabliert. Auch die Nachhaltigkeit solcher Netze kann durch die Energierückgewinnung verbessert werden [38]. Darüber hinaus wurden in Studien über PATs bereits Integrationsstrategien für Wasserverteilungsnetze [39] [40] oder Methoden zur Auswahl in Verteilnetzen von Pumpen aus Katalogen [41] entwickelt. In diesem Bereich wurden auch Simulationsmodelle entwickelt, um beispielsweise die Anzahl und die optimalen Standorte der Einbringung sowie die optimale PAT zur Minimierung der Kosten zu bestimmen [42]. Eine aktuelle Publikation hat beispielsweise gezeigt, dass die gezielte dezentrale Installation von PATs in einem Wasserverteilungsnetz zum Aufladen von E-Bikes oder E-Scootern genutzt werden kann, indem der Druck im Netz reduziert wird [43]. Etwas Vergleichbares könnte beispielsweise durch den Einsatz eines PAT in einem Mikropumpenspeichersystem (MPS) erreicht werden, wodurch die Belastung des Stromnetzes reduziert wird. Das Ergebnis einer Veröffentlichung über die Stromkosten in Indien zeigt, dass MPS-Systeme wirtschaftlich tragfähig sein können [44]. Andere Publikationen, die sich mit der Modellierung von Kleinwasserkraftwerken [45] [46] [47] [48] [49] [50] in Kombination mit Photovoltaik (PV)-Anlagen [51], Windturbinen [52] oder beidem [53] beschäftigen, lassen dagegen die Frage offen, wie ein solches System wirtschaftlich betrieben werden kann.

Pilotanlage eines Mikro-Pumpenspeichers mit Pumpe als Turbine in Froyennes, Belgien

In Froyennes, Belgien, wurde kürzlich eine MPS-Pilotanlage mit einem PAT realisiert [11], in der die von verschiedenen PV-Anlagen und einigen kleinen Windturbinen erzeugte Energie im Falle eines lokalen Energieüberschusses im MPS gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt entnommen wird. Die Rentabilität eines MPS-Systems zu erreichen, ist eine Herausforderung. So liegen beispielsweise die Stromgestehungskosten (LCOE) für die Speicherung und Entnahme von Energie in Froyennes bei 1,06 €/kWh [11], was weit über den aktuellen Energiepreisen liegt. In dieser Arbeit wird diese Pilotanlage als Beispiel verwendet, um die allgemeinen Rahmenbedingungen zu veranschaulichen, die

für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind. So liegt das Verhältnis von Länge zu Fallhöhe (L/H) beim MPS in Froyennes bei etwa 8. Da dieses Verhältnis bei anderen Pumpspeicherkraftwerken in der Regel deutlich geringer ist, besteht ein großes Potenzial zur Kostenreduktion [11]. Je nach Füllstand des Stausees beträgt die maximale Förderhöhe nur 11 m, was ebenfalls Verbesserungspotenzial birgt. Der Wirkungsgrad des PAT liegt bei 72,7 %, aber es gibt inzwischen PATs mit besserem Wirkungsgrad (siehe Abschnitt 6.2.1), was auch zu einem besseren Ergebnis bei den Stromgestehungskosten führen sollte. Außerdem wurde in Froyennes ein 30 kW Motor/Generator (M/G) für eine maximale Pumpenleistung von 17 kW verwendet; ein besser angepasster M/G könnte die Investitionskosten senken.

Forschungsstand zur Ermittlung von Pumpen und Turbinenkennfeldern

Um die Wirtschaftlichkeit eines solchen Systems bewerten zu können, werden Pumpen- und Turbinenkennfelder als Input für ein Simulationsmodell benötigt. Da Turbinenkennfelder im Gegensatz zu den Pumpenkennfeldern in der Regel nicht öffentlich verfügbar sind, müssen Turbinenkennfelder gemessen oder berechnet werden. Im Laufe der Jahre wurden zahlreiche Berechnungsmethoden entwickelt, z. B. von Gülich [028], Alatorre-Frenk [54], Derakhshan [55], Yang [56] und T. Lin [57], und mit experimentellen Messungen [58] [59] oder anderen Vorhersagemethoden [60] verglichen. Es wurden auch Vorhersagemodelle entwickelt, insbesondere für mehrstufige PATs [61]. Die Genauigkeit der ermittelten Turbineneigenschaften hängt von den als Grundlage verfügbaren Pumpbetriebsdaten ab, und es muss immer ein gewisser Grad an Ungenauigkeit berücksichtigt werden. Da ein Prüfstand sehr teuer ist, vor allem wenn man den gesamten Leistungsbereich abdeckt, der in dieser Arbeit betrachtet wird, sind die Berechnungsmethoden dennoch notwendig. Auf der Grundlage der berechneten Turbinenkennlinien kann mit einem numerischen Modell der MPS-Anlage deren Betrieb simuliert und nach wirtschaftlichen und technischen Kriterien bewertet werden. Insbesondere kann ein Fahrplan erstellt werden, wie eine MPS-Anlage gewinnbringend betrieben werden kann, was das Hauptziel der vorliegenden Arbeit ist.

Forschungsstand zur Ermittlung von Pumpen- und Turbinenkennfeldern bei mehrstufigen Kreiselpumpen

Während der Turbinenbetrieb von einstufigen Kreiselpumpen schon relativ häufig zur Anwendung kommt, gibt es zu mehrstufigen PATs relativ wenig Forschungsergebnisse. So wurde ein Modell zur Vorhersage von Kennwerten einer 6-Stufen-PAT für den Zwei-Phasen-Betrieb entwickelt. Diese wird von bekannten Werten der Einphasenströmung dann auf den Zweiphasenbetrieb umgerechnet. [62] Des Weiteren gibt es komplexe Untersuchungen zu Leistungsflüssen in einer mehrstufigen Kreiselpumpe anhand von CFD-Simulationen (Computational Fluid Dynamics) [63]. Generell bieten auch einige Hersteller so wie z.B. Andritz Ritz mehrstufige Kreiselpumpen für den Turbinenbetrieb an.

4 Ermittlung der Kennfelder von Kreiselpumpen

Die Grundlage dieser Arbeit bilden die Kennfelder des Pumpen- und Turbinenbetriebes verschiedener Kreiselpumpen. Sie sind ein wichtiges Kernelement zur Durchführung von Simulationen als Basis für die Bewertung des Betriebs eines MPS mit Pumpe als Turbine. In diesen sind die essentiellen Kenndaten wie der Fallhöhe, des Wirkungsgrads, der Leistung sowie der Drehzahl in Abhängigkeit des Durchflusses enthalten. Im Wesentlichen gibt es drei Möglichkeiten, solche Kennfelder zu erhalten. So besteht zum einen die Möglichkeit, diese direkt von Herstellern zur Verfügung gestellt zu bekommen, was sich meist als schwierig gestaltet, wenn man nicht einen direkten Kontakt zu einem Pumpenhersteller hat, der sich schon ausführlich mit dem Turbinenbetrieb seiner Kreiselpumpen beschäftigt hat. Des Weiteren können Kennfelder auch berechnet werden, was aber immer eine gewisse Ungenauigkeit mit sich bringt. Die genaueste Methode ist neben dem direkten Kontakt zum Hersteller, die Kennfelder selbst mit Hilfe eines Prüfstandes zu vermessen. Das wiederum gestaltet sich im Vergleich zu den Berechnungen aber meist kostenintensiv und das Leistungsspektrum der Kreiselpumpen an einem solchen Prüfstand ist begrenzt. Alle drei Methoden wurden für die vorliegende Arbeit verwendet und werden nun genauer beschrieben.

4.1 Vermessung von Kennfeldern am Prüfstand

Die erste Möglichkeit neben der, die Kennfelder des Turbinenbetriebes direkt vom Hersteller zu erhalten, ist es, die Turbinenkennfelder selbst zu vermessen. Dazu wurde ein Prüfstand in der Seebachschleife am Fuße des Arbers in einer alten Glasschleiferei im Bayrischen Wald aufgebaut. Aufgrund der dort bereits verbauten Wasserkraftanlagen eignete sich dieser Ort bestens, um eine Versuchsanlage zu installieren. Details zum Aufbau, zu den Messgeräten sowie zu den am Prüfstand gemessenen Kennfeldern sind in den folgenden Unterpunkten zu finden.

4.1.1 Aufbau

In diesem Abschnitt wird der mechanische und elektrische Aufbau des Turbinenprüfstandes genauer erläutert.

Mechanischer Aufbau

In Abbildung 8 (Draufsicht) und Abbildung 9 (Vorderansicht) ist das CAD-Modell des Prüfstandes dargestellt. Zu sehen ist eine Gefällepumpe (Nr. 6) zum Erzeugen eines künstlichen Druckgefälles sowie die zu vermessende Kreiselpumpe (Nr. 7).

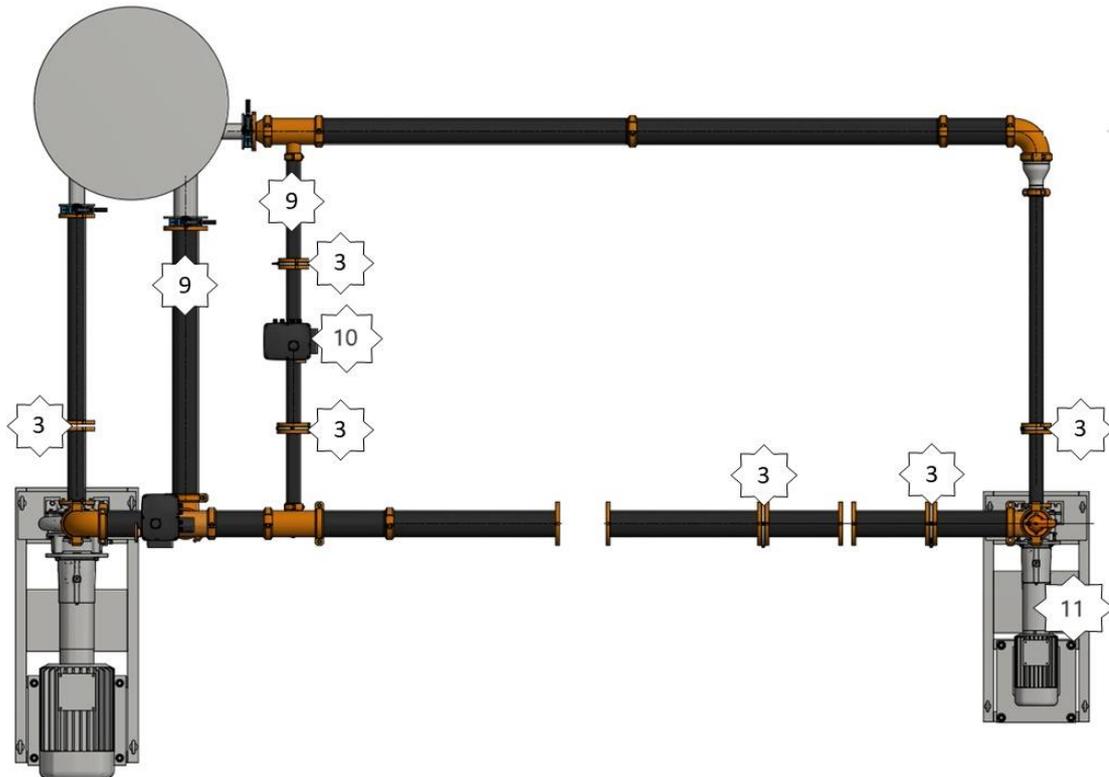


Abbildung 8: Draufsicht des Turbinenprüfstandes mit Druckmessflanschen (3), Bypässe (9), Regeventil (10) und Drehmomentmesswelle (11)

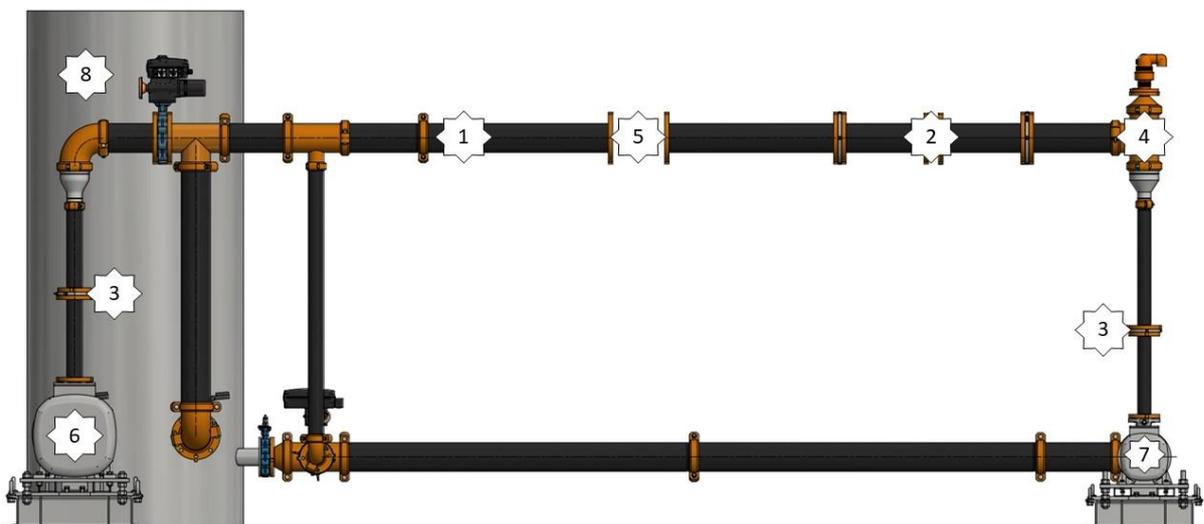


Abbildung 9: Seitenansicht des Turbinenprüfstandes mit Druckrohrleitung (PN16, 1), Regelventil (2), Druckmessflanschen (3), Entlüftungsventil (4), magnetisch-induktivem Durchflussmessgerät (5), Gefällepumpe (6), zu vermessender PAT (7) und Wassertank (8)

Der Aufbau des Prüfstandes lässt sich wie folgt beschreiben. Die Gefällepumpe ist mit der zu vermessenden PAT über eine Druckrohrleitung (PN16, Nr. 1) miteinander verbunden.

Alle verbauten Rohre stammen vom Typ FlowMax der Firma Alvenius. Der Unterbau des Prüfstandes, welche zur Befestigung und Stabilisierung der Rohrleitungen dient, besteht aus dem PILA-System der Firma Karl Lausser GmbH. Nach bzw. vor der Ausweitung zu den jeweiligen Ein- und Auslässen der Pumpe hat die Rohrleitung einen Nenndurchmesser von DN150. In dieser Druckrohrleitung befindet sich ein Regelventil der Firma Ebro vom Typ Z-014 (Nr. 2) mit einem Druckmessflansch (Nr. 3) vor und nach der Regelklappe. Außerdem befindet sich ein 3-Wege-Entlüftungsventil D-040 (Nr. 4) der Firma Airvalve in der Druckrohrleitung, um Lufteinschlüsse zu vermeiden. Eine magnetisch-induktive Durchflussmessung erfolgt ebenfalls in der Druckleitung durch ein Messgerät der Firma Siemens SITRANS F M MAG 5100 W (Nr. 5). Am Eingang der Druckrohrleitung ist die Gefällepumpe (Nr. 6.) zum Erzeugen eines künstlichen Druckgefälles verbaut. Die zu vermessende Kreiselpumpe (Nr. 7) befindet sich am anderen Ende der Druckrohrleitung. Vor und nach der Gefälle- sowie der zu vermessenden Kreiselpumpe befindet sich, wie bei der Regelklappe, mit einem Abstand von 500 mm jeweils ein Druckmessflansch (Nr. 3), um den statischen Druckunterschied (Differenzdruck) zwischen Ein- und Auslass der jeweiligen Kreiselpumpe zu erfassen. Diese sind mit einem Differenzdruckmessgerät der Firma Siemens vom Typ SITRANS P DS III / P410 verbunden. Bei der zu vermessenden Kreiselpumpe ist zwischen Motor und Pumpenwelle eine Drehmomentmesswelle der Firma Lorenz vom Typ DR2412 (Nr. 11) zur Aufnahme der Drehzahl und des Drehmoments installiert. Die Gefällepumpe sowie PAT sind wiederum jeweils über Rohrleitungen mit einem offenen Wassertank (Nr. 8) mit einem Volumen von ca. 3 m³ Wasservolumen verbunden. Zwischen dem Wassertank und der Druckrohrleitung gibt es noch zwei Bypässe (Nr. 9), einer mit einem Regelventil (Nr. 10) mit Druckmessstellen (Nr. 3) vor und nach dem Ventil, sowie einen Bypass mit einer reinen Verschlussklappe. Abbildung 10 zeigt den soeben beschriebenen Aufbau.



Abbildung 10: Bild des Turbinenprüfstandes in der Seebachschleife am Fuße des Arbers

Elektrischer Aufbau

Neben den mechanischen Bauteilen wurden am Prüfstand auch einige elektrische Komponenten wie der Frequenzumrichter, der Motor bzw. Generator und einige Messgeräte verbaut.

Frequenzumrichter

Abbildung 11 zeigt den elektrischen Aufbau des Frequenzumrichters der beiden Kreiselpumpen mit den Beiden für die Drehzahlregelung der jeweiligen Pumpen benötigten Frequenzumrichtern und weiteren sicherheitsrelevanten Bauteilen.



Abbildung 11: Elektrischer Aufbau des Turbinenprüfstandes mit Sicherheitseinrichtungen, rückspeisefähigem Siemens S120 Frequenzumrichter (mittig) zur Drehzahlregelung der PAT und ABB ASC580 Frequenzumrichter (unten rechts) zur Drehzahlregelung der Gefällepumpe

Die zu vermessende Kreiselpumpe wird von einem Siemens S120 mit einer Nennleistung von 16,5 kW mit Rückspeiseeinheit drehzahl geregelt. Die Gefällepumpe wird mit einem Frequenzumrichter vom Typ ABB ASC580 mit einer Nennleistung von 50 kW betrieben. Beide Frequenzumrichter sind jeweils für eine VECTOR-Regelung parametrisiert.

Motor/Generator

Für die Messung der verschiedenen Kreiselpumpen kamen mehrere Motoren bzw. Generatoren am Prüfstand zum Einsatz. Jede der Kreiselpumpen wurde mit einem eigens dafür ausgelegten Motor bzw. Generator betrieben. Die Andritz EST-65-160 wurde mit einem Synchron Reluctanz Motor der Firma Siemens vom Typ SIMOTICS SD-VSD4000 mit einer Nennleistung von 22 kW betrieben, die Herborner F065-200A mit einem permanenterregten Synchronmotor der Firma Emod vom Typ IE5-IPM132M/63-150 mit einer Nennleistung von 18,5 kW. Die Herborner FL080-210A-H-0554H-W2B wurde mit einem Asynchronmotor der Firma Hoyer vom Typ HMA3-132S-4 mit einer Nennleistung von 5,5 kW betrieben.

Steuereinheit

Die Steuereinheit des Prüfstandes besteht im Kern aus einer SIMATIC S7 1200. Die CPU selbst besteht aus einer Siemens 1214C mit jeweils einem Erweiterungsmodul zur Anbindung von Profibus DP (CM1243) und Profibus PA (ET200M IM153-2). Die S7 1200 enthält einen Mikroprozessor, mit dem die Messdaten der verschiedenen Messgeräte aufgenommen und anschließend gespeichert werden können.

4.1.2 Messgeräte

Um die Messwerte für die Kennfelderstellung aufnehmen zu können, sind verschiedene Messgeräte zur Messung des Differenzdrucks, des Durchflusses sowie des Drehmoments und der Drehzahl am Prüfstand im Einsatz. Diese werden nun im Einzelnen anhand Ihrer Spezifikationen vorgestellt.

Magnetisch-induktives Durchflussmessgerät



Abbildung 12: Magnetisch-induktives Durchflussmessgerät zur Messung des Durchflusses SITRANS F M MAG 5100 W

Die Durchflussmessung erfolgt über ein magnetisch-induktives Durchflussmessgerät der Firma Siemens SITRANS F M MAG 5100 W (Abbildung 12). Das Messprinzip basiert auf dem Faraday'schen Gesetz durch elektromagnetische Induktion. So wandelt das Messgerät den Durchfluss in eine der Strömungsgeschwindigkeit proportionale Spannung um. Das Messgerät setzt sich aus einem Sensor und einem Messumformer zusammen. Die Messgenauigkeit wird vom Hersteller mit +0,4 % der Durchflussmenge angegeben. Die Anbindung an die SPS erfolgte über Profibus DP.

Druckmessflansch

Abbildung 13 zeigt einen Druckmessflansch PN10/DN80 der Firma Herbroner für die Messung des statischen Druckes. Der Flansch besitzt im Inneren vier Bohrungen, die jeweils mit einer Messkammer verbunden sind. Von dieser Messkammer aus gibt es zusätzlich noch eine Bohrung, die versetzt zu den anderen angeordnet und somit nicht direkt mit der Rohrleitung verbunden ist. Diese Anordnung dient zur Beruhigung der Strömung. Diese Bohrung ist je nach Anbringung des Messflansches mit dem Ein- bzw. Ausgang des Differenzdruckmessgerätes verbunden. Um den Differenzdruck aufnehmen zu können, ist jeweils ein Messflansch vor und nach der zu vermessenden Kreiselpumpe mit einem Abstand von 500 mm zur Beruhigung der Strömung in dem Rohrleitungssystem verbaut.



Abbildung 13: Druckmessflansch der Druckstufe PN10 der Firma Herbroner

Differenzdruckmessgeräte



Abbildung 14: Differenzdruckmessgeräte vom Typ Sitrans P DS III zur Aufnahme des Differenzdruckes

Für die Differenzdruckmessung zwischen Pumpen- bzw. Turbineneinlass und Auslass wurden Messgeräte der Firma Siemens vom Typ SITRANS P DS III / P410 (Abbildung 14) mit einem Messbereich von 30 bar und/oder einem Messbereich von 5 bar eingesetzt. Bei diesem wird der gemessene Differenzdruck über eine Membran, die Ein- und Ausgangsseite trennt, auf einen Sensor übertragen. Die Messgenauigkeit bezieht sich auf den Nennbereich r und bezieht sich auf die Abweichung durch die Umgebungstemperatur. Diese Abweichung wird für Messwerte mit 5 und 30 bar mit $(0,025 \cdot r + 0,125)$ pro 28°C in Prozent angegeben. Für Messwerte kleiner gleich 5 bar beträgt die Abweichungen des Sensors von 0,065 % und $(0,004 \cdot r + 0,045)$ % für Messwerte größer 5 bis 100 bar. Die Anbindung an die SPS erfolgte über Profibus PA. Jedes Differenzdruckmessgerät ist mit einem Druckmessflansch vor und nach dem zu vermessenden Bauteil verbunden.

Drehmomentmesswelle

Das Drehmoment wird über eine Drehmomentmesswelle der Firma Lorenz vom Typ DR2412 (Abbildung 15) mit einem Messbereich von 200 Nm und einer Genauigkeitsklasse von 0,05 % für das Drehmoment gemessen.



Abbildung 15: Drehmomentmesswelle vom Typ DR2412 zur Messung der Drehzahl und des Drehmoments an der Pumpenwelle

Aus der gemessenen Drehzahl und dem Drehmoment kann anschließend die mechanische Leistung der PAT errechnet werden. Die Messwelle selbst befindet sich zwischen Pumpen und Motorwelle. Neben dem Drehmoment erfolgt auch die Messung der Drehzahl mit einer Auflösung von 1 ± 1 Digit über die Messwelle. Die Anbindung zur Aufnahme der Messwelle an einen PC erfolgt über eine RS-485 Schnittstelle und das Herstellerprogramm DR-USB-VS, mit dem die Messdaten aufgenommen und gespeichert werden können.

4.1.3 Durchführung von Messungen

Bevor in Abschnitt 4.1.4 die Auswertung der Messdaten erfolgt, ist es wichtig, die Funktionsweise des Prüfstandes und den Ablauf innerhalb einer Messreihe zu verstehen. Um bei den Messungen den Großteil eines Kennfeldes abdecken zu können, müssen verschiedene Drehzahlen in Teillast bis hin zur Nenndrehzahl vermessen werden. Wichtig hierbei ist, den Prüfstand zuerst auf „Betriebstemperatur“ zu bringen. Bei den Versuchen zeigte sich, dass je nach Pumpentyp der Prüfstand zuerst eine gewisse Zeit (Je nach Kreiselpumpentyp 15-30 min) „warmlaufen“ musste, so dass sich die Bauteile wie z.B. Öllager erwärmen konnten. Dies zeigt sich darin, dass bei konstanten Bedingungen das gemessene Drehmoment an der PAT stetig geringfügig ansteigt, bis nach der Warmlaufphase langsam eine Sättigung eintritt. Nachdem das Drehmoment einen stabilen Wert erreicht hat, kann mit der Messung begonnen werden. Die Messungen wurden bei der als erstes vermessenen Pumpe (F065-200A) noch über eine Dauer von 3 Minuten pro Messpunkt durchgeführt. Nach Auswerten der ersten Messreihe wurde eine Messdauer von einer Minute pro Messpunkt als ausreichend befunden und für die Messung der anschließend am Prüfstand gemessenen Kreiselpumpen festgelegt. Die Messung des Differenzdrucks $\Delta p_{T,1-2}$ und des Durchflusses Q_T erfolgte über die Anbindung an die S7-CPU. Diese Messwerte wurden durch eine Frequenz von 0,5 Hz abgefragt und gespeichert. Das Drehmoment und die Drehzahl wurden mit dem Programm des Messwellenherstellers Lorenz DR-USB-VS über einen RS-485 Adapter per USB an einen PC übertragen und gespeichert. Somit wurde für jeden Messwert ein gemittelter Wert von über 125 Messwerten pro Sekunde bei einer Übertragungsrate von 250 Messwerten pro Sekunde gespeichert.

Die Messung selbst wird wie folgt beschrieben durchgeführt. Begonnen wird mit dem Leerlaufpunkt ($M=0$) der kleinsten zu vermessenden Drehzahl. Bei allen durchgeführten Messreihen lag dieser Startpunkt für jede Pumpe bei einer Drehzahl von 1000 1/min. Nachdem der Leerlaufpunkt aufgenommen ist, wird die Drehzahl an der Gefällepumpe schrittweise erhöht, während die Drehzahl an der zu vermessenen PAT konstant gehalten wird. So ist es möglich, verschiedene Lastpunkte auf der momentan zu vermessenden Drehzahlkennlinie aufzunehmen. Für die weiteren Drehzahlkennlinien bis hin zur Nenndrehzahl erfolgt die Durchführung dann analog der Messung für die erste gemessene Drehzahlkennlinie. Sind ausreichend Punkte für alle Drehzahlkennlinien gemessen, werden die Daten gespeichert und für die Auswertung vorbereitet.

4.1.4 Auswertung der Messdaten

Ein vollständiges Turbinenkennfeld enthält die wichtigsten Kenngrößen des Turbinenbetriebs der vermessenen Kreiselpumpe. Diese sind für jede Drehzahl $n_{T,i}$ der Durchfluss $Q_{T,i}$, die Fallhöhe $H_{T,i}$, die Leistung $P_{T,i}$ sowie der Wirkungsgrad $\eta_{T,i}$. Während der Durchfluss $Q_{T,i}$ direkt über den MID und die Drehzahl $n_{T,i}$ direkt über die Messwelle gemessen werden kann, müssen Fallhöhe, Leistung und Wirkungsgrad über die Messwerte berechnet werden. In Abbildung 16 ist das Schema zu Vermessung der PAT ersichtlich.

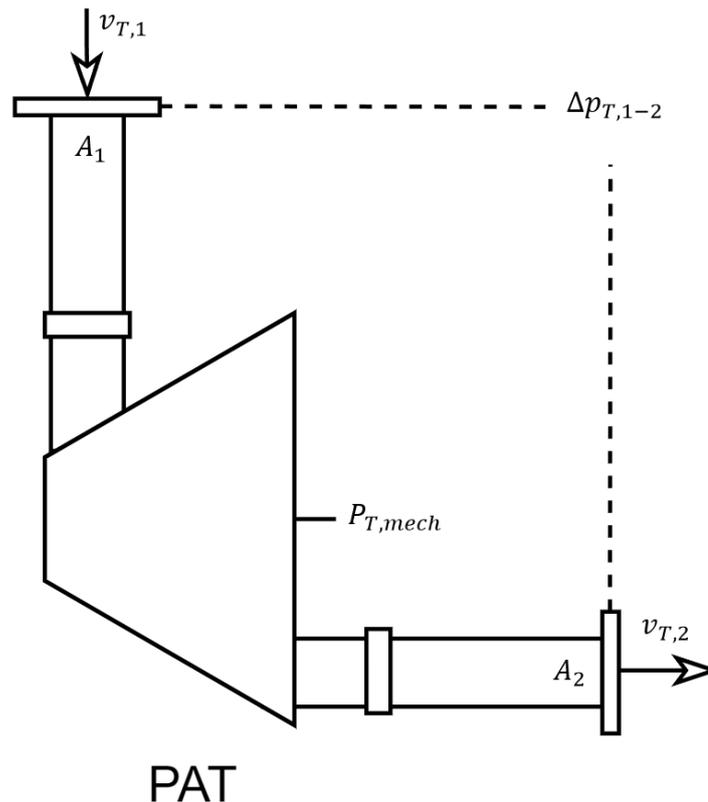


Abbildung 16: Schema des Ein- und Austritts der am Prüfstand zu vermessenden Kreiselpumpe im Turbinenbetrieb mit Eintrittsquerschnitt (A_1), Austrittsquerschnitt (A_2), Eintrittsgeschwindigkeit ($v_{T,1}$), Austrittsgeschwindigkeit ($v_{T,2}$), Druckdifferenz zwischen Ein- und Austritt ($\Delta p_{T,1-2}$) und der mechanischen Leistung ($P_{T,mech}$)

Zuerst wird die spezifische Stutzenarbeit $Y_{T,i}$ für den jeweiligen Arbeitspunkt zwischen Ein- und Austritt der Turbine aus der Differenz der spezifischen Energie zwischen Turbineneintritt $Y_{T,1,i}$ und Turbinenaustritt $Y_{T,2,i}$ bestimmt, wobei sich diese Differenz aus dem gemessenen Druckunterschied zwischen Ein- und Austritt $\Delta p_{T,1-2}$ abzüglich des Offsets des Messgerätes $p_{T,0}$ sowie der Fließgeschwindigkeit an Turbineneintritt sowie -austritt abzüglich der Rohrleitungsverluste E_R ergibt. Die Rohrleitungsverluste wurden aufgrund der sehr geringen Entfernung der Messstellen (0,5 m) von der Turbine vernachlässigt [9]:

$$Y_{T,i} = Y_{T,1,i} - Y_{T,2,i} = \frac{\Delta p_{T,1-2} - p_{T,0}}{\rho} + \frac{v_{T,1}^2 - v_{T,2}^2}{2} - E_R \quad (4.1)$$

Die Geschwindigkeiten am Ein- und Austritt $v_{T,i}$ der Turbine werden über die Kontinuitätsgleichung durch den Volumenstrom $\dot{V}_{T,i}$ und die jeweiligen gegebenen Querschnitte A_i am Eintritt sowie Austritt bestimmt [9]:

$$v_{T,i} = \frac{\dot{V}_{T,i}}{A_i} \quad (4.2)$$

Dabei wird der Querschnitt A_i aus den jeweiligen Durchmessern am Ein- und Austritt der Turbine bestimmt [9]:

$$A_i = \frac{d_i^2 \cdot \pi}{4} \quad (4.3)$$

Die Nettofallhöhe kann anschließend durch Dividieren der spez. Stutzenarbeit $Y_{T,i}$ durch die Erdbeschleunigung g bestimmt werden [9]:

$$H_{T,i} = \frac{Y_{T,i}}{g} \quad (4.4)$$

Die mechanische Turbinenleistung der PAT $P_{T,mech,i}$ lässt sich durch das jeweilige gemessene Drehmoment $M_{T,i}$ wie folgt berechnen:

$$P_{T,mech,i} = 2\pi \cdot M_{T,i} \cdot n_{T,i} \quad (4.5)$$

Der mechanische Wirkungsgrad $\eta_{T,mech,i}$ wiederum wird durch Division der mechanischen Turbinenleistung $P_{T,mech,i}$ und der theoretischen Leistung $P_{T,th,i}$ bestimmt:

$$\eta_{T,mech,i} = \frac{P_{T,mech,i}}{P_{T,th,i}} \quad (4.6)$$

Dabei setzt sich die theoretische Leistung $P_{T,th,i}$ aus dem Produkt der spezifischen Stutzenarbeit $Y_{T,i}$, dem jeweiligen dazu gemessenen Durchfluss $Q_{T,i}$ und der Dichte des Fluids bzw. des Wassers ρ_w zusammen:

$$P_{T,th,i} = Q_{T,i} \cdot Y_{T,i} \cdot \rho_w \quad (4.7)$$

Die vollständigen Kennfelder werden anschließend durch Interpolation aus den zugehörigen Daten der vereinzelt über den relevanten Drehzahlbereich der PAT gemessenen Drehzahlkennlinien erstellt.

4.1.5 Gemessene Turbinenkennfelder

Insgesamt wurden am Prüfstand die Turbinenkennfelder von drei Kreiselpumpen, zwei der Firma Herborner Pumpen GmbH und eine der Andritz Ritz GmbH, vermessen. Zudem wurden bei einer der beiden von der Firma Herbroner GmbH zur Verfügung gestellten

Pumpen die Auswirkungen auf den Wirkungsgrad durch Einsatz eines beschichteten Laufrades gemessen.

Tabelle 6 listet die am Prüfstand gemessenen Pumpen mit ihren wichtigsten Kenndaten im Nennpunkt. Dabei sind die Werte des Pumpenbetriebes aus den vom Hersteller zur Verfügung gestellten Kennfeldern entnommen worden. Die Kenndaten des Turbinenbetriebs stammen aus den Ergebnissen der Messungen am Prüfstand.

Tabelle 6: Kennwerte der am Prüfstand vermessenen PAT (Pumpenkennwerte wurden vom Hersteller gegeben) Nennleistung (P), Wirkungsgrad im Bestpunkt des Pumpbetriebs ($\eta_{P,opt}$), Durchfluss im Bestpunkt des Pumpbetriebs ($Q_{P,opt}$), Förderhöhe im Bestpunkt des Pumpbetriebs ($H_{P,opt}$), Wirkungsgrad im Bestpunkt des Turbinenbetriebs ($\eta_{T,opt}$), Durchfluss im Bestpunkt des Turbinenbetriebs ($Q_{T,opt}$), Förderhöhe im Bestpunkt des Turbinenbetriebs ($H_{T,opt}$)

PAT	P	$\eta_{P,opt}$	$Q_{P,opt}$	$H_{P,opt}$	$\eta_{T,opt}$	$Q_{T,opt}$	$H_{T,opt}$
F065-200A-1102H	11,0 kW	73,7 %	55,8 m ³ /h	40,2 m	67,4 %	99,2 m ³ /h	92,4 m
EST 65-160	15,0 kW	80,9 %	117,5 m ³ /h	39,0 m	76,9 %	144,8 m ³ /h	53,5 m
FL080-210	5,5 kW	83,3 %	96,1 m ³ /h	13,2 m	73,9 %	115,2 m ³ /h	18,9 m
FL080-210 ¹	5,5 kW	NA	NA	NA	71,0 %	132,0 m ³ /h	24,1 m

¹ Mit beschichtetem Laufrad, Daten des Pumpbetriebs aller Pumpen aus den Herstellerdiagrammen ausgelesen

Messreihe der Herborner F065-200-A

Abbildung 17 zeigt das durch Anwendung der in Kapitel 4.1.4 beschriebenen Vorgehensweise durch Auswertung der Messdaten interpolierte Turbinenkennfeld der Kreiselpumpe F065200A der Firma Herborner. Auffällig ist bei diesem gemessenen Kennfeld der relativ niedrige maximale Turbinenwirkungsgrad von nur etwa 63 %. Dies hat zum einen den Grund, dass die Kreiselpumpe nur für den Pumpbetrieb und nicht für den Turbinenbetrieb optimiert ist. Zum anderen ergaben sich bei der Durchführung der Messung mehrere Probleme am Prüfstand. Da dieser Kreiselpumpentyp vorher noch nie im Turbinenbetrieb eingesetzt wurde, lockerte sich durch die Drehrichtungsänderung die Fixierung des Kugellagers der Kreiselpumpenwelle, wodurch es mit der Zeit durch die auftretenden Kräfte auf das Laufrad in axialer Richtung verschoben wurde. Dies ist in Abbildung 18 (Mitte) gut zu erkennen, da ein Abstand zwischen Lager und Pumpenwelle zu erkennen ist. Normalerweise sollte das Lager werksseitig bündig an der Welle anliegen.

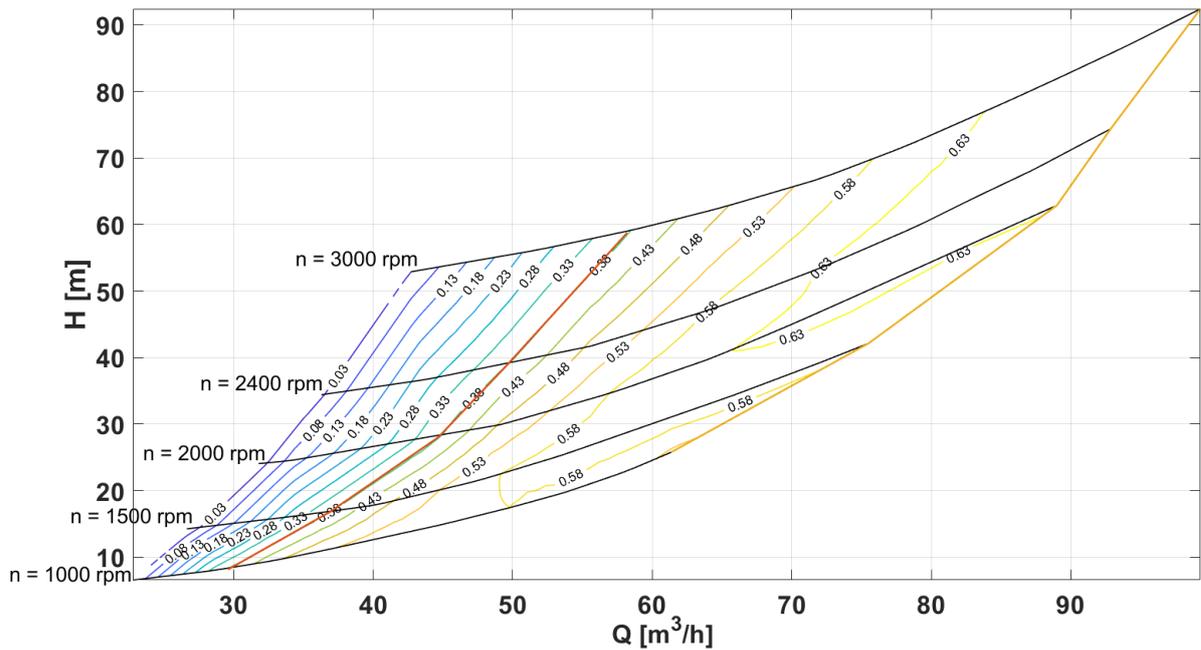


Abbildung 17: Gemessenes und interpoliertes Wirkungsgradkennfeld des Turbinenbetriebs der Herborner F065200A

Durch diese Verschiebung des Lagers entstand ein Lagerspiel, was daraufhin zur Beschädigung des Lagers und der Pumpe führte. Trotz Tausch des Lagers und der Antriebswelle musste der Laufradprotector entfernt werden, da dieser am Pumpengehäuse schliff (Erkennbar in Abbildung 18, links).



Abbildung 18: Beschädigter Laufradprotector (links) und Lager der Pumpenwelle (mittig, rechts)

Der Laufradprotector dient einerseits zum Schutz des Laufrades gegen Schleifen am Gehäuse, was bei den geringen Betriebszeiten am Prüfstand kaum eine Auswirkung hat. Andererseits vermindert dieser aber auch die Spaltverluste zwischen Laufrad und Gehäuse.

Ohne den Laufradprotector entsteht dort ein Spalt, durch welchen das Wasser am Laufrad vorbeifließen kann. Die Folge sind steigende Verluste bzw. ein Wirkungsgradverlust. Laut Hersteller [64] lassen sich diese, größer werdend mit steigendem Durchfluss, bis hin zum Bestpunkt mit bis zu 3 %, eventuell auch höher, beziffern.

Messreihe der ANDRITZ EST65160

Abbildung 19 zeigt das durch Anwendung der in Kapitel 4.1.4 beschriebenen Vorgehensweise der durch Auswertung der Messwerte erstellte Wirkungsgradkennfeld des Turbinenbetriebs der Kreiselpumpe EST65160 der Firma ANDRITZ.

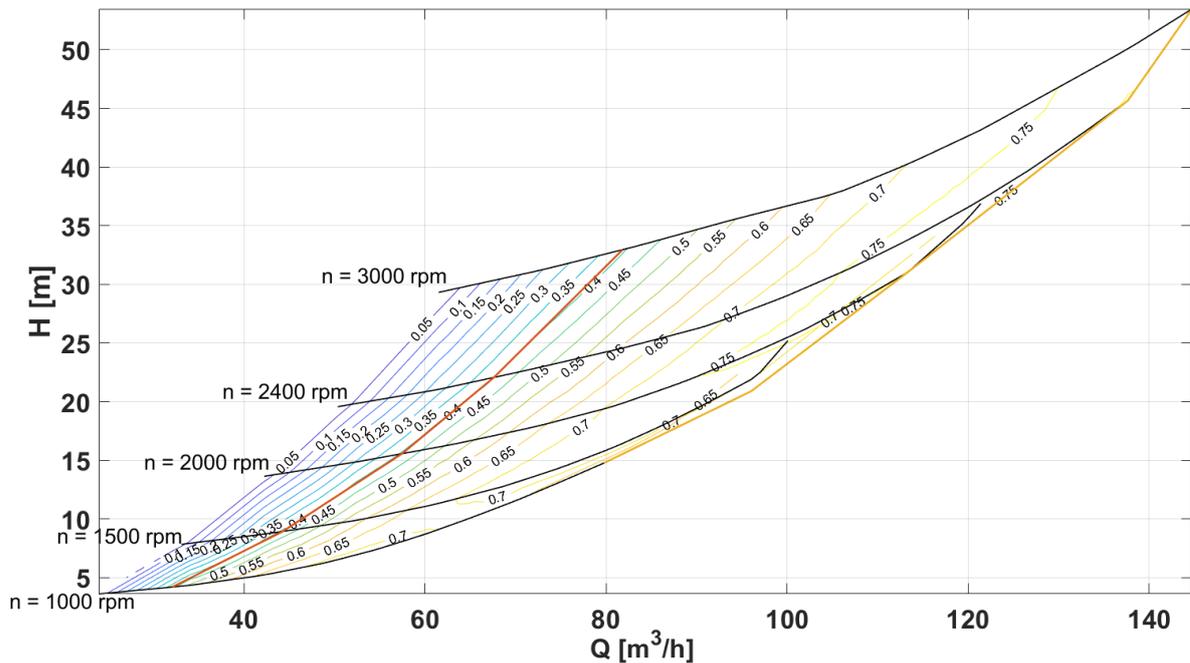


Abbildung 19: Gemessenes und interpoliertes Wirkungsgradkennfeld des Turbinenbetriebs der ANDRITZ EST 65160

Im Vergleich zur Herbroner F065200A, die in einem ähnlichen Leistungsbereich wie die hier gemessene EST65160 zum Einsatz kommt, erreicht die EST65160 etwas geringere Fallhöhen, wird bei diesen aber mit einem geringfügig höheren Durchfluss beaufschlagt. Insgesamt führt dies zu einer ähnlichen Leistung der beiden genannten Kreiselpumpen im Bestpunkt des Turbinenbetriebs. Die ANDRITZ EST65160 wird im Pumpbetrieb mit einem maximalen Wirkungsgrad von 80,9 % vom Hersteller angegeben. Sie ist vom Hersteller werksseitig bereits für den Turbinenbetrieb konzipiert und erreicht bei den Messungen einen Wirkungsgrad im Turbinenbestpunkt von leicht über 75 %. Der hohe Wirkungsgrad wird unter anderem durch geringe Spaltverluste bei Verwendung eines Laufrades mit maximalem Laufraddurchmesser erreicht. Der gemessene Wirkungsgrad im Turbinenbestpunkt übertrifft den vom Hersteller angegeben von ca. 73 % leicht. Die Abweichung lässt sich wahrscheinlich auf die unterschiedlichen Messkonzepte zurückführen. Während in dieser Arbeit der Differenzdruck zwischen Ein- und Auslass der PAT bzw. mit kurzen Abständen von 50 cm gemessen wird, wird der Druck beim Prüfstand von ANDRITZ nur am

Einlass gemessen, während das Wasser am Auslass in einen offenen Tank mit Umgebungsdruck fällt. Etwaige Verluste zwischen Auslass und Tank werden somit nicht berücksichtigt. Da der Hersteller einen Wirkungsgrad garantieren muss, wird wahrscheinlich ein geringfügig schlechterer angegeben, um Diskussionen mit dem Kunden zu vermeiden.

Messreihe der Herborner FL080210

Die Herborner FL080210 (Abbildung 20) liegt mit einer Nennleistung des Motors von 5,5 kW am untersten Rand des in Kapitel 3.3 definierten Leistungsbereiches für Kleinstpumpenspeicher. Mit einem Wirkungsgrad von 83,3 % im Pumpenbestpunkt stellt diese den besten Wirkungsgrad der drei gemessenen Pumpen dar.

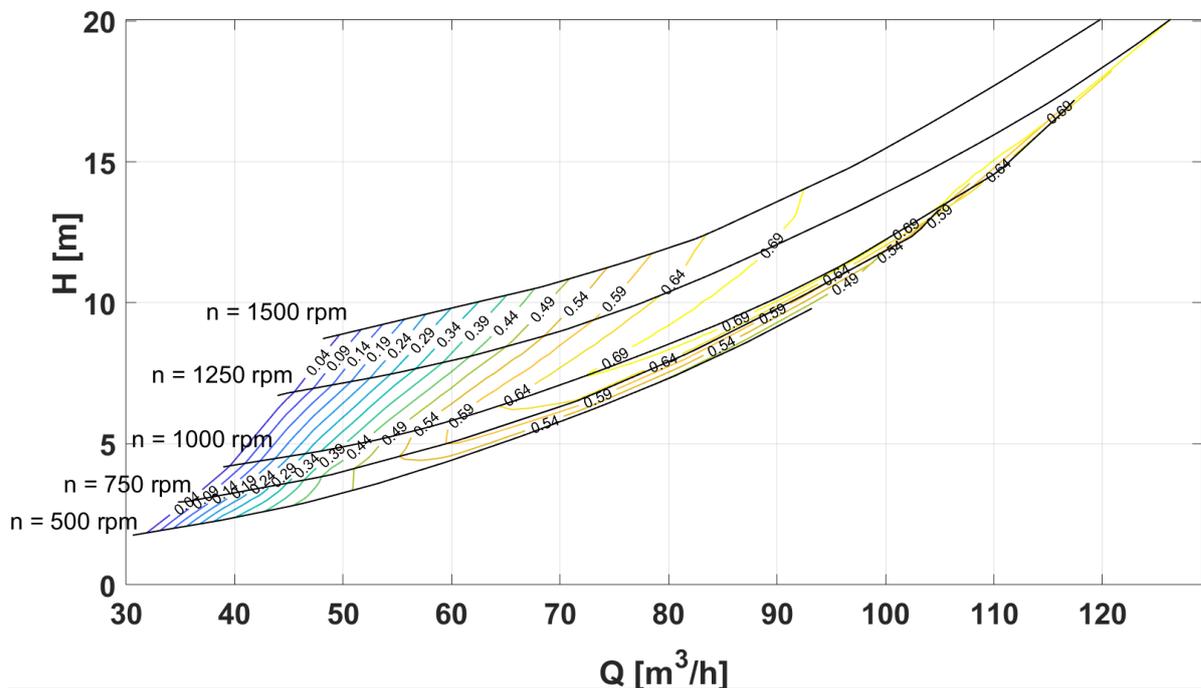


Abbildung 20: Gemessenes und interpoliertes Wirkungsgradkennfeld des Turbinenbetriebs der Herborner FL080210

Der am Prüfstand gemessene Turbinenwirkungsgrad erreicht bei den Messungen fast 74 % im Turbinenbestpunkt, was die Turbine insgesamt aussichtsreich erscheinen lässt. Der hohe Wirkungsgrad wird wie bei der ANDRITZ EST65160 unter anderem durch geringe Spaltverluste unter Verwendung eines Laufrades mit maximalem Laufraddurchmesser erreicht. Im Gegensatz zu der Herbroner F065200 und der ANDRITZ EST65160 liegt die Maximaldrehzahl der PAT bei 1500 Umdrehungen pro Minuten bei Verwendung eines Motor- bzw. Generators mit zwei Polpaaren. Im Vergleich zu den anderen PATs mit Nenn-drehzahl von 3000 1/min lief die PAT insgesamt ruhiger, was in einer längeren Lebensdauer und geringerer Wartung münden könnte. Aufgrund der später erläuterten Probleme wie den hohen spez. Kosten der Bauteile bei kleinen Pumpen (vgl. Kapitel 6.2.2) wurde dieses Modell nicht für den Vergleich der Wirtschaftlichkeitsberechnung herangezogen. Als Neuheit wird diese Pumpe aber seit kurzem auch mit einem beschichteten Laufrad,

verbunden mit einer Steigerung des Wirkungsgrades im Pumpbetrieb, angeboten. Deshalb eignet sich diese hervorragend, um die Auswirkungen des Einsatzes eines beschichteten Laufrades im Turbinenbetrieb zu untersuchen.

4.1.6 Untersuchung einer möglichen Wirkungsgradsteigerung durch beschichtete Laufräder am Beispiel der Herborner FL080210



Abbildung 21: Beschichtetes Laufrad der Herborner FL080210

Die Herborner Pumpentechnik GmbH & Co. KG hat bei der Entwicklung der letzten Pumpengeneration die Energieeffizienz in den Vordergrund gestellt. So war es das Ziel, eine Pumpenreihe zu entwickeln, die sich durch ihre Effizienz deutlich von den anderen Marktteilnehmern absetzt. Hier ist die Rede von einer erreichten Energieeffizienzoptimierung von bis zu 20 % im Pumpbetrieb. Erreichbar wird dies durch Einsatz von Frequenzumrichtern mit wirkungsgradoptimierter Anpassung im Teillastbereich in Kombination mit einem IE5 Permanentmagnet-Motor, konsequente Verwendung des jeweils größten Laufraddurchmessers zur optimalen Strömungsführung sowie komplett beschichtete Pumpengehäuse inklusive beschichteter Laufräder [65]. Bis auf die Laufradbeseichnung kommen alle genannten Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung bereits teilweise bei den in der Arbeit untersuchten Pumpen vor. Da für den Pumpspeicher ein hoher Wirkungsgrad der

Bauteile eine Grundvoraussetzung ist und jede Möglichkeit der Wirkungsgradsteigerung in Betracht gezogen werden sollte, werden im Folgenden die Auswirkung eines beschichteten Laufrades auf den Turbinenbetrieb am Beispiel der Herborner FL080210 untersucht.

Die Beschichtung des Laufrades der Herborner FL080210 (Abbildung 21) ist korrosionsbeständig und wird durch eine „HPC“ genannte Beschichtungstechnik ohne Einsatz von Edelmetallen erreicht. Zudem schützt die Beschichtung vor Verschleiß und Anhaftungen. Die Oberfläche ist sehr glatt und vermindert Reibung, was zu einer höheren Effizienz der Pumpe führt. Laut Hersteller sollen im Pumpbetrieb Effizienzsteigerungen von bis zu 5 % mit einem beschichteten Laufrad erreicht werden [66].

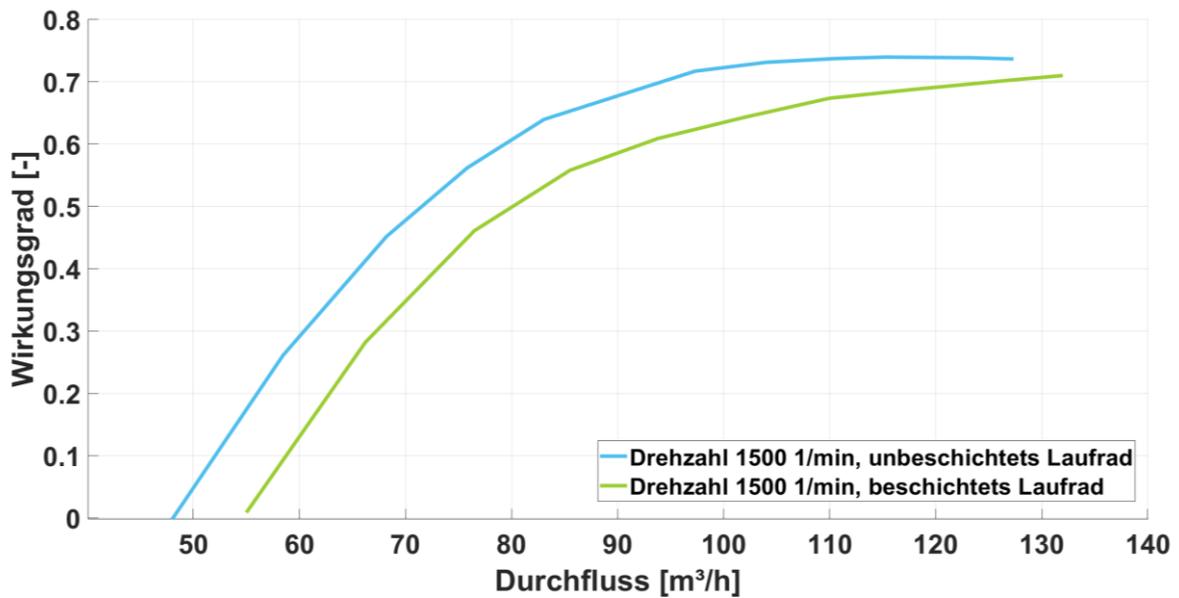


Abbildung 22: Vergleich des gemessenen Wirkungsgrades in Abhängigkeit des Durchflusses für die Drehzahl 1500 1/min des be- und unbeschichteten Laufrades

Abbildung 22 zeigt die Wirkungsgrade des beschichteten und des unbeschichteten Laufrades bei der Nenndrehzahl von 1500 1/min. Während der Bestpunkt beim unbeschichteten Laufrad schon bei etwa 100 m³/h erreicht wird, wird dieser beim beschichteten Laufrad erst bei 130 m³/h erreicht. Das unbeschichtete Laufrad erreicht einen Wirkungsgrad im Bestpunkt von 73,6 %, während das Beschichtete nur einen Wirkungsgrad von 70,9 % erreicht.

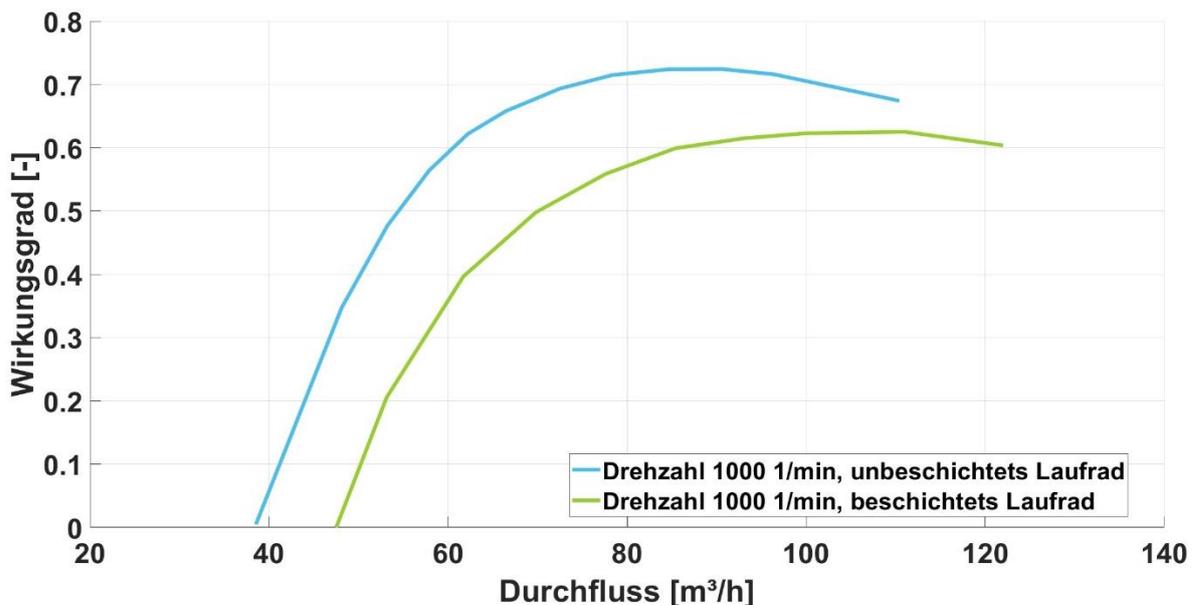


Abbildung 23: Vergleich des gemessenen Wirkungsgrades in Abhängigkeit des Durchflusses für die Drehzahl 1000 1/min des be- und unbeschichteten Laufrades

Betrachtet man nun den Betrieb bei niedrigerer Drehzahl (Abbildung 23) bei einer Drehzahl von 1000 1/min, zeigt sich ein noch deutlicherer Unterschied. Der maximale Wirkungsgrad des beschichteten Laufrades liegt hier bei 67,4 % bei einem Durchfluss von ca. 85 m³/h, während das beschichtete nur einen Wirkungsgrad von 62,2 % bei ca. 110 m³/h erreicht.

Die Vermutung, dass sich das vom Hersteller angegebene gute Ergebnis des beschichteten Laufrades im Pumpbetrieb auf den Turbinenbetrieb übertragen lässt, konnte bei dieser Messung nicht bestätigt werden. Die Suche nach Gründen für das schlechtere Abschneiden gestaltet sich nur auf Basis der verfügbaren Messwerte aufgrund der Komplexität der Laufradgeometrie und der vielen Einflussfaktoren als schwierig. Ein wahrscheinlich bedeutsamer Effekt ist die Dicke der Beschichtung von bis zu 1 mm, welche auf das bestehende Laufrad aufgetragen wurde und somit dessen Geometrie verändert. Ein weiterer Einflussfaktor ist die beabsichtigte reduzierte Rauigkeit des Laufrades, wodurch die Grenzschichtdicke und die Turbulenz der Strömung darin maßgeblich beeinflusst werden. Bei Auslegung von Laufrädern wird meist auf eine laminare Grenzschicht geachtet [9]. Es bleibt offen zu klären, ob und in welcher Weise die beiden genannten Einflussfaktoren für den Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb ausschlaggebend sind. Gegebenenfalls müsste dies in einer tiefer greifenden Untersuchung z.B. durch eine CFD-Simulation mit der genauen Laufradgeometrie untersucht werden.

4.2 Berechnung von Turbinenkennfeldern

Um alle Leistungsbereiche abdecken zu können, ist es nötig, neben den am Prüfstand gemessenen und den von Herstellern zur Verfügung gestellten Kennfeldern Berechnungsmethoden zur Erstellung von Kennfeldern zu verwenden. In dieser Arbeit wurden also Turbinenkennfelder, die vom Hersteller nicht (oder nur in Teilbereichen) zur Verfügung gestellt wurden, entweder berechnet und/oder über Ähnlichkeitsbeziehungen erweitert. Nachfolgend ist die Vorgehensweise für die Berechnung sowie die Erweiterung der Kennfelder zu finden.

4.2.1 Berechnung der Kenndaten der Turbine bei Nenndrehzahl

Die Berechnung der Turbinenkennlinien erfolgte auf der Grundlage empirischer Korrelationen nach J.F. Gülich [9]. Für die Bestimmung des Wirkungsgrades im Best-Efficiency-Point (BEP) der Turbine werden zuerst alle Werte (Förderhöhe, Durchfluss, Drehzahl, Leistung und Wirkungsgrad) für den BEP im Pumpbetrieb benötigt. Die Berechnung der Turbinen-BEP-Werte erfolgt anschließend aus den Werten des Pumpen-BEP. Aus den so berechneten BEP-Werten im Turbinenbetrieb können anschließend alle erforderlichen Werte für die Nenndrehzahlkennlinie ermittelt werden. Die Formeln basieren auf Berechnungen aus acht verschiedenen Korrelationen mit 35 gemessenen Pumpen, deren spezifische Drehzahl n_q im Bereich zwischen 12 und 190 liegt. Aufgrund der verhältnismäßig geringen Anzahl von Pumpen, die den Korrelationen zugrunde lagen, ist bei der Anwendung dieser Berechnungen mit beträchtlichen Abweichungen zu rechnen, weshalb Q und H um bis zu 20 % von den berechneten Werten abweichen können [9]

Als Ausgangsdaten dienen die vom Hersteller angegebenen Werte für den Förderstrom $Q_{P,opt}$, die Förderhöhe $H_{P,opt}$, die Nenndrehzahl n_N , und den Wirkungsgrad η_{opt} im BEP des Pumpenbetriebs der jeweils verwendeten Kreiselpumpe. Daraus werden in den nächsten Schritten die notwendigen Parameter im Turbinenbetrieb berechnet, wobei der Index T für den Turbinenbetrieb und P für den Pumpenbetrieb steht.

Der erste Schritt ist die Bestimmung von $Q_{T,opt}$, $H_{T,opt}$ und der spezifischen Drehzahl n_q am BEP des Turbinenbetriebs. Für die Berechnung gibt es zwei Varianten, aus denen dann ein Mittelwert gebildet werden kann.

Bei der ersten Berechnungsvariante wird der BEP im Turbinenbetrieb aus den BEP-Daten der Pumpe mit Hilfe der folgenden empirischen Formeln bestimmt:

$$Q_{T1,opt} = Q_{P,opt} \cdot \frac{1}{(\eta_{P,opt})^{0.8}} \quad (4.8)$$

$$H_{T1,opt} = H_{P,opt} \cdot \frac{1}{(\eta_{P,opt})^{1.2}} \quad (4.9)$$

Bei der zweiten Berechnungsvariante wird der BEP im Turbinenbetrieb ebenfalls aus dem BEP der Pumpe mit Hilfe eines weiteren empirischen Formelsatzes berechnet:

$$Q_{T1,opt} = Q_{P,opt} \cdot \frac{1}{(\eta_{P,opt})^{0.8}} \quad (4.10)$$

$$H_{T1,opt} = H_{P,opt} \cdot \frac{1}{(\eta_{P,opt})^{1.2}} \quad (4.11)$$

J.F. Gülich gibt an, dass beide Methoden (Gleichungen (4.8) - (4.11)) gleichzeitig verwendet werden können und daraus ein arithmetisches Mittel gebildet werden kann. Beim Vergleich der Berechnungen mit den vom Hersteller angegebenen Kennfeldern hat sich das arithmetische Mittel der Werte als die genaueste Methode erwiesen, weshalb dieses in den in dieser Arbeit erfolgten Berechnungen verwendet wird. Somit wird aus den beiden Varianten der arithmetische Mittelwert Q_m und H_m und anschließend die spezifische Drehzahl der Turbine η_{qT} über die folgenden Formeln berechnet:

$$Q_m = \frac{Q_{T1,opt} + Q_{T2,opt}}{2} \quad (4.12)$$

$$H_m = \frac{H_{T1,opt} + H_{T2,opt}}{2} \quad (4.13)$$

$$\eta_{qT} = \eta_{qP} \cdot (1.3 \cdot \eta_{P,opt} - 0.3) \quad (4.14)$$

Zur Ermittlung der Turbinenkennlinie bei der Nenndrehzahl n_N wird die Leerlaufkennlinie, die gleichzeitig die untere Grenze des Kennfeldes darstellt, benötigt. Der Leerlaufpunkt $Q_{L,N}$, $H_{L,N}$ wird nach Gleichung (4.16) und (4.17) berechnet. Hierfür wird die spezifische Drehzahl der Pumpe $\eta_{P,q}$ benötigt.

- Bestimmung der spezifischen Drehzahl der Pumpe:

$$n_{P,q} = n_N \cdot \sqrt{\frac{\frac{Q_{P,opt}}{f_q}}{H_{P,opt}^{0.75}}} \quad (4.15)$$

- Berechnung des Leerlaufpunktes $Q_{L,N}$, $H_{L,N}$ für die Nenndrehzahl n_N :

$$Q_{L,N} = Q_m \cdot \left(0.3 + \frac{\eta_{P,q}}{400}\right) \quad (4.16)$$

$$H_{L,N} = H_m \cdot (0.55 - 0.002 \cdot \eta_{qP}) \quad (4.17)$$

Zur näherungsweisen Bestimmung der Turbinenkennlinie $H_T = f(Q_T)$ verläuft die Kennlinie als Parabel durch den BEP der Turbine. Die Förderhöhe H_T hängt vom Durchfluss Q_T ab und wird mit der folgenden Formel berechnet:

$$H_T = H_m - \frac{H_m - H_{L,N}}{Q_m^2 - Q_{L,N}^2} \cdot (Q_m^2 - Q_T^2) \quad (4.18)$$

- Berechnung der Leerlaufkennlinie (LLK):

Die Leerlaufkennlinie wird nach Formel (4.19) ermittelt, wobei $Q_{L,x}$ einen beliebigen Volumenstrom auf der Leerlaufkennlinie beschreibt. Im Leerlaufpunkt ist das Drehmoment M gleich 0 Nm. Die Leerlaufkennlinie verbindet alle Punkte $H(Q)$, die bei M gleich 0 Nm auf

unterschiedlichen Drehzahlenkennlinien (Schnittpunkt der Leerlaufkennlinie und der jeweiligen Drehzahlkennlinie) liegen, und bildet somit eine Parabel durch den Koordinatenursprung:

$$H_L = H_{L,N} \cdot \left(\frac{Q_{L,x}}{Q_{L,N}} \right)^2 \quad (4.19)$$

- Berechnung des Turbinenwirkungsgrades $\eta_{T,opt}$ für die Nenndrehzahl:

Der Wirkungsgrad im BEP der Turbine $\eta_{T,opt}$ wird aus dem Quotienten des optimalen Wirkungsgrades und der spezifischen Drehzahl der Pumpe mit Hilfe der folgenden Formel berechnet:

$$\eta_{T,opt} = \eta_{P,opt} \cdot \left(1.16 - \frac{\eta_{qP}}{200} \right) \quad (4.20)$$

Die Wirkungsgradkurve wird anschließend aus einem Diagramm [9] ermittelt, in dem $\eta_{T,opt}/\eta_{P,opt}$ in Abhängigkeit vom Verhältnis $\frac{Q-Q_L}{Q_{opt}-Q_L}$ aufgetragen ist.

Die Turbinenleistung kann aus den vorher gewonnenen Werten mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$P_T = \eta_T \cdot \rho \cdot g \cdot H_T \cdot Q_T \quad (4.21)$$

4.2.2 Erweiterung von Turbinenkennfeldern

Um eine Drehzahlregelung analysieren und die optimale Förderhöhe bestimmen zu können, ist es notwendig, dass ein gewisser Bereich des Pumpen- und Turbinenkennfeldes bekannt ist. Durch das Ähnlichkeitsgesetz besteht die Möglichkeit, aus einer einzigen gemessenen oder vorgegebenen Drehzahlkennlinie weitere Kennlinien für andere Drehzahlen zu berechnen. Die in Abschnitt 4.2.1 berechneten Werte (Q, H, P) für die Nenndrehzahl werden nach Gülich mit Hilfe von Ähnlichkeitsbeziehungen [9] erweitert, um einen größeren Bereich des Turbinenkennfeldes zu erhalten. Ebenso werden die vom Hersteller erhaltenen Kennfelder, die nur einen Teilbereich des vollständigen Turbinenbetriebskennfeldes abdecken, auf die gleiche Weise erweitert. Um ein erweitertes Turbinenkennfeld zu berechnen, werden die Höhe H , der Durchfluss Q und die Leistung P für verschiedene Drehzahlen n berechnet. Die in den Formeln (4.22)-(4.24) angegebenen Ähnlichkeitsgesetze beruhen auf den jeweiligen Nenngößen, d. h. der Drehzahl n_r und dem entsprechenden Durchfluss Q_r , der Förderhöhe H_r und der Leistung P_r , aus denen das Turbinenverhalten für andere Drehzahlen und Betriebsbedingungen ableitbar ist:

$$Q(n) = Q_r \cdot \frac{n}{n_r} \quad (4.22)$$

$$H(n) = H_r \cdot \left(\frac{n}{n_r}\right)^2 \quad (4.23)$$

$$P_{T,mech}(n) = P_r \cdot \left(\frac{n}{n_r}\right)^3 \quad (4.24)$$

Eine Voraussetzung für die Anwendung von Ähnlichkeitsgesetzen ist, dass sich die Strömungen in den Kanälen, wie z.B. in den Laufrädern, kinematisch und dynamisch ähnlich verhalten. Infolgedessen verhalten sich auch die entsprechenden Trägheits- und Reibungskräfte ähnlich [9]. Außerdem wird angenommen, dass das Fluid inkompressibel ist und keine Kavitation auftritt. Bei der Berechnung des Wirkungsgrades mit Formel (4.26) ist eine gewisse Abweichung zu erwarten, die sich aus der Tatsache ergibt, dass es Verluste gibt, die nicht mit der dritten Potenz der Geschwindigkeit zunehmen. Dazu gehören die mechanischen Verluste in der Lager- und Wellenabdichtung sowie der Gleitreibungsverlust [9].

Die hydraulische Leistung P_{hydr} wird für die jeweilige Drehzahl n für verschiedene Punkte der Drehzahlkennlinie mit folgender Formel ermittelt [67]:

$$P_{hydr}(n) = Q_T(n) \cdot \rho \cdot g \cdot H \quad (4.25)$$

Der mechanische Wirkungsgrad $\eta_{T,mech}$ kann nun mit [67] ermittelt werden:

$$\eta(n)_{T,mech} = \frac{P_{T,mech}(n)}{P_{hydr}(n)} \quad (4.26)$$

Die erweiterten Kennfelder werden für jede PAT anschließend durch Interpolation zwischen den zugehörigen Daten aller erweiterten Drehzahlkennlinien erstellt. Für den Turbinenbetrieb gibt es jeweils einen Satz von zwei Kennfeldern. Das erste Kennfeld $H_T(Q_T, n)$ stellt die Abhängigkeit der Förderhöhe H_T von Durchfluss und Drehzahl dar, während das zweite Kennfeld $P_T(Q_T, n)$, die Leistung $P_{T,mech}$ beschreibt.

5 Das Simulationsmodell

Um die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften eines MPS mit Pump-als-Turbine zu untersuchen und zu vergleichen, wurde ein detailliertes Simulationsmodell für das Gesamtsystem erstellt. Mit dessen Hilfe kann ein Anlagenbetrieb über ein Jahr simuliert und anschließend eine Wirtschaftlichkeitsberechnung über einen definierten Zeitraum durchgeführt werden. In diesem Unterkapitel werden der Aufbau und die Funktionsweise des Modells vorgestellt. Als Grundlage für dieses Modell diente als Basis eine Voruntersuchung, die in einer Machbarkeitsstudie als Masterarbeit von B. Huber durchgeführt wurde [68].

5.1 Betrachtetes System und Systemgrenzen

Abbildung 24 zeigt eine schematische Darstellung eines drehzahlgeregelten Mikropumpenspeicherkraftwerks, das zur Erhöhung des Eigenverbrauchs einer bestehenden Solaranlage bei einem kleinen Unternehmen (z. B. einem Milchviehhalter) zum Einsatz kommen könnte. Eine Kreiselpumpe, die sowohl als Pumpe als auch als Turbine fungiert, befindet sich zwischen dem unteren und dem oberen Wasserreservoir. Die drehzahlgeregelte Anlage ist über einen Elektromotor oder Generator (M/G) und einen Frequenzumrichter an das Stromnetz, an eine PV-Anlage (spezifischer Ertrag = $1,15 \cdot 10^3 \frac{kWh}{kW_p}$) und an den Verbraucher angeschlossen.

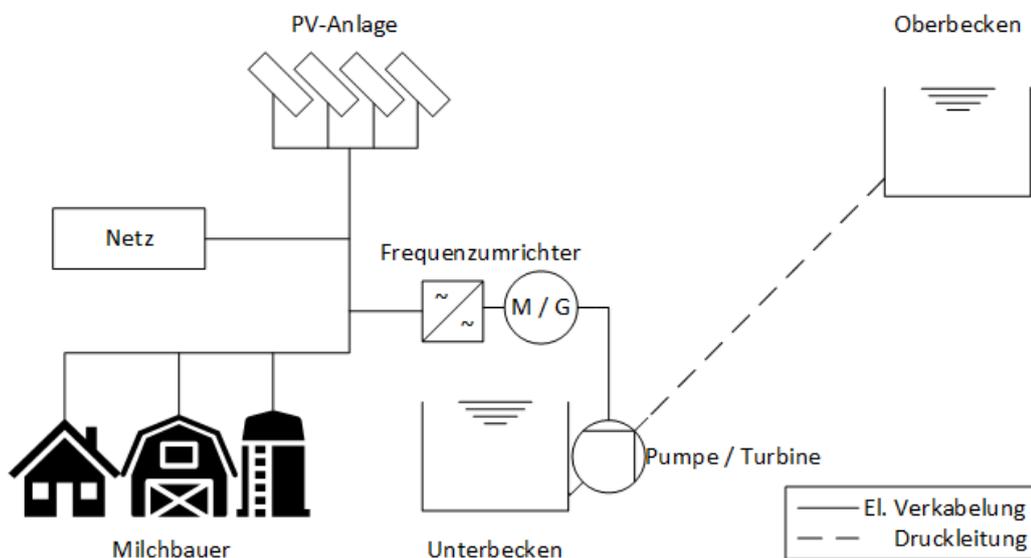


Abbildung 24: Konzept eines Mikropumpenspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine zur Erhöhung des Eigenstromverbrauchs am Beispiel eines Milchviehhalters

Um den Leser mit der Funktionsweise des Systems vertraut zu machen, zeigt Abbildung 25 die simulierte Leistungsbilanz eines Tages im Februar 2014. Sie veranschaulicht die Betriebsweise des drehzahlgeregelten Mikropumpenspeicherkraftwerks mit dem gemessenen Lastprofil eines Milchviehhalters. Im Pumpbetrieb ($P_p > 0$) wird bei niedrigem Energieverbrauch (P_{L1}) und hoher Solarenergieerzeugung (P_{PV}) Wasser in ein Oberbecken

gepumpt, wobei die aktuelle Wassermenge (V) im Oberbecken der für die spätere Nutzung gespeicherten Energie entspricht. In Zeiten hohen Energieverbrauchs und geringer PV-Leistung ist der Turbinenbetrieb ($P_T > 0$) aktiv, der dadurch charakterisiert ist, dass Wasser in das untere Becken zurückgeleitet wird und die Kreiselpumpe antreibt, die nun als Turbine fungiert.

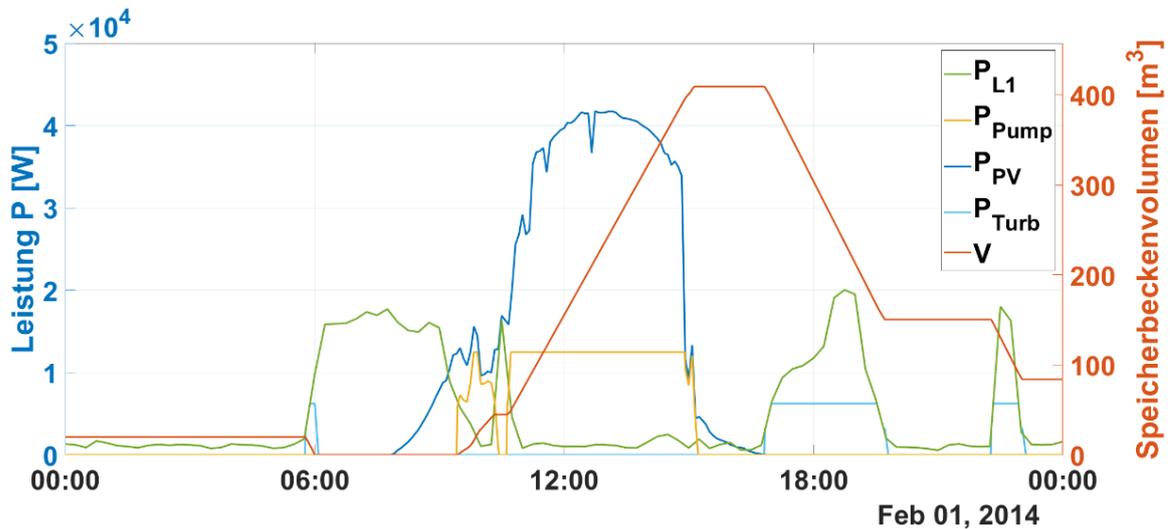


Abbildung 25: Beispielhafte simulierte Leistungsbilanz des drehzahlgeregelten Mikropumpspeicherkraftwerks

5.2 Inputs und Basisdaten

Abbildung 26 zeigt einen Überblick über die Ein- und Ausgangsparameter des Simulationsmodells. Am Verschlussventil ist bei der Drosselregelung zusätzlich ein stufenlos regelbarer Motor vorgesehen. Aufgrund seines hohen Wirkungsgrades im Teillastbereich wurde ein Synchronmotor für die Drehzahlregelung vorgesehen. Für die Drosselregelung und den Fixpunktbetrieb wurde eine direkte Netzkopplung über einen Asynchronmotor gewählt. Für das Erzeugungsprofil der PV-Anlage wurden gemessene Leistungsdaten einer PV-Anlage in Süddeutschland verwendet [69]. Als beispielhafter Untersuchungsfall wurde ein Milchviehbetrieb gewählt, dessen Lastgang durch ein gemessenes Lastprofil der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft vorgegeben ist [70]. Ebenso wurden die Wirkungsgradkennfelder des Synchron- [71] und Asynchronmotors [72] konvertiert. Weiterhin wurde die Druckrohrleitung mit einer Nennweite von DN150 und einem Gefälle von 15% angenommen (Die Auswirkungen von kleineren oder größeren Steigungen werden gesondert in Kapitel 6.2.3 betrachtet). Der Summenwert der Druckverlustkoeffizienten ζ_{fit} aller Armaturen beträgt $\zeta_{tot} = 0,50$, wobei die einzelnen Verlustkoeffizienten ζ_{fit} nach [73] definiert sind als

$$\zeta_{fit} = \frac{\Delta p}{\frac{\rho}{2} \cdot v^2} \quad (5.1)$$

wobei Δp der Druckverlust in der Armatur und v die Strömungsgeschwindigkeit des Wassers ist.

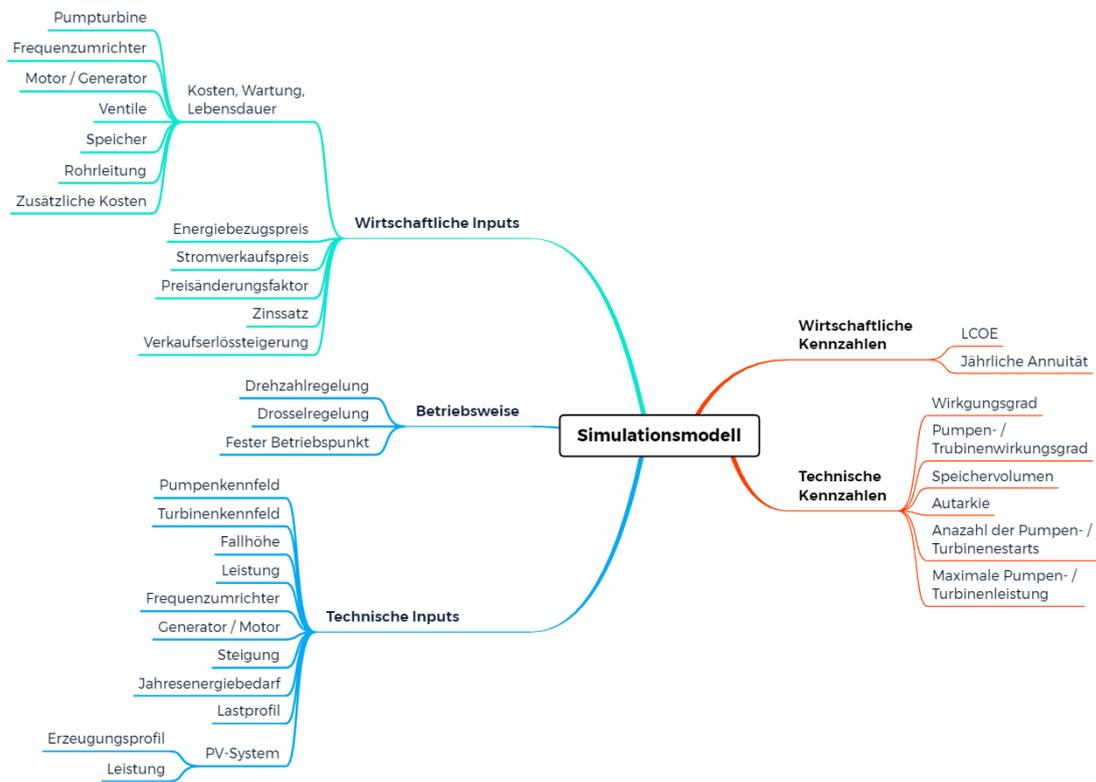


Abbildung 26: Inputs (links) und Outputs (rechts) des Simulationsmodells

5.3 Programmablauf der Mikro-Pumpspeicher-Simulation

Der detaillierte Programmablauf (Abbildung 27) wird im Folgenden beschrieben. Nach dem Start der Simulation werden alle erforderlichen Daten, wie auf der linken Seite von Abbildung 26 dargestellt, vom Hauptprogramm eingelesen. Die Abhängigkeit des Wasservolumens V im Speicherbecken von der Pumpe und dem Turbinenstrom durch das PAT (Q_P bzw. Q_T) wird durch die folgende Differentialgleichung gegeben:

$$\dot{V} = Q_P - Q_T \quad (5.2)$$

Dabei bleibt zu beachten, dass bei den Berechnungen kein externer Wasserzufluss oder Verdunstung berücksichtigt wird. Um die Gleichung numerisch zu lösen, müssen Q_P und Q_T aus den charakteristischen Kennfeldern ermittelt werden. Es gibt einen Satz von je zwei Kennfeldern für den Turbinen- bzw. Pumpenbetrieb. Das Kennfeld $H_T(Q_T, n)$ stellt die

Abhängigkeit der Förderhöhe H_T von Durchfluss und Drehzahl dar, während das zweite Kennfeld $P_T(Q_T, n)$ die Leistung angibt (aus welcher sich anschließend auch der Wirkungsgrad ableiten lässt). Der Pumpenbetrieb wird also durch $H_P(Q_P, n)$ und $P_P(Q_P, n)$ beschrieben.

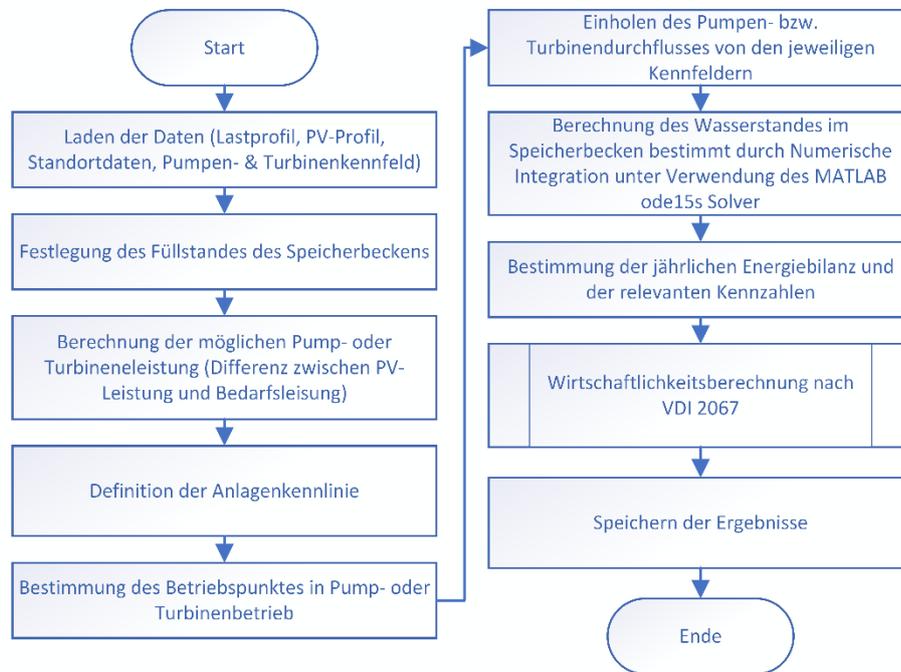


Abbildung 27: Flussdiagramm des Simulationsmodells

Aus der Differenz zwischen PV-Leistung und Leistung aus dem Lastprofil $P_{PV-L} = P_{PV} - P_L$ ergibt sich die mögliche Pumpen- $P_P(Q_P, n)$ bzw. Turbinenleistung $P_T(Q_T, n)$ in Abhängigkeit von Durchfluss und Drehzahl und unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades und der Nennleistung der elektrischen Komponenten in der Antriebseinheit η_{el} :

$$P_{P,mech} = P_{PV-L} \cdot \eta_{el} \quad (5.3)$$

$$P_{T,mech} = \frac{-P_{PV-L}}{\eta_{el}} \quad (5.4)$$

Um die resultierende Förderhöhe unter Berücksichtigung der Rohrleitungsverluste h_f zu bestimmen, müssen die Anlagenkennlinien $H(\dot{V})_P$ und $H(\dot{V})_T$ definiert werden. Die Kennlinien werden durch den Durchfluss \dot{V} , den Darcy-Reibungsfaktor f_D , den dynamischen Verlustkoeffizienten ζ_{tot} , die Erdbeschleunigung g , die Rohrleitungslänge L_{pipe} und den Nenndurchmesser d_N bestimmt [72] [74]:

$$H_P(\dot{V}) = H_{geo} + \left[f_D(\dot{V}) \cdot \frac{L_{pipe}}{d_N} + \zeta_{tot} \right] \frac{\left(\frac{4 \cdot \dot{V}}{3600s/h \cdot \pi \cdot d_N^2} \right)^2}{2 \cdot g} \quad (5.5)$$

$$H_T(\dot{V}) = H_{geo} - \left[f_D(\dot{V}) \cdot \frac{L_{pipe}}{d_N} + \zeta_{tot} \right] \frac{\left(\frac{4 \cdot \dot{V}}{3600s/h \cdot \pi \cdot d_N^2} \right)^2}{2 \cdot g} \quad (5.6)$$

Der Arbeitspunkt (Q_i, n) wird nun numerisch durch folgende Gleichungen berechnet:

$$P_i(Q_i, n) = P_{i,mech} \quad (5.7)$$

$$H_i(Q_i, n) = H_i(\dot{V}) \quad (5.8)$$

wobei $i = T$ für den Turbinenbetrieb und $i = P$ für den Pumpenbetrieb steht.

Grafisch entspricht dies dem Schnittpunkt der Anlagenkennlinie $H_i(Q_i)$ mit der Isolinie der Turbinen- bzw. Pumpenleistung, die der Leistung $P_{i,mech}$ entspricht. Die Durchflussmenge und die Drehzahl am Schnittpunkt können nachfolgend direkt aus den Kennfeldern abgelesen werden.

Die Grenzwerte des Pumpen- bzw. Turbinenbetriebs sind die Linien für maximale n_{max} und minimale Drehzahl n_{min} sowie die Linie für minimalen Q_{min} und maximalen Durchfluss Q_{max} . Es ist zudem wichtig, eine Hysterese vorzusehen, um zu verhindern, dass sich die Turbine unmittelbar nach dem Anfahren aufgrund eines geringen Rückgangs der Lastanforderung abschaltet.

Schließlich wird das Wasservolumen des Speichers durch numerische Integration bestimmt, und es werden die Zustände "Speicher voll" und "leer" definiert. Das Simulationsmodell liefert anschließend für jeden Zeitpunkt des Jahres Ergebnisse zu allen Systemvariablen, wie z. B. Speicherfüllstand, Turbinen- und Pumpendurchfluss, Leistung, etc. Aus diesen Ergebnissen kann anschließend die Jahresenergiebilanz erstellt und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden.

5.4 Finden des optimalen Standorts

Das Anlagensimulationsmodell läuft unter Verwendung eines MATLAB-Optimierers [75], mit dem ein optimaler Standort (definiert durch die geodätische Fallhöhe H_{geo} und das Speichervolumen V) für jede der in untersuchten PATs sowie die in Tabelle 1 angegebenen Skalierungsfaktoren bestimmt wird. Unter Verwendung des MATLAB 2019a Simulated Annealing Algorithmus [76] kann die Wirtschaftlichkeit durch Variation von H_{geo} und V maximiert werden. Die Ergebnisse für den optimalen Standort (H_{optim}, V_{optim}) für jeden

Skalierungsfaktor S_{PV} und S_L sind selbstverständlich spezifisch für den jeweiligen PAT-Typ.

5.5 Programmablauf der Batteriespeicher-Simulation

Um eine Simulation eines Batteriespeichers zu ermöglichen, wurde das Simulationsmodell des Eigenbedarfs so angepasst, dass nachfolgend mit den gleichen Ausgangsdaten eine Simulation eines äquivalenten Batteriespeichers durchgeführt werden kann. Als Ausgangsgrundlage des Batteriespeichers dient der ausspeicherbare Nutzspeicherinhalt des Mikropumpspeichers. Diesen erhält man durch Multiplikation des durchschnittlichen Ausspeicherwirkungsgrades $\bar{\eta}_{T,el}$ mit dem Pumpspeichers C_{MPS} . (Kapitel 3.5). Unter Berücksichtigung des Ausspeicherwirkungsgrades des Batteriespeichers $\eta_{B,E}$ errechnet sich der äquivalente Speicherinhalt des Batteriespeichers C_B aus dem Speicherinhalt des Pumpspeichers wie folgt:

$$C_B = \frac{C_{MPS} \cdot \bar{\eta}_{T,el}}{\eta_{B,E}} \quad (5.9)$$

Ähnlich wie beim MPS ergibt sich aus der Differenz zwischen PV-Leistung und Leistung aus dem Lastprofil $P_{PV-L} = P_{PV} - P_L$ die mögliche Ladeleistung- $P_{B,L}$ bzw. Entladeleistung $P_{B,E}$ unter Berücksichtigung der Lade- sowie Entladeleistung und des Lade- $\eta_{B,L}$ sowie Entladewirkungsgrades $\eta_{B,E}$ der Batterie:

$$P_{B,L} = P_{PV-L} \cdot \eta_{B,L} \quad (5.10)$$

gilt für $P_{PV-L} > 0$

$$P_{B,E} = \frac{-P_{PV-L}}{\eta_{B,E}} \quad (5.11)$$

gilt für $P_{PV-L} < 0$

Wie bei der Simulation des MPS wird der Speicherfüllstand der Batterie durch numerische Integration bestimmt, und es werden die Zustände "Speicher voll" und "leer" definiert. Das Simulationsmodell liefert anschließend für jeden Zeitpunkt des Jahres Ergebnisse zu allen Systemvariablen, wie z. B. Speicherfüllstand, Lade- und Entladeleistung etc. Aus diesen Ergebnissen kann anschließend wiederum die Jahresenergiebilanz erstellt und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden.

5.6 Programmablauf bei Teilnahme am Strommarkt

Um die Teilnahme mit einem Pumpspeicher am Strommarkt (Zukauf von Energie bei günstigen Spotmarktpreisen bzw. Verkauf der Energie bei teuren Spotmarktpreisen) untersuchen zu können, wurde das Simulationsmodell des Eigenbedarfs abgeändert, um eine andere Speicherbetriebsweise darzustellen. Das Last- und PV-Profil, das beim Eigenverbrauchsmodell verwendet wurde, entfällt nun. Stattdessen wurde ein Preisprofil mit Strompreisen vom Spotmarkt hinterlegt. Da keine bestimmte Leistung mehr abgerufen werden muss, kann ein Betriebspunkt mit gutem Wirkungsgrad für den Pump- und Turbinenbetrieb gewählt werden. Aufgrund der sich ergebenden Problematik der sich stark unterscheidenden Kennfelder des Pumpen- und Turbinenbetriebs (vgl. Kapitel 3.1.3) wurde auch hier auf einen Frequenzumrichter zurückgegriffen. Der Pumpbetrieb wird nun bei Unter- bzw. Überschreiten eines bestimmten Spotmarktpreises $K_{P,Trig}$ aktiviert bzw. deaktiviert:

$$Pump_{on} = 1$$

$$\text{gilt für } K_{P,Trig} < K_{Spot}, \quad (5.12)$$

$$\text{ansonsten gilt } Pump_{on} = 0$$

$$Pump_{off} = 1 - Pump_{on} \quad (5.13)$$

Der Turbinenbetrieb wird analog bei Über- bzw. Unterschreiten eines bestimmten Spotmarktpreises $K_{T,Trig}$ aktiviert bzw. deaktiviert:

$$Turb_{on} = 1$$

$$\text{gilt für } K_{T,Trig} > K_{Spot}, \quad (5.14)$$

$$\text{ansonsten gilt } Turb_{on} = 0$$

$$Turb_{off} = 1 - Turb_{on} \quad (5.15)$$

Wie bei der Simulation des Eigenverbrauchs wird wieder der Speicherfüllstand der Batterie durch numerische Integration bestimmt, und es werden die Zustände "Speicher voll" und "Speicher leer" definiert. Das Simulationsmodell liefert anschließend für jeden Zeitpunkt des Jahres Ergebnisse zu allen Systemvariablen, wie z. B. Speicherfüllstand, Lade- und Entladeleistung, etc. Ergebnisse. Aus diesen Ergebnissen kann anschließend wiederum die Jahresenergiebilanz erstellt und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden.

6 Ergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Untersuchungen zur Betriebsstrategie, des Leitfadens zur Wirtschaftlichkeit, des Einsatzes von mehrstufigen Turbinen, des direkten Vergleichs mit einem Batteriespeicher, der Auswirkungen von Schwankungen am Energiemarkt sowie einer direkten Teilnahme am Strommarkt vorgestellt und diskutiert. Da es bei dem Einsatz eines MPS eine Vielzahl von Freiheitsgraden gibt, hat sich als Vorgehensweise als sinnvoll erwiesen, die wichtigsten Parameter zu identifizieren, diese schrittweise zu optimieren und darauf aufbauend gewisse Voraussetzungen für Standorte zu definieren. Durch Definition dieser Voraussetzungen kann nach und nach die Anzahl an Freiheitsgraden verringert werden, um letztendlich interpretierbare Ergebnisse zu erhalten. So können zum Schluss Voraussetzungen für einen Standort und die wichtigsten Einflussfaktoren herausgearbeitet werden.

6.1 Ermittlung der optimalen Betriebsstrategie

In diesem Unterkapitel werden drei unterschiedliche, für die Anwendung in einem MPS sinnvolle Betriebsweisen, nämlich Drehzahlregelung, Drosselregelung und Betrieb bei einem festen Betriebspunkt, anhand technischer und wirtschaftlicher Ergebnisse des Simulationsmodells analysiert und bewertet. Die Simulationen wurden mit den vom Hersteller zur Verfügung gestellten Pumpen- und Turbinenkennfeldern der KSB50160 durchgeführt. Das Ziel ist die Maximierung der Wirtschaftlichkeit für jede der drei Betriebsweisen.

Tabelle 7: Technische Resultate: optimiertes Speichervolumen (V_{opt}), optimierte Förderhöhe (H_{opt}), resultierender Gesamtwirkungsgrad (η_{tot}), durchschnittlicher Pumpenwirkungsgrad ($\bar{\eta}_{P,el}$), und durchschnittlicher Turbinenwirkungsgrad ($\bar{\eta}_{T,el}$), Anzahl der Pumpenaktivierungen ($Pump_{on}$), Anzahl der Turbinenaktivierungen ($Turb_{on}$), maximalen Leistung im Pumpenbetrieb (P_{max}), Speicherkapazität und Autarkiegrad.

Betriebsart	V_{opt}	H_{opt}	η_{tot}	$\eta_{p,m}$	$\eta_{t,m}$	$Pump_{on}$	$Turb_{on}$	P_{max}	Speicherkapazität	Autarkie
Drehzahlregelung	460 m ³	39 m	42 %	68 %	62 %	860	1000	13 kW	48 kWh	50%
Drosselregelung	280 m ³	42 m	30 %	63 %	47 %	850	990	12 kW	32 kWh	43 %
Fester Betriebspunkt	300 m ³	44 m	35 %	62 %	57 %	920	760	10 kW	36 kWh	44 %

6.1.1 Vergleich der technischen Kennzahlen

Tabelle 7 listet die wichtigsten technischen Ergebnisse der drei untersuchten Anlagenbetriebsweisen des Simulationsmodells.

Für die Drehzahlregelung ergibt sich ein idealer Standort mit einer optimalen Fallhöhe H_{opt} von 39 Metern und ein Speicherbeckengröße mit einem Speichervolumen V_{opt} von 460 m³. Die Drehzahlregelung erzielt bei dem betrachteten Szenario im Vergleich mit den anderen beiden Betriebsweisen sowohl den höchsten Gesamtwirkungsgrad η_{tot} als auch den höchsten Autarkiegrad von ca. 50%. Im Durchschnitt weist die Drehzahlregelung auch den besten Pumpen- und Turbinenwirkungsgrad auf.

Die Drosselregelung erreicht hingegen den niedrigsten Gesamtwirkungsgrad η_{tot} und weist einen ähnlichen Grad an Autarkie auf wie der feste Betriebspunkt. Die erhöhte Anzahl der Aktivierungen (Tabelle 7) der Turbine $Turb_{on}$ zeigt, dass diese Betriebsart im Vergleich zum festen Betriebspunkt eine höhere Flexibilität aufweist. Die Drosselregelung erreicht ihr Optimum bei einem Speichervolumen V_{opt} von 280 m³ und einer Fallhöhe H_{opt} von 42 m.

Die dritte Betriebsart, der feste Betriebspunkt, liegt mit einem kombinierten Wirkungsgrad des Pumpen- und Turbinenbetriebs η_{tot} von 35 % zwischen den beiden anderen untersuchten Alternativen. Bei dieser Betriebsart ist es wichtig, eine Kreiselpumpe zu wählen, die bei der gegebenen Motordrehzahl die bestmögliche Kombination von Pumpen- und Turbinenwirkungsgraden erreicht, da der Betriebspunkt im Gegensatz zu den anderen beiden Betriebsweisen nicht verändert werden kann.

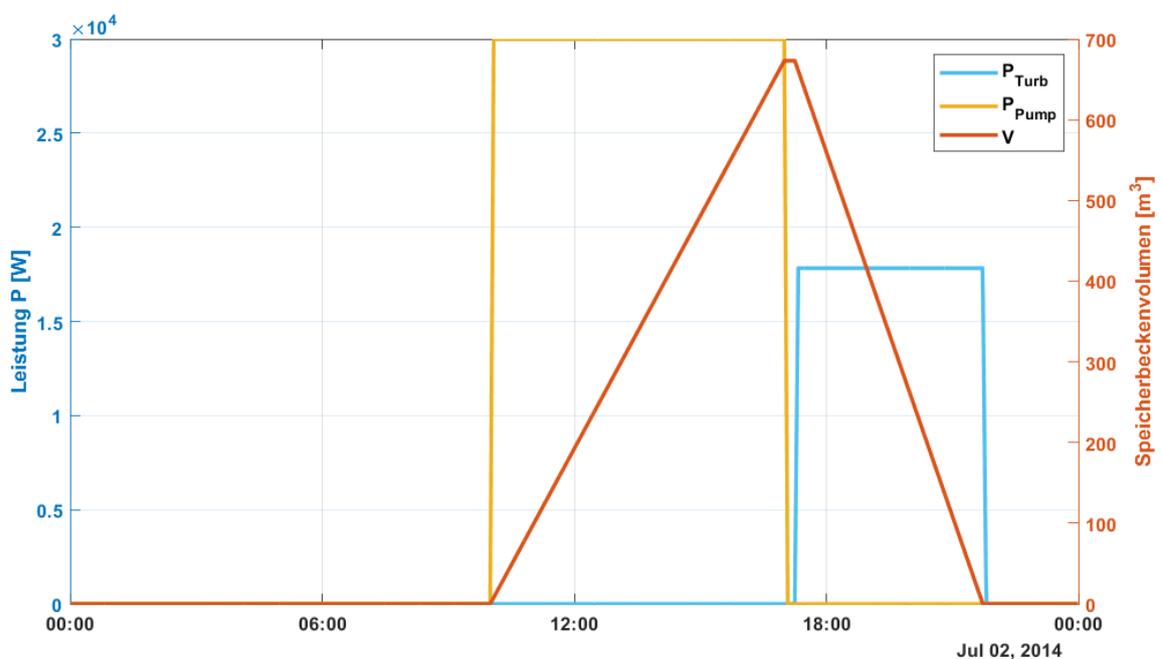


Abbildung 28: Unterschiede zwischen Turbinenleistung (P_{Turb}) und Pumpenleistung (P_{Pump}) bei einer Kreiselpumpe

Abbildung 28 veranschaulicht das Problem, das sich durch Verwendung des festen Betriebspunktes vor allem auch in Zusammenhang mit einem Asynchronmotor ergibt. So unterscheidet sich zum einen die Leistung von Pump- (aufgenommene Leistung P_{Pump}) und Turbinenbetrieb (abgegebene Leistung P_{Turb}), weil sich die entsprechenden Kennfelder erheblich unterscheiden. Legt man beispielsweise die maximale Motorleistung für den Pumpbetrieb aus, so läuft er im Turbinenbetrieb nur im Teillastbetrieb. Da ein Asynchronmotor aber im Teillastbereich (vgl. Kapitel 3.2.1) einen schlechteren Wirkungsgrad ausweist, führt dies zu höheren Verlusten. So muss bei der Auswahl der Komponenten ein Kompromiss gefunden werden, der eine gute Kombination der Einzelwirkungsgrade von Pumpe und Turbine im Zusammenhang mit dem Motor erlaubt und zu einem bestmöglichen kombinierten Wirkungsgrad führt.

Die aus dem festen Betriebspunkt resultierende Autarkie ist aufgrund der geringen Flexibilität auch der niedrigste Wert aller betrachteten Alternativen. Im Vergleich zu einem Autarkiegrad von 34 % für die PV-Anlage ohne Speicher führt der Einsatz des Mikropumpenspeichers je nach Betriebsart bei dieser PAT zu einer Steigerung der Autarkie von 10 bis 16 Prozentpunkten, je nach gewählter Betriebsart.

6.1.2 Vergleich der wirtschaftlichen Kennzahlen

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurde die Annuitätenmethode nach VDI 2067 [49] verwendet. Sie ist eine von mehreren weit verbreiteten Verfahren zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von technischen Investitionsvorhaben. Sie ermöglicht es, die Annuität einer einmaligen Anschaffung zu Beginn eines Projekts sowie die laufenden Kosten während des Bewertungszeitraums zu ermitteln. Die Daten für Lebensdauer und Wartung wurden ebenfalls der VDI 2067 entnommen (mit Ausnahme der Kosten für Wartung und Instandhaltung des Frequenzumrichters über seine Lebensdauer). Für den Berechnungszeitraum wurden 30 Jahre zugrunde gelegt, und auch Reinvestition und Restwerte wurden über diesen Zeitraum gemäß den in Kapitel 3.6 angegebenen Formeln berücksichtigt.

Da sich die vorliegende Wirtschaftlichkeitsberechnung auf die Weiternutzung einer bestehenden PV-Anlage nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung konzentriert, wird die Investition für die PV-Anlage selbst nicht betrachtet und als bereits getätigt angenommen. Weiterhin wurde zugrunde gelegt, dass von den zwei benötigten Speichern einer bereits vorhanden ist und der andere zu spezifischen Kosten von 40 €/m³ realisiert werden muss. Der jährliche Abzinsungssatz und der Preissteigerungsfaktor wurden auf jeweils 2,0 % festgelegt.

Tabelle 8 zeigt die unterschiedlichen Investitionskosten I_0 der einzelnen Komponenten des MPS inklusive der deutschen Mehrwertsteuer von 19 %. Für die Ermittlung der Investition wurden die Listenpreise der jeweiligen Hersteller verwendet. Die Gesamtinvestitionskosten $I_{0,tot}$ ergeben sich aus der Summe der einzelnen Investitionskosten für den Speicher ($I_{0,stor}$), die Druckrohrleitung ($I_{0,pen}$), die Pumpe ($I_{0,pump}$), die Antriebseinheit ($I_{0,el}$), das Regelventil ($I_{0,thrott}$), und die sonstigen Kosten ($I_{0,oth}$). Es zeigt sich, dass der feste Betriebspunkt und die Drosselregelung geringere Investitionskosten aufweisen als die

Drehzahlregelung. Die zusätzlichen Kosten, die bei der Drehzahlregelung anfallen, sind auf den Frequenzrichter und der Verwendung eines kostenintensiveren Synchronmotors anstatt eines Asynchronmotors zurückzuführen. Die Kosten für einen Frequenzrichter liegen normalerweise in einem ähnlichen Preissegment wie die Kosten für den Generator. Für die Drosselregelung ist ein zusätzlicher, stufenlos regelbarer Motor am Regelventil vorgesehen.

Tabelle 8: Investitionskosten pro Einheit für Speicher ($I_{0,stor}$), Druckrohrleitung ($I_{0,pen}$), Pumpe ($I_{0,pump}$), Antriebseinheit ($I_{0,el}$), Regelventil ($I_{0,thrott}$), und sonstige Kosten ($I_{0,oth}$) sowie die Gesamtinvestition für die Anlage ($I_{0,tot}$).

Betriebsart	$I_{0,stor}$	$I_{0,pen}$	$I_{0,el}$	$I_{0,pump}$	$I_{0,thrott}$	$I_{0,oth}$	$I_{0,tot}$
Drehzahlregelung	40 €/m ³	50 €/m	16.000 €	3800 €	1000 €	5000 €	56.000 €
Drosselregelung	40 €/m ³	50 €/m	7200 €	3800 €	2500 €	5000 €	44.000 €
Fester Betriebspunkt	40 €/m ³	50 €/m	7200 €	3800 €	1000 €	5000 €	44.000 €

Wirtschaftlichkeit der Drehzahlregelung

Abbildung 29 zeigt die Abhängigkeit der Annuität von den beiden variablen Parametern, der Fallhöhe H und dem Speichervolumen V für einen möglichen Verkaufspreis der Solarenergie an der Börse von 3,66 €/Cent/kWh und einem Strombezugspreis von 31,9 €/Cent/kWh. Die jährliche Annuität erreicht ihren Höchstwert von -2600 € bei einer Fallhöhe von etwa 39 m und einem Speichervolumen von etwa 460 m³. Interessant ist, dass eine geringfügige Änderung der Fallhöhe im Bereich von 37-40 m nur eine geringe Auswirkung (<100 €) auf die jährliche Annuität hat. Ebenso hat eine Änderung der Größe des Speichervolumens im Bereich von etwa 400 bis 500 m³ ebenfalls eine geringe Auswirkung auf die Annuität.

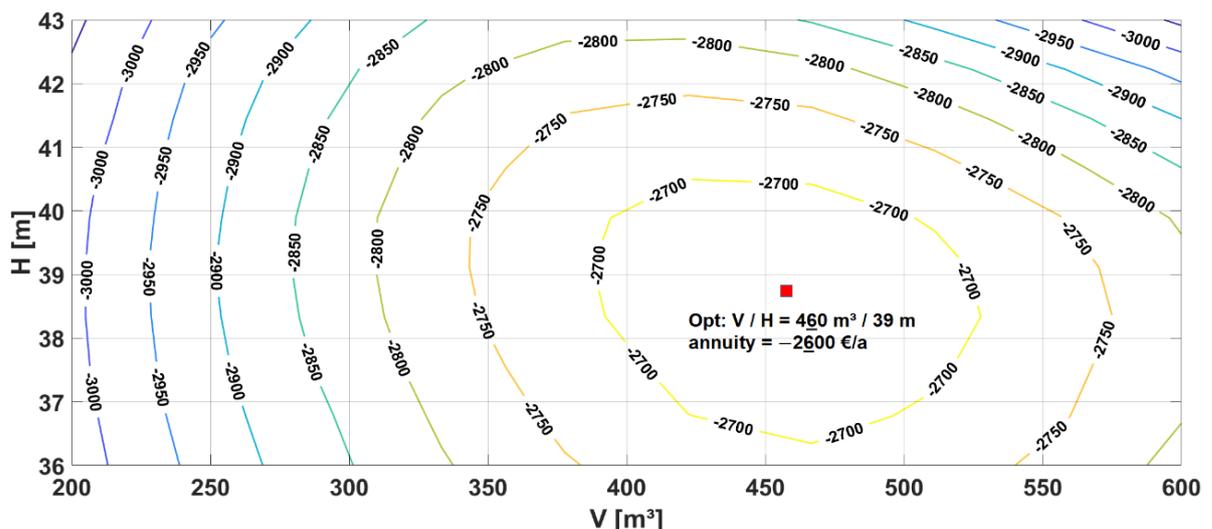


Abbildung 29: Abhängigkeit der Annuität bei der Drehzahlregelung

Wirtschaftlichkeit des festen Betriebspunktes

In der entsprechenden Darstellung für den festen Betriebspunkt (Abbildung 30) wirken sich Änderungen der Höhe H und Volumens V nur geringfügig auf die jährliche Annuität aus, was den Ergebnissen für die Drehzahlregelung gleicht. Die optimale Speichergröße für den festen Betriebspunkt ist mit 300 m^3 deutlich kleiner als bei der Drehzahlregelung, während die optimale Förderhöhe auf ca. 44 m bei einer jährlichen Annuität von -2200 € ansteigt.

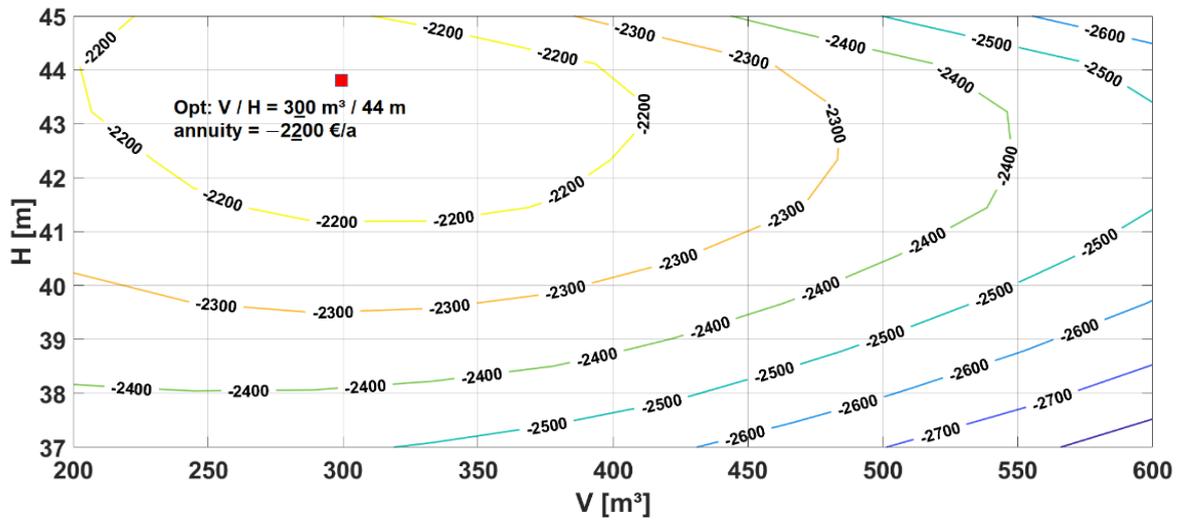


Abbildung 30: Abhängigkeit der Annuität bei einem festen Betriebspunkt

Wirtschaftlichkeit der Drosselregelung

Die Drosselregelung (Abbildung 31), die technisch am schlechtesten abschneidet, ist unter den betrachteten wirtschaftlichen Gesichtspunkten sogar etwas besser als die Drehzahlregelung.

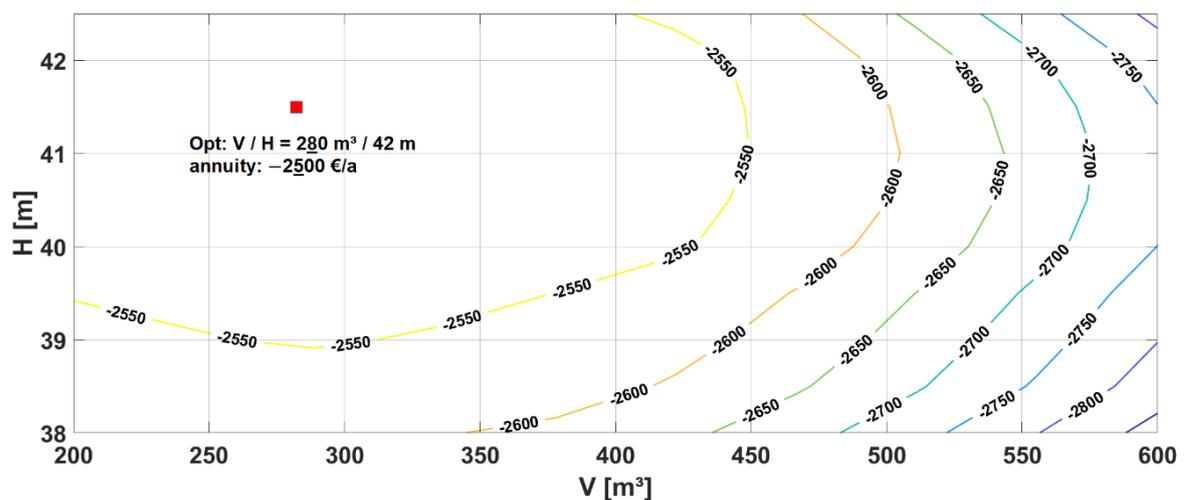


Abbildung 31: Abhängigkeit der Annuität bei der Drosselregelung

Die zusätzlichen Investitionskosten (vor allem für den Frequenzumformer) zahlen sich bei dieser Konstellation, dem angenommenen möglichen Verkaufspreis des Stromes an der Börse und dem Stromeinkaufspreis nicht aus. Auch hier ändert sich die Annuität nur geringfügig, wenn die Förderhöhe variiert wird. Das Optimum wird bei einer Fallhöhe von ca. 42 m und einem Speichervolumen von ca. 280 m³ erreicht, was zu einer Jahresannuität von -2500 €/kWh führt.

6.1.3 Sensitivitätsanalyse und Vergleich der verschiedenen Betriebsarten bei steigenden Energiebezugskosten

Die Optimierungsergebnisse für einen Strombezugspreis von 31,9 €Cent/kWh und möglichen Verkaufspreis des Solarstromes von 3,66 €Cent/kWh zeigen, dass ein Pumpspeicher mit Einsatz der für dieses Beispiel bewerteten Kreiselpumpe bei den genannten Preisen in keiner Betriebsart rentabel ist. Insbesondere für die Drehzahlregelung sind die zusätzlichen Investitionskosten derzeit nicht wirtschaftlich, was sich aber mit steigenden Energiebezugskosten ändern würde, wie nun aufgezeigt wird.

Abbildung 32 zeigt die jährliche Annuität als Funktion des Strompreises, wobei H und V auf ihre jeweiligen optimalen Werte gemäß Tabelle 3 gesetzt wurden. Es überrascht nicht, dass sich die wirtschaftliche Situation mit steigenden Strompreisen deutlich verändert. Es ist interessant festzustellen, dass die Drosselregelung nie die bevorzugte Lösung ist. Während die feste Betriebspunkt-Strategie die beste Option bei sehr geringem Strombezugspreis ist, dient sie unter diesen Umständen im Grunde nur dazu, den finanziellen Verlust zu minimieren. Bei höheren Preisen (ab ca. 0,45 €/kWh) wird die Drehzahlregelung zur bevorzugten Betriebsart und erreicht als erste die Rentabilitätsschwelle bei 0,59 €/kWh.

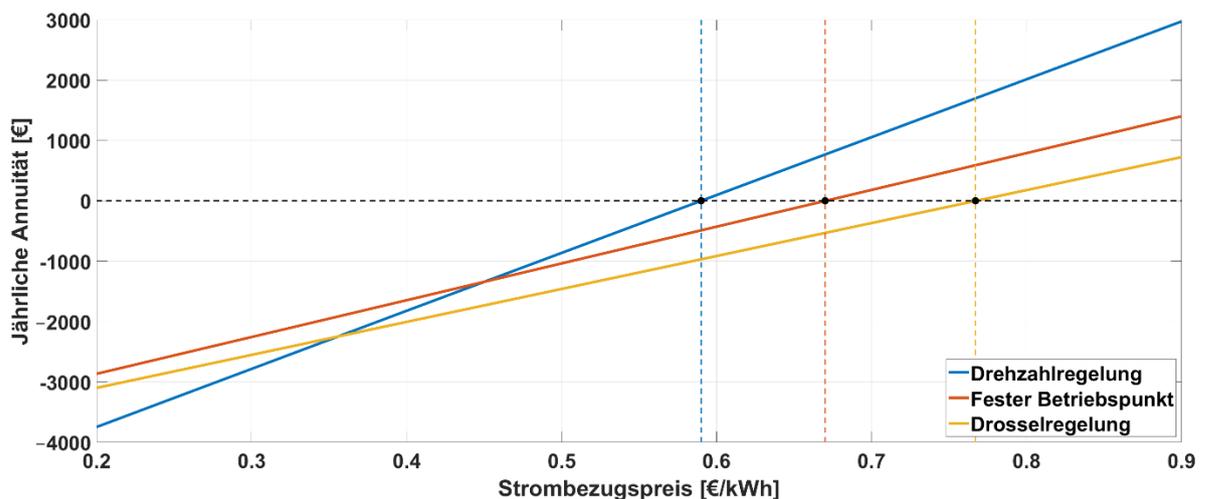


Abbildung 32: Vergleich der Annuität bei steigenden Strombezugskosten

Um die Auswirkungen verschiedener Parameter auf das Resultat der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu bewerten, wurden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse Variationen der Kosten für Speicher, PAT, Rohrleitung und Antriebseinheit untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 33 dargestellt und zeigen, dass die Antriebseinheit (d. h. der Motor/Generator zusammen mit dem VFT und der Einspeiseeinheit) den größten Einfluss

auf die jährliche Annuität haben. Eine Änderung der Preise für Speicher und Rohrleitungen hat eine ähnliche, aber geringere Auswirkung, während die Kosten für den PAT in diesem Fall die geringste Auswirkung auf die jährliche Annuität haben.

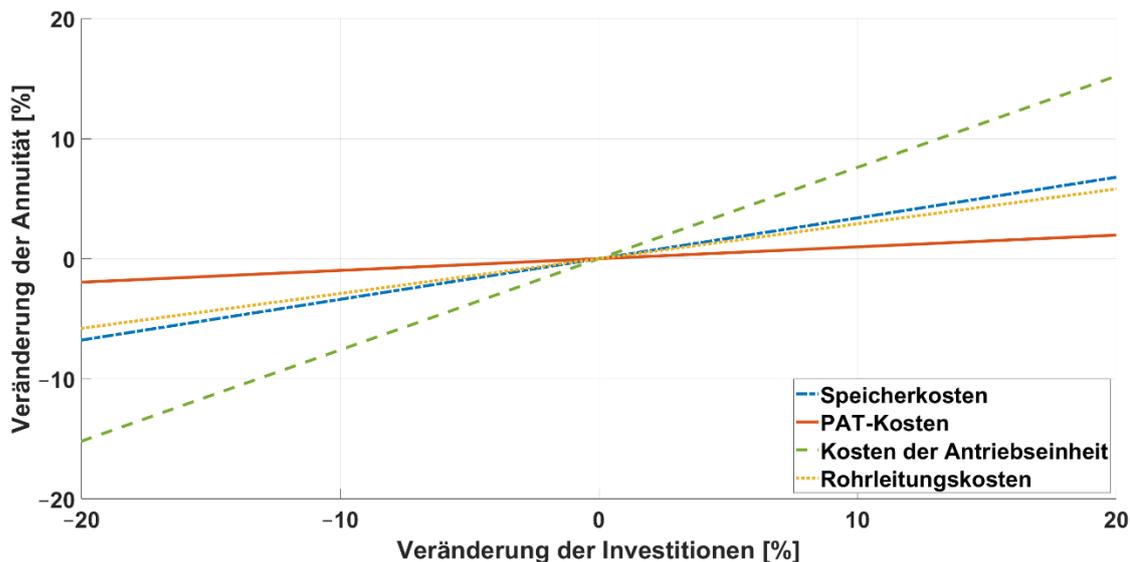


Abbildung 33: Sensitivitätsanalyse für die Kosten des Speichers, der Pumpe-als-Turbine (PAT), der Antriebseinheit und für die Rohrleitungen

Um einen Vergleich mit den Ergebnissen anderer wissenschaftlicher Arbeiten zu ermöglichen, wurden die Stromgestehungskosten bzw. die Levelized Cost Of Energy (LCOE) pro kWh aus gespeicherter Energie für den untersuchten Mikropumpspeicher berechnet. Da es bei dem hier betrachteten Konzept in erster Linie um die klimafreundliche Energiespeicherung, die Reduktion der Netzbelastung und die Erhöhung des Eigenverbrauchs der erzeugten Energie aus der PV-Anlage geht und nicht um die wirtschaftliche Rentabilität einer Investitionssumme, wurde der Zinsfaktor i auf 2% festgelegt. Das Bundesministerium der Finanzen veröffentlicht die Zinssätze für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen unter dem Dokument GZ II A 3-H 1012-10/07/0001. Der ungefähre Durchschnitt des Zinsfaktors aus den Jahren 2005-2020 in diesem Dokument ergibt ebenfalls einen Wert von 2,0 % [77].

Tabelle 9: Stromgestehungskosten (LCOE) für verschiedene Zinssätze.

Zinssatz	2%	4%	6%	8%
Drehzahlregelung	0,63 €/kWh	0,74 €/kWh	0,86 €/kWh	0,98 €/kWh
Drosselregelung	0,85 €/kWh	0,99 €/kWh	1,16 €/kWh	1,33 €/kWh
Fester Betriebspunkt	0,74 €/kWh	0,87 €/kWh	1,01 €/kWh	1,17 €/kWh

Damit ergeben sich LCOE von ca. 0,63 €/kWh für die Drehzahlregelung, 0,74 €/kWh für den festen OP und 0,85 €/kWh für die Drosselregelung. Dies bestätigt die Ergebnisse in Abbildung 33 und zeigt, dass die Drehzahlregelung die beste Wahl ist, um einen wirtschaft-

lichen Betrieb zu gewährleisten. Da die Wahl des Zinsfaktors in der Regel auf den Erwartungen des Nutzers beruht, sind die Ergebnisse der LCOE-Berechnung für verschiedene Zinsfaktoren in Tabelle 9 dargestellt.

6.1.4 Fazit der Betriebsweisen

In diesem Kapitel wurde anhand der PAT KSB50160 mithilfe des Simulationsmodells eines MPS mit Pumpe-als-Turbine gezeigt, dass bei einer ausreichenden Förderhöhe bessere wirtschaftliche Ergebnisse als in bisherigen Untersuchungen erzielt werden können. Verglichen mit den Stromgestehungskosten einer Pilotanlage, die in Froyennes, Belgien gebaut wurde und einen LCOE von 1,06 €/kWh [11] erzielt, und den Ergebnissen zur Untersuchung eines Speichers in Gebäuden mit Stromgestehungskosten von 1,66 €/kWh [78] sind die bisher erzielten Ergebnisse von bestmöglich 0,63 €/kWh für die Drehzahlregelung erfolversprechend. Betrachtet man die technischen Ergebnisse, so wird deutlich, dass die Drehzahlregelung mit einem Frequenzumformer die geeignetste Betriebsart ist. Berücksichtigt man jedoch auch die wirtschaftlichen Ergebnisse, fällt das Ergebnis auf den ersten Blick nicht mehr so eindeutig aus. Auch wenn die Drehzahlregelung mit einem LCOE von 0,63 €/kWh unter Berücksichtigung der Strombezugskosten in der Annuitätenanalyse die wirtschaftlichste Betriebsart zu sein vermag, ist klar, dass dies bei dem betrachteten Szenario nicht der Fall ist. Betrachtet man die Ergebnisse aber aus der richtigen Perspektive, also bei realistischen Energiepreisen, stellt sich die Drehzahlregelung als sinnvollste Betriebsart heraus. Die anderen beiden Betriebsarten eignen sich eher in unwirtschaftlichen Szenarien, um das Investitionsvolumen zu reduzieren und somit die Verluste zu begrenzen. Steigen also die Energiepreise bzw. steigen die Preise für den möglichen Stromverbrauch oder auch der Preis für den alternativen direkten Verkauf der PV-Energie, zahlt sich der höhere Wirkungsgrad der Drehzahlregelung aus und diese wird schnell zur wirtschaftlichsten Betriebsart. Die zusätzlichen Investitionskosten amortisieren sich somit und die Investition zahlt sich aus. Ab einem Strombezugspreis von etwa 0,35 €/kWh übertreffen die zusätzlichen Investitionskosten der Drehzahlregelung die Drosselregelung; beim festen Betriebspunkt sind es etwa 0,45 €/kWh (Abbildung 32). Die Drosselregelung, die immer schlechter als der feste Betriebspunkt oder der Drehzahlregelung abschneidet, stellt somit keine sinnvolle Betriebsweise dar. Die Drehzahlregelung geht in dieser Betrachtung als zu favorisierende Betriebsweise hervor. Das liegt zum einem daran, dass sie in wirtschaftlichen Szenarien die besten Ergebnisse erzielen kann. Zum anderen bietet sie auch eine weitaus höhere Flexibilität. So kann der Pumpspeicher auch in Teillast betrieben werden und somit können sich über die Jahre verändernde Lastanforderungen bewältigt werden. Das bietet vor allem bei sehr langen Betrachtungszeiträumen von z.B. 20 Jahren eine gewisse Sicherheit. Was bei Einsatz der Drehzahlregelung jedoch noch angemerkt werden muss, ist, dass diese gegenüber den anderen beiden Anwendungen mit einem höheren Projektierungsaufwand verbunden ist. Die einzigen wirklichen Gründe, die einer Drehzahlregelung im Wege stehen, sind die zusätzlichen Investitions- sowie Reinvestitionskosten für Ersatzbeschaffungen und vor allem auch die Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie möglichen zusätzlichen Projektierungskosten. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie die möglichen zusätzlichen Projektierungskosten

sind jedoch nur schwer zu beziffern, was zu einer gewissen Unsicherheit der wirtschaftlichen Betrachtung führt. Während die Projektierungskosten in dieser Betrachtung außen vor gelassen wurden, sind die Wartungs- und Instandhaltungskosten Kosten, entnommen aus der verwendeten VDI 2067 [26], die noch aus dem Jahre 2011 ist, sehr hoch angesetzt. Da sich seither einiges in der Entwicklung und Herstellung von Frequenzumrichtern getan hat, sind diese Kosten inzwischen als niedriger einzuschätzen.

6.2 Leitfaden zur Wirtschaftlichkeit des Eigenstromkonzepts

Im vorangegangenen Kapitel wurde neben der Betriebsweise auch der optimale Standort (d. h. die optimale Förderhöhe und das optimale Speichervolumen) für eine gegebene Pumpe (KSB50160) bei fester Energieerzeugung aus der PV-Anlage und gegebenem Energieverbrauch ermittelt. Um die Auswirkungen verschiedener Verbrauchs- und Erzeugungsszenarien auf den drehzahlgeregelten Betrieb zu untersuchen, wurde nun ein Skalierungsfaktor für die PV-Leistung S_{PV} und den Energieverbrauch S_L eingeführt. Dabei entspricht ein Skalierungsfaktor von 1 den Werten des vorherigen Kapitels, d.h. einer PV-Leistung von 60 kWp, einer jährlichen Energieproduktion von $W_{PV} = 69,1$ MWh und einem jährlichen Energiebedarf W_L von 43,0 MWh. Das Verhältnis von W_{PV}/W_L liegt also bei etwa 1,6. Der besseren Übersicht wegen ist die Beziehung zwischen den Skalierungsfaktoren und der Energieproduktion bzw. dem Energiebedarf in Tabelle 10 dargestellt. Außerdem werden nun mehrere Pumpen für verschiedene Leistungsklassen gegenübergestellt und anhand der Ergebnisse des Simulationsmodells bewertet. Die untersuchten Pumpen sind zusammen mit den Ergebnissen des Simulationsmodells für die Förderhöhe, den Gesamtwirkungsgrad, den durchschnittlichen Turbinen- und Pumpenwirkungsgrad sowie die Stromgestehungskosten (LCOE) in Tabelle 11 aufgeführt.

Im ersten Teil des Leitfadens werden zunächst alle untersuchten PATs anhand der erzielten Ergebnisse miteinander verglichen und dabei die beiden Skalierungsfaktoren S_{PV} und S_L auf denselben Wert gesetzt (d.h. $S_{PV} = S_L$), während anschließend die Skalierungsfaktoren für die aussichtsreichste PAT, die KSB8065200, unabhängig voneinander variiert werden. Der dritte Teil beschäftigt sich hauptsächlich mit dem Einsatz von mehrstufigen Kreiselpumpen bei größeren Fallhöhen am Beispiel eines realen Standortes, dem Berggasthof Hohe Asten in den Bayrischen Alpen.

Tabelle 10: Von der PV-Anlage erzeugte Energie (pro Jahr) W_{PV} , Energiebedarf W_L , Skalierungsfaktor S_L (entsprechend W_L) und S_{PV} (entsprechend W_{PV})

Skalierungsfaktor $S_L; S_{PV}$	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5	2,0	3,0	4,0
W_L [MWh]	22	34	43	52	65	86	129	172
W_{PV} [MWh]	35	55	69	83	103	138	207	276

6.2.1 Untersuchte Pumpen

In der folgenden Tabelle 11 sind 11 anhand ihrer Eignung (z.B. hoher Wirkungsgrad, passende Leistung) geeignete Pumpen für verschiedene Leistungsklassen mit steigender Nennleistung P_n aufgeführt. Die Leistungsklasse der untersuchten Pumpen wurde so gewählt, dass der Bereich von 5 bis 50 kW, entsprechend den Kleinstwasserkraftwerken nach der Klassifizierung der Lateinamerikanischen Energieorganisation (OKADE), in etwa abgedeckt ist.

Tabelle 11: Untersuchte Kreiselpumpen, sortiert nach ihrer Nennleistung (P_n) bei ihrem vom Hersteller angegebenen besten Wirkungsgrad ($\eta_{P,opt}$). Die weiteren Spalten geben den mittleren elektrischen Pumpenwirkungsgrad ($\bar{\eta}_{P,el}$), den mittleren elektrischen Turbinenwirkungsgrad ($\bar{\eta}_{T,el}$), den mittleren elektrischen Turbinenwirkungsgrad (η_{tot}), die Pumpeninvestition (I_P) und die Investition für Motor und Frequenzumrichter (I_{el}) an. Alle Ergebnisse hier beziehen sich auf einen Skalierungsfaktor $S_{pV} = S_L = 1.0$.

Pumpe	P_n	$\eta_{P,opt}$	$\bar{\eta}_{P,el}$	$\bar{\eta}_{T,el}$	η_{tot}	I_P	I_{el}
F065-200A-1102H ¹	11,0 kW	71,1 %	64,2 %	58,5 %	37,5 %	3347 €	9323 €
EST 65-160 ²	15,0 kW	80,9 %	67,6 %	58,9 %	38,7 %	4246 €	7343 €
F080-255A-1502H ¹	15,0 kW	75,4 %	63,6 %	56,0 %	35,3 %	3419 €	10475 €
KSB 50160174 ²	15,0 kW	76,0 %	67,7 %	62,3 %	42,1 %	3808 €	11575 €
F080-255A-1852H ¹	18,5 kW	75,9 %	64,7 %	57,5 %	37,1 %	4420 €	12372 €
F080-255A-2202H ¹	22,0 kW	78,4 %	65,9 %	60,9 %	40,1 %	4699 €	14348 €
F080-240A-2202H ¹	22,0 kW	82,3 %	69,3 %	53,8 %	37,2 %	4377 €	13864 €
F080-330A-2204H ¹	22,0 kW	78,1 %	63,2 %	56,1 %	35,4 %	4893 €	15585 €
KSB 8065200 ³	30,0 kW	80,9 %	65,2 %	58,6 %	38,2 %	2579 €	12022 €
F080-255A-3002H ¹	30,0 kW	79,2 %	63,1 %	59,1 %	37,2 %	4999 €	17465 €
F080-255A-3702H ¹	37,0 kW	79,3 %	62,4 %	61,1 %	38,1 %	4871 €	18334 €

¹ berechnetes Turbinenkennfeld, ² vom Hersteller zur Verfügung gestelltes Turbinenkennfeld, ³ mit Ähnlichkeitsbeziehungen erweitertes, vom Hersteller zur Verfügung gestelltes Teilkennfeld.

6.2.2 Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten bestimmter Teilkomponenten spielen bei der wirtschaftlichen Betrachtung des Gesamtsystems eine tragende Rolle. Diese und deren Auswirkungen sollen nun als erstes betrachtet werden.

Spezifische Kosten der Komponenten

Abbildung 34 zeigt die spezifischen Preise (€/kW Nennleistung) von beispielhaft ausgewählten Komponenten: eine Pumpe mit einem Motor (F080-255A) [79], ein Asynchronmotor (VEM PS1R/PS2R) [80] und ein Frequenzumrichter (ABB ASC 580) [81].

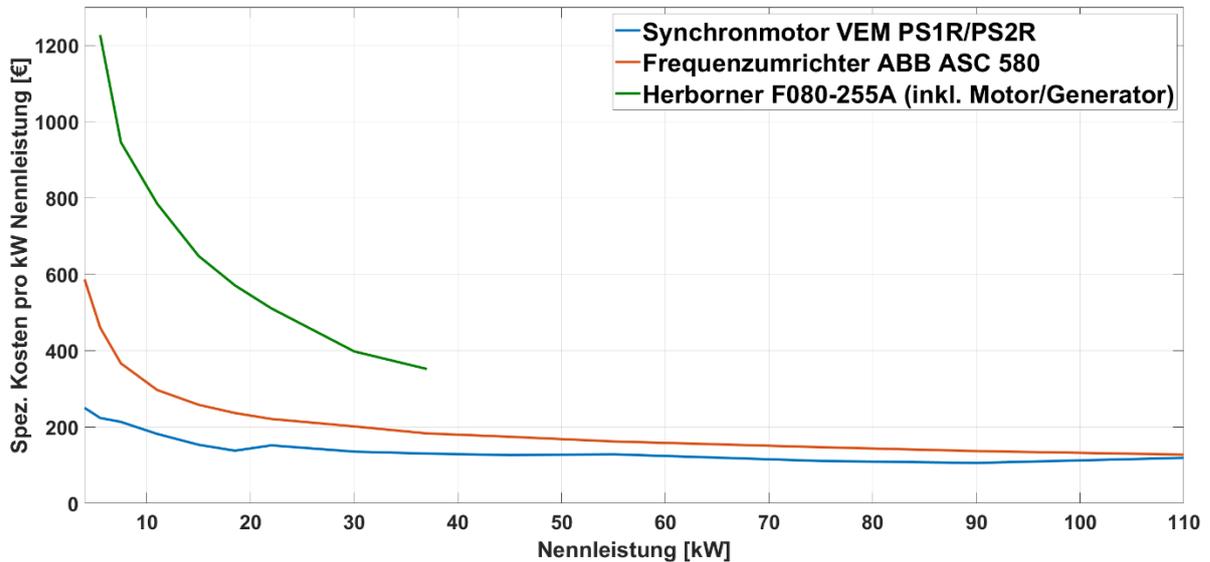


Abbildung 34: Spezifische Kosten am Beispiel des Synchronmotors VEM PS1R/PS2R, des ABB ASC 580 FUM und der Herborner F080-255A PAT (einschließlich Motor/Generator)

Wie zu erwarten sinken die spezifischen Preise mit steigender Leistung. Besonders stark ist der Rückgang bei Frequenzumrichtern und Pumpen inklusive Motoren mit einer Leistung von weniger als 22 kW. Ab einer Nennleistung von mehr als ca. 22 kW flacht die Kurve ab, und die Preise pro kW Nennleistung beginnen sich zu stabilisieren. Dies lässt erwarten, dass kleinere Pumpspeicher mit Leistungen unter 22 kW aufgrund der hohen spezifischen Kosten nur schwer wirtschaftlich zu realisieren sind. Zur Veranschaulichung dieser Erkenntnisse werden in einem späteren Teil dieser Arbeit die Ergebnisse für Kreiselpumpen mit einer Nennleistung von weniger als 22 kW mit durchgezogenen Linien und Kreiselpumpen mit einer Nennleistung von mehr als 22 kW mit gestrichelten Linien gekennzeichnet.

Spezifische Kosten der Rohrleitung und des Speicherbeckens

Neben den spezifischen Komponentenkosten spielen die Kosten für den Speicherinhalt, beeinflusst durch das Volumen des Speicherbeckens sowie die Fallhöhe und Steigung, eine zentrale Rolle für die Wirtschaftlichkeit des MPS. Hierbei ergibt sich die Besonderheit, dass dies nicht nur eine Vergrößerung des Speicherbeckens, sondern auch eine größere Fallhöhe und Steigung den energetischen Speicherinhalt beeinflusst. Während sich die Investitionskosten des Speicherbeckens einfach durch die Beckengröße berechnen lassen, werden die Kosten für die Rohrleitung von der Leitungslänge und der am Standort

verfügbaren Fallhöhe und Steigung definiert. Die gesamten Speicherkosten I_{Speicher} setzen sich also aus den spezifischen Rohrleitungskosten I_{Rohr} (pro Meter Rohrleitungslänge), der Rohrlänge l_{Rohr} , den spezifischen Speicherkosten I_{Speicher} (pro m³ Speichervolumen) und dem Speichervolumen V_{Speicher} durch folgende Formel berechnet zusammen:

$$I_{\text{Speicher}} = V_{\text{Speicher}} \cdot I_{\text{Speicher}} + l_{\text{Rohr}} \cdot I_{\text{Rohr}} \quad (6.1)$$

Die spez. Speicherkosten (pro gespeicherte kWh) werden anschließend durch Division der Speicherkosten durch den energetischen Speicherinhalt E_{Speicher} errechnet:

$$I_{\text{Spez. Speicher}} = \frac{I_{\text{Speicher}}}{E_{\text{Speicher}}} \quad (6.2)$$

Abbildung 35 zeigt die spezifischen Kosten des Speicherbeckens für verschiedene Speicherbecken volumina in Abhängigkeit der Fallhöhe bei einer Steigung von 15 %. Die spez. Investitionskosten betragen für dieses Beispiel 40 €/m³ für das Speicherbecken (entspricht den Kosten für den Bau eines Speicherbeckens) und 50 €/m Rohrleitungslänge. Die spez. Kosten des Speicherinhalts verhalten sich ähnlich wie die spez. Komponentenkosten (vgl. Abbildung 34).

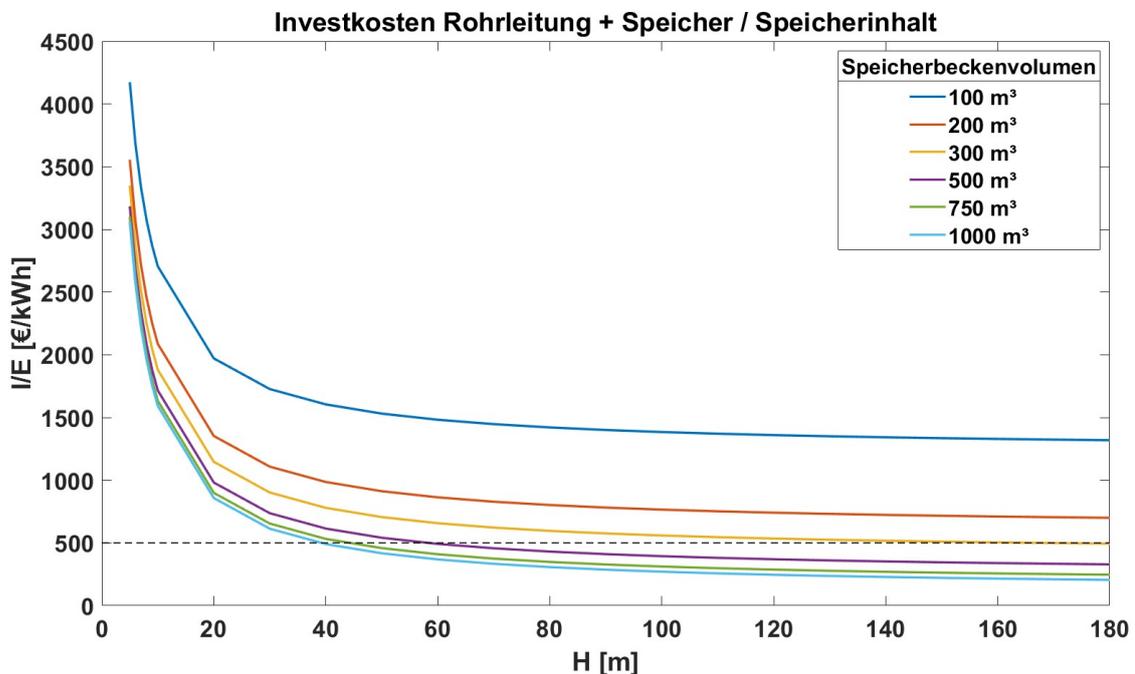


Abbildung 35: Investitionskosten für den Speicherinhalt in Abhängigkeit der Fallhöhe

Vor allem für kleine Fallhöhen und kleine Speicherbecken fallen die Kosten sehr hoch aus. Steigt die Fallhöhe und vergrößert sich das Speicherbecken volumina, sinken die Kosten anfangs sehr stark. Ab ca. 70 m Fallhöhe und einem Speicherbecken volumina von ca. 400 m³ sinken die spez. Kosten nur noch gering. Für einen aussichtsreichen Standort ($\frac{I}{E} < 500$)

€/kWh) können also Fallhöhen von 70 m und mehr sowie Speicherbecken von 400 m³ und größer empfohlen werden. Vor allem sehr kleine Fallhöhen von unter 20 Metern und Speicherbecken volumina kleiner als 200 m³ weisen sehr hohe spez. Kosten auf. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist bei diesen geringen Fallhöhen und kleinen Speicherbecken volumina kaum zu erreichen.

6.2.3 Auswirkung der Steigung auf die Wirtschaftlichkeit

Abbildung 36 zeigt die Auswirkung der Steigung auf die LCOE (blau) und den Gesamtwirkungsgrad (rot). Da bei einer höheren Steigung die Rohrleitung kürzer wird, sinken die Investitionskosten sowie die Rohrleitungsverluste und somit auch die LCOE. Vor allem geringe Steigungen zeigen hierbei eine deutliche Auswirkung auf den Wirkungsgrad und die Stromgestehungskosten. Je höher die Steigung ausfällt, desto geringer ist die Rohrleitungslänge, die eingespart wird. Es kommt also zu einer gewissen „Sättigung“ und ab einer Steigung von ca. 20 % verbessern sich der Wirkungsgrad und die Stromgestehungskosten nur noch geringfügig. In dieser Betrachtung wird jedoch nicht berücksichtigt, dass sich bei Steigungen ab ca. 20-25 % die Verlegung der Rohrleitung verkompliziert, da z.B. nicht mehr mit normalen Baumaschinen gearbeitet werden kann oder die Rohrleitungen (z.B. bei steileren Felshängen) nicht mehr einfach unter der Erde verlegt werden können. Dies kann zu erhöhten Kosten führen. Eine Steigung von ca. 20 %, oder je nach Standortbedingungen auch etwas darüber, könnte also einen Kompromiss darstellen, um einerseits hohe Verlegekosten zu vermeiden und andererseits eine noch akzeptable Rohrleitungslänge zu behalten. Dies muss aber standortabhängig entschieden werden, da auch der Untergrund (z.B. Eingraben bei felsigem Untergrund nicht möglich) eine große Rolle spielt.

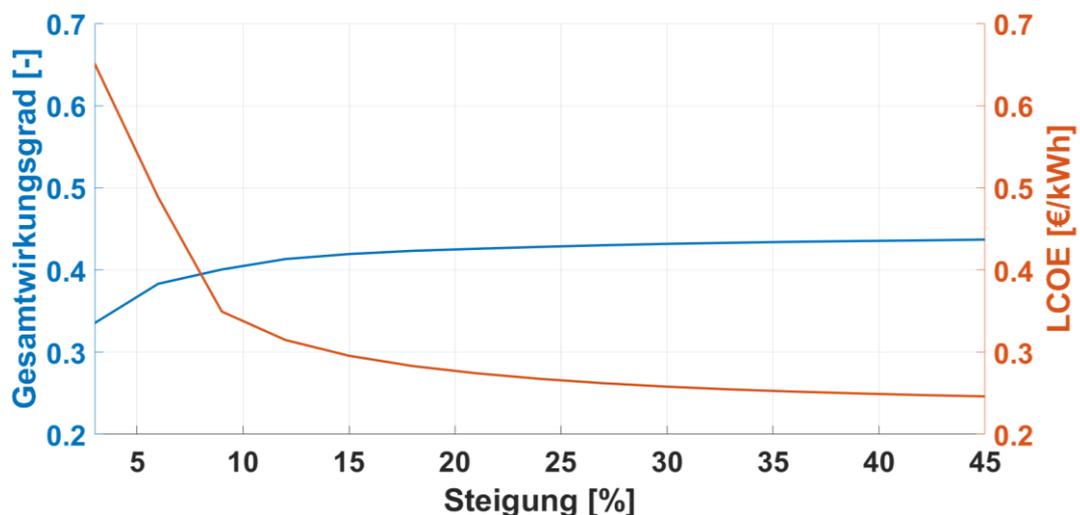


Abbildung 36: Stromgestehungskosten und Gesamtwirkungsgrad des MPS in Abhängigkeit der Steigung

6.2.4 Simulationsergebnisse für identische Skalierungsfaktoren für Last- und PV-Profil

Für eine erste Untersuchung bei verschiedenen Last- und Erzeugungsszenarien beim Eigenverbrauchskonzept werden nun alle Ergebnisse des ersten Simulationsdurchgangs für identische Skalierungsfaktoren der in Tabelle 11 aufgelisteten PATs miteinander verglichen. Die Skalierungsfaktoren für das PV- (S_{PV}) und Lastprofil (S_L) wurden also auf denselben Wert gesetzt (d.h. $S_{PV} = S_L$). Dadurch kann die Pumpe mit den besten wirtschaftlichen Ergebnissen identifiziert werden. Anhand dieser PAT können anschließend die Auswirkungen unterschiedlicher Lastszenarien durch Variation der Skalierungsfaktoren untersucht und ausgewertet werden.

Gesamtwirkungsgrad

Stellt man die Simulationsergebnisse der Gesamtwirkungsgrade für die jeweiligen Skalierungsfaktoren gegenüber (siehe Abbildung 37), so wird deutlich, dass bei kleinen Skalierungsfaktoren die KSB-Pumpe Etanorm 50160D174 den besten Gesamtwirkungsgrad für eine Leistung kleiner 22 kW aufweist und diese auch bei Skalierungsfaktoren kleiner zwei den besten Gesamtwirkungsgrad zeigt.

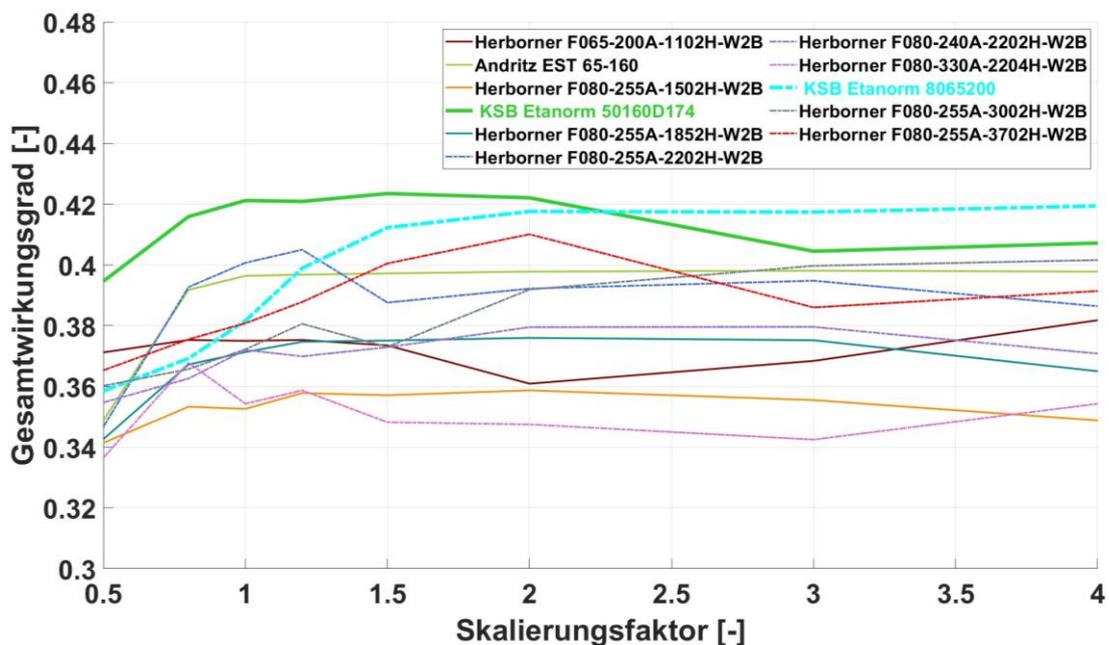


Abbildung 37: Gesamtwirkungsgrad bei gleichen Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen

Der hervorragende Gesamtwirkungsgrad der KSB 50160D174, insbesondere bei kleineren Skalierungsfaktoren, spiegelt sich auch in den elektrischen Pumpen- und Turbinenwirkungsgraden wider (siehe Abbildung 38 und Abbildung 39). Darüber hinaus ist im Allgemeinen ein deutlicher Anstieg des Gesamtwirkungsgrads für ansteigende Skalierungsfaktoren im Bereich von 0,5 bis 1 zu erkennen, der mit der Erhöhung der Förderhöhe zusammenhängt (siehe Abbildung 40). Die höchsten Gesamtwirkungsgrade aller untersuchten

Pumpen (Wirkungsgrad von ca. 42 %) wurden in Abhängigkeit von den Skalierungsfaktoren von der KSB8065200 und der 50160D174 erreicht. Die Pumpen- und Turbinenwirkungsgrade der KSB8065200 (siehe Abbildung 38 und Abbildung 39) waren dementsprechend ebenfalls vergleichsweise hoch. Generell lässt sich beobachten, dass die PATs, mit denen ein hoher Gesamtwirkungsgrad erreicht wird, tendenziell auch einen besseren LCOE erreichen.

Durchschnittlicher elektrischer Pumpenwirkungsgrad

Von den 11 in Tabelle 11 aufgeführten untersuchten Pumpen wiesen die Kreiselpumpen Herborner F080-240A-2202H-W2B und Andritz EST 65-160 mit mehr als 80 % den besten BEP-Wirkungsgrad im Pumpbetrieb auf.

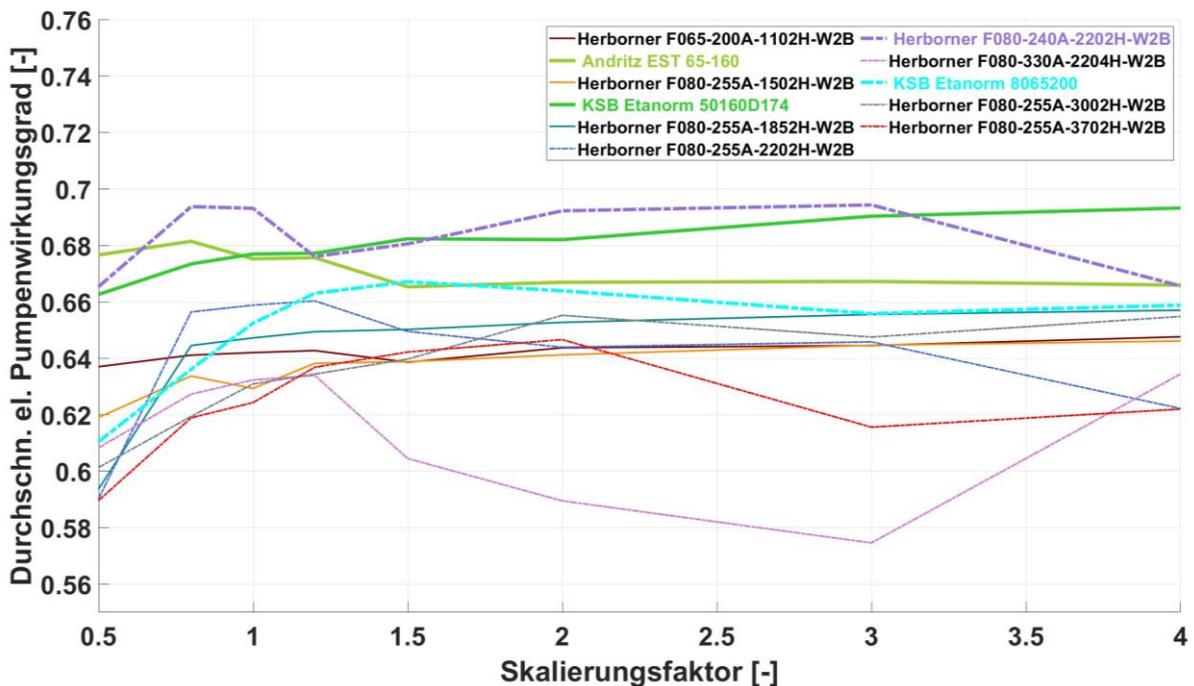


Abbildung 38: Durchschnittlicher elektrischer Pumpenwirkungsgrad bei gleichen Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen

Die Ergebnisse der Simulation zeigten einen vergleichsweise guten durchschnittlichen elektrischen Pumpenwirkungsgrad (siehe Gleichung (3.6)) von etwas unter 70 % (Abbildung 38). Diese Abweichung lässt sich dadurch erklären, dass die Simulationen auf einem drehzahlvariablen Betrieb zurückzuführen. Dadurch arbeitet die Pumpe nicht immer im Bestpunkt und befindet sich oft auch im Teillastbereich, in dem der Wirkungsgrad geringer als der beste Punktwirkungsgrad ausfällt. Darüber hinaus wurden bei der Berechnung des Mittelwertes auch die Wirkungsgradverluste durch Motor und FUM sowie die Rohrleitungsverluste berücksichtigt. Die KSB-Pumpe 50160D174 weist für Pumpen kleiner als 22 kW einen sehr guten durchschnittlichen elektrischen Pumpenwirkungsgrad auf. Bei Pumpen mit einer Leistung größer oder gleich 22 kW zeigte der Pumpenwirkungsgrad einen ähnlichen Trend wie der Gesamtwirkungsgrad (siehe Abbildung 37). Die KSB 8065200 und die

Herborner F080-240A-2202H erzielen in dieser Betrachtung den besten durchschnittlichen Pumpenwirkungsgrad. Auch der vom Hersteller angegebene Wirkungsgrad im Nennpunkt lag bei diesen beiden Pumpen mit etwas über 80 % im Spitzenfeld.

Durchschnittlicher elektrischer Turbinenwirkungsgrad

Der durchschnittliche elektrische Turbinenwirkungsgrad der untersuchten PATs (siehe Abbildung 39) steigt zwischen den Skalierungsfaktoren 0,5 und 1, was dem bereits festgestellten Verhalten hinsichtlich des durchschnittlichen elektrischen Pumpenwirkungsgrads entspricht. Die Pumpe mit dem besten durchschnittlichen elektrischen Turbinenwirkungsgrad variierte in Abhängigkeit vom Skalierungsfaktor. Bei einem Skalierungsfaktor von 1 erreicht die KSB50160D174 einen durchschnittlichen elektrischen Turbinenwirkungsgrad von 62 %, der jedoch mit steigender Skalierung auf leicht unter 60 % sinkt. In Korrelation mit einem hohen Pumpenwirkungsgrad erreicht dieses Modell dennoch den besten Gesamtwirkungsgrad. Den zweitbesten durchschnittlichen elektrischen Turbinenwirkungsgrad für eine Leistung von weniger als 22 kW erreicht das EST 65-160. Die Turbinenwirkungsgrade von Pumpen mit einer Leistung von 22 kW und mehr weisen erhebliche Schwankungen auf. Bei zunehmendem Skalierungsfaktor zeigen die meisten Pumpen hohe durchschnittliche elektrische Turbinenwirkungsgrade, mit einem Spitzenwert zwischen 62-64 %. Diese fallen damit höher aus als die durchschnittlichen elektrischen Turbinenwirkungsgrade der Pumpen unter 22 kW. Bei hohen Skalierungsfaktoren sticht die KSB 8065200 im Vergleich zu den anderen Pumpen deutlich hervor.

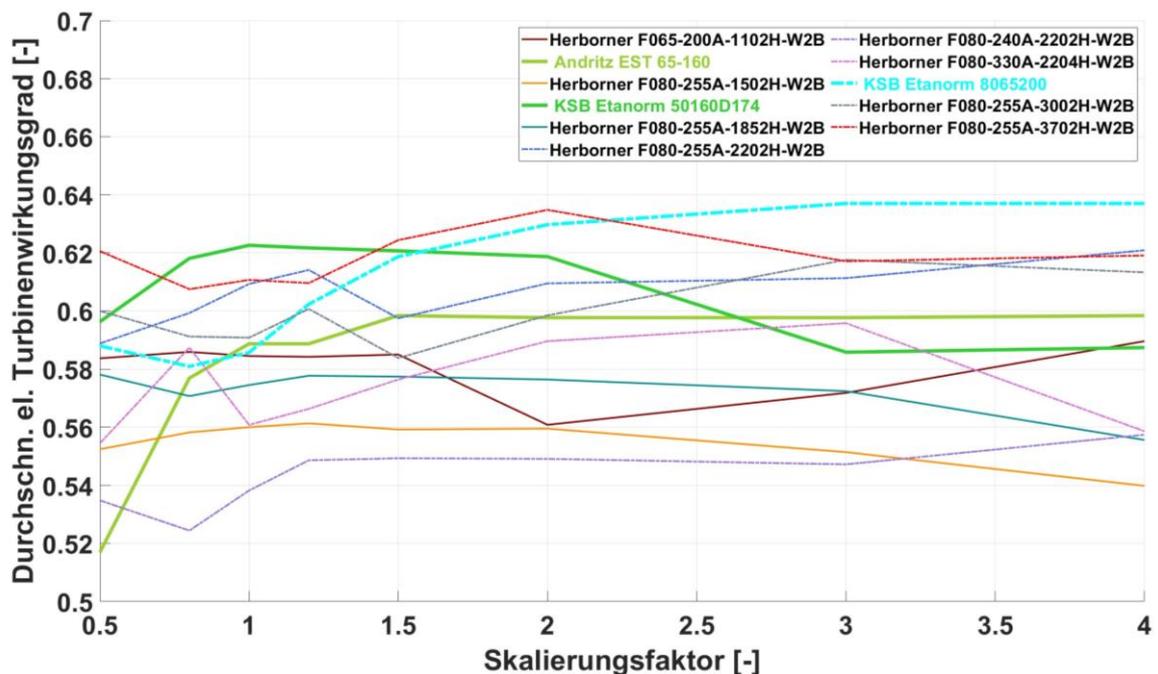


Abbildung 39: Durchschnittlicher elektrischer Turbinenwirkungsgrad für gleiche Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen

Fallhöhe

Der Optimierungsprozess für das Simulationsmodell bestimmt die optimale Fallhöhe für jede der Kreiselpumpen und für jeden Skalierungsfaktor. Diese optimierten Fallhöhen sind in Abbildung 40 dargestellt. So ist im Allgemeinen eine Zunahme der optimalen Fallhöhe im Bereich der Faktoren zwischen 0,5 und 1 für viele Pumpen zu erkennen, was darauf zurückzuführen ist, dass bei Verbrauchern mit geringem Energiebedarf und geringer Produktion, d.h. bei kleinen Skalierungsfaktoren, bedingt durch die oft zu geringe Überschussleistung die ideale Fallhöhe bei maximalem Wirkungsgrad nicht bzw. kaum erreicht werden kann. Dies führt dazu, dass die Pumpe und/oder die Turbine entweder mit einem niedrigeren Wirkungsgrad oder auch gar nicht arbeitet, da die verfügbare Leistung nicht ausreicht, um den optimalen Betriebsbereich zu erreichen. Abbildung 40 zeigt also direkt, welche Förderhöhe am Standort erforderlich wäre, um die Anlage bei den jeweiligen gegebenen Erzeugungs- und Lastbedingungen optimal zu nutzen. Bei den meisten Kreiselpumpen ist zu erkennen, dass die Förderhöhe oberhalb eines bestimmten Skalierungsfaktors stagniert. Die stagnierenden Kurven können auf die Begrenzung der maximal möglichen Förder- bzw. Fallhöhe der verwendeten Kreiselpumpen zurückgeführt werden. Jede PAT hat eine maximale Förder- bzw. Fallhöhe, die ihren Betriebsbereich begrenzt.

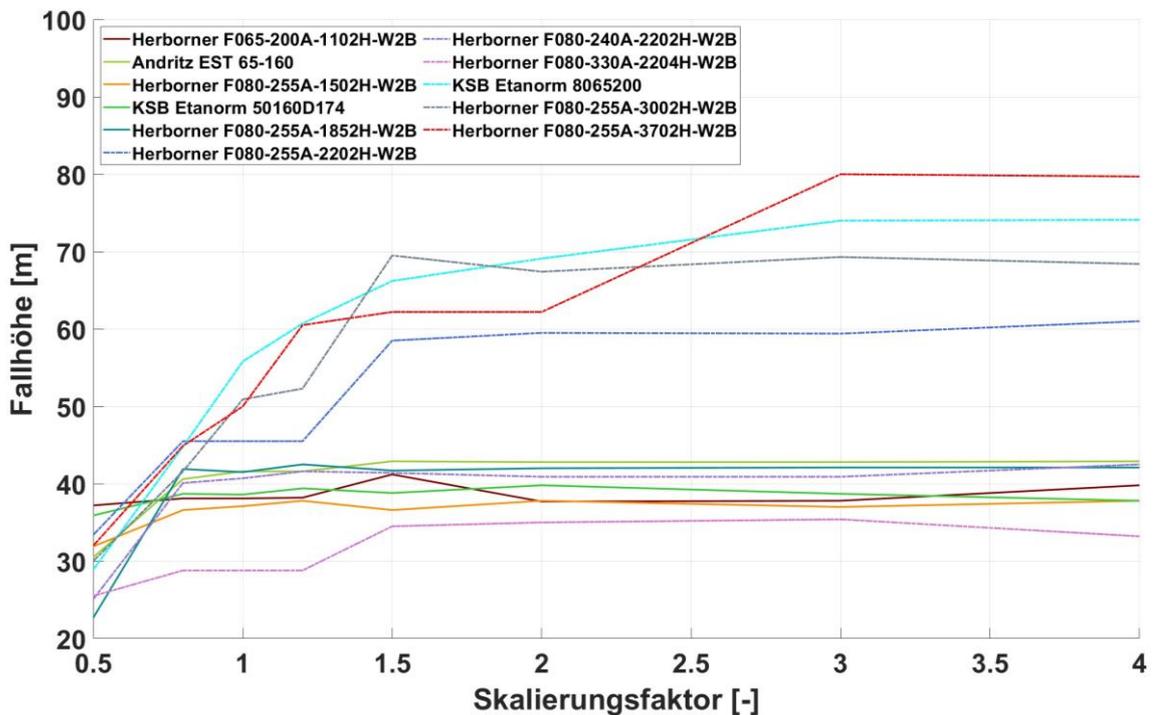


Abbildung 40: Optimierte Förderhöhe bei gleichen Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen

Stromgestehungskosten (LCOE)

Abbildung 41 stellt die Stromgestehungskosten für alle in Tabelle 11 aufgelisteten Kreiselpumpen als Funktion des Skalierungsfaktors für den optimalen Standort dar. Die niedrigsten LCOE für Pumpen kleiner 22 kW erreicht die EST 65-160. Interessant hierbei ist der Vergleich der Stromgestehungskosten der EST65-160 mit denen der F065-200A. Beide Pumpen weisen ähnlich hohe Gesamtinvestitionskosten auf und somit wird der Einfluss der zuvor identifizierten signifikanten Unterschiede deutlich. Aufgrund der größeren Nennleistung von 15 kW gegenüber 11 kW liegen die spezifischen Kosten für die elektrischen Komponenten bei der EST65-160 etwas niedriger, auch wenn die spez. Kosten pro kW installierter Nennleistung etwas höher liegen. Darüber hinaus ist der Gesamtwirkungsgrad der EST65-160 geringfügig höher (vgl. Abbildung 37), was zusammen mit den geringeren Investitionskosten zu einer Senkung der Stromgestehungskosten (je nach Skalierungsfaktor) um bis zu ca. 7 €Cent/kWh führt.

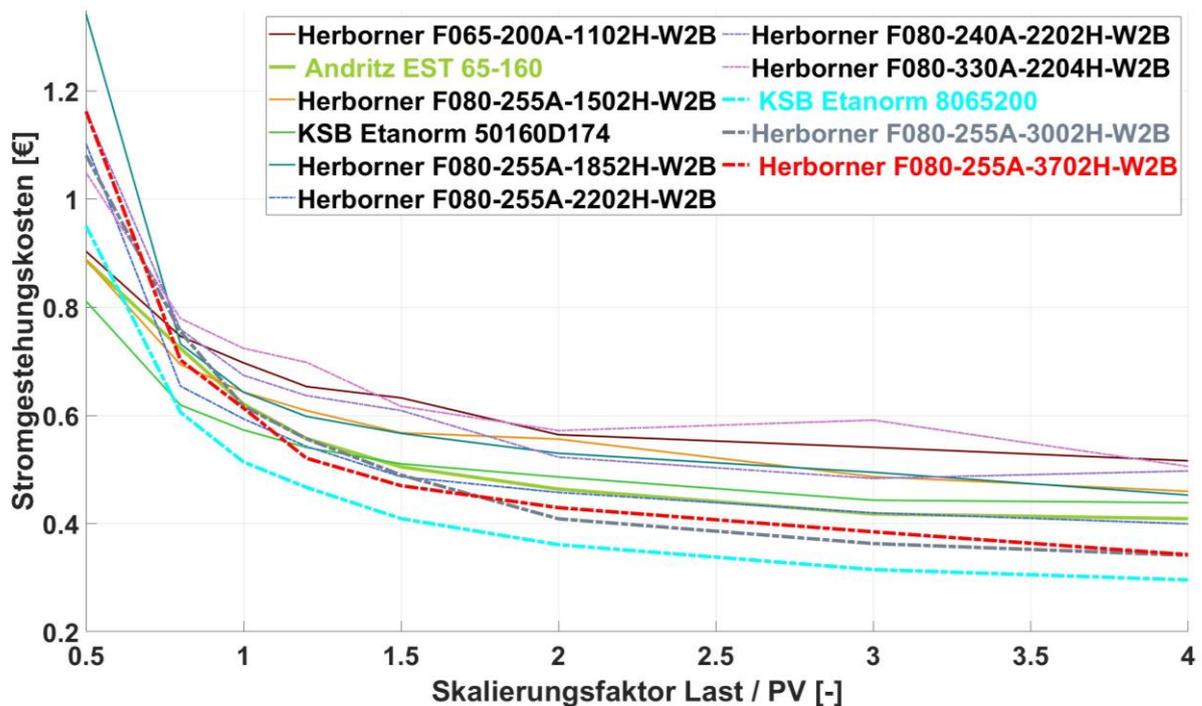


Abbildung 41: Stromgestehungskosten (LCOE) für gleiche Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen

Einen wesentlichen Anteil an den LCOE haben die (spezifischen) Investitionskosten für FUM, Motor und Pumpe. Infolgedessen zeigen die LCOE-Ergebnisse in Abbildung 41 ein ähnliches Verhalten wie die der spez. Kosten in Abbildung 34. Mit der Erhöhung der Skalierungsfaktoren werden die Kosten auf größere Mengen an gespeicherter Energie verteilt, und die spezifischen Kosten sinken. Wie in Abbildung 41 (LCOE) zu erkennen ist, sind die drei Pumpen (KSB 8065200, F080-255A-3002H-W2B und F080-255A-3704H-W2B) mit zunehmendem Skalierungsfaktor die wirtschaftlichsten Pumpen. Ein Blick auf Tabelle 11 zeigt, dass die KSB 8065200 für eine 30-kW-Pumpe relativ preiswert ist. In diesem Fall

wurden Motor und Pumpe getrennt beschafft, was einen Kostenvorteil gegenüber dem Kauf eines kompletten Pumpensystems einschließlich Motor bietet. Zudem ist wahrscheinlich kein Grundgestell im Pumpenpreis enthalten. Dieser würde bei einem Bau des MPS wahrscheinlich noch hinzukommen, womit die LCOE in der Realität leicht höher läge. Abbildung 41 zeigt auch deutlich, dass Pumpen mit einer größeren Nennleistung in den meisten Fällen niedrigere Stromgestehungskosten erzielen. Nur in Bereichen mit einem Skalierungsfaktor von weniger als eins schneiden Pumpen mit einer geringeren Nennleistung besser ab. Allerdings ist dieser Bereich bereits vergleichsweise unwirtschaftlich. Kombiniert man diese Ergebnisse für die LCOE mit den entsprechenden Ergebnissen für die optimalen Förderhöhen, so wird deutlich, dass diese im Bereich von 70-80 m liegen. Verglichen mit der maximalen Förderhöhe der Pilotanlage in Froyennes, die etwa 11 m [11] beträgt, wäre die in dieser Arbeit gefundene optimale Förderhöhe bis zu sieben Mal höher. Dies ist wahrscheinlich einer der Hauptgründe für die hohen Stromgestehungskosten in Froyennes.

Abschließend ist anzumerken, dass bei allen untersuchten Pumpen eine zu der Pumpe passende geodätische Förderhöhe entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Anlage ist. Außerdem ist ab Skalierungsfaktor 2 nur noch eine geringe Verbesserung der LCOE zu sehen, während für Skalierungsfaktoren kleiner als 1 ein sehr starker Anstieg in den LCOE zu erkennen ist.

6.2.5 Simulationsergebnisse für verschiedene Skalierungsfaktoren für Last- und PV-Profil am Beispiel der KSB 8065200

Um eine größere Bandbreite an Last- und PV-Erzeugungsszenarien abzudecken, werden in diesem Abschnitt nun die Auswirkungen verschiedener Skalierungsfaktoren für die Last- und Erzeugungsprofile am Beispiel der KSB 8065200 analysiert. Diese PAT wurde für die erweiterte Analyse ausgewählt, weil sie von allen simulierten Pumpen die niedrigsten LCOE aufweist und einen sehr hohen Gesamtwirkungsgrad bietet. Außerdem wurde ein großer Teil des Turbinenkennfeldes vom Hersteller zur Verfügung gestellt, so dass nur ein kleiner Teil mit Hilfe von Ähnlichkeitsbeziehungen erweitert werden musste. Daher kann mit einer höheren Genauigkeit der Ergebnisse gerechnet werden. Die Diagramme (wie z. B. in Abbildung 42) wurden mit der MATLAB-Fit-Funktion durch kubische Interpolation zwischen den Datenpunkten erstellt. Im letzten Abschnitt wurden die Skalierungsfaktoren für PV (S_{PV}) und Jahresenergiebedarf (S_L) verändert, blieben aber untereinander gleich (d.h. $S_{PV} = S_L$). Um verschiedene Lastszenarien abdecken zu können, werden (S_{PV}) und (S_L) nun unabhängig voneinander variiert.

Stromgestehungskosten (LCOE)

Wie in Abbildung 42 deutlich zu sehen ist, sinken die Stromgestehungskosten der Pumpe, wenn einer der beiden Skalierungsfaktoren steigt. Die niedrigsten Stromgestehungskosten können erreicht werden, wenn beide Skalierungsfaktoren groß sind, wie bereits in Abbildung 41 für den Sonderfall $S_L = S_{PV}$ gezeigt wurde. Selbst bei einer relativ geringen PV-

Leistung und einem hohen Energieverbrauch können annehmbare Stromgestehungskosten von etwa 30 €Cent/kWh erzielt werden. Betrachtet man die Stromgestehungskosten und das Verhältnis von W_{PV}/W_L , so werden die besten Ergebnisse ab einem Verhältnis von etwas über eins erzielt. Dies ist insofern nachvollziehbar, als bei einer zu geringen PV-Leistung der Speicher nicht ausreichend befüllt werden kann. Es gibt dann natürlich häufig nicht genug Speicherfüllung für die nachfolgende Entladephase.

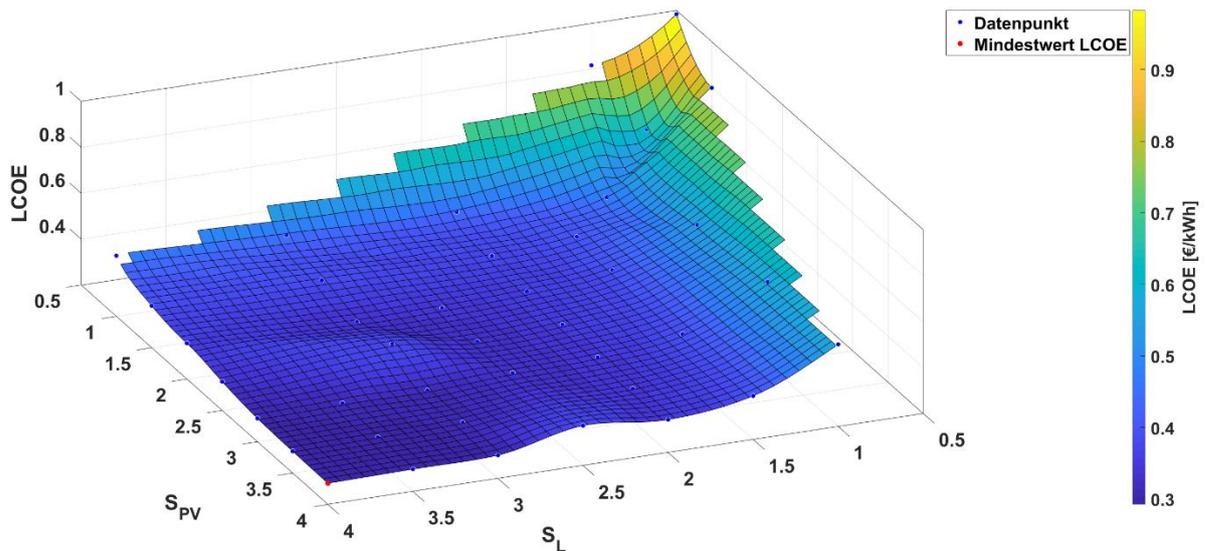


Abbildung 42: Stromgestehungskosten (LCOE) für unterschiedliche Skalierungsfaktoren S_{PV} und S_L am Beispiel der KSB 8065200

Wirkungsgrade

Der maximale Gesamtwirkungsgrad (Abbildung 43) von 42,6 % wurde für $S_{PV} = 4,0$ und $S_L = 4,0$ erreicht. Zusätzlich zu den Stromgestehungskosten zeigen die Abbildung 44 und Abbildung 45 die elektrischen Pumpen- und Turbinenwirkungsgrade. Beide Abbildungen zeigen einen niedrigen Wirkungsgrad für Skalierungsfaktoren kleiner als eins und eine Zunahme mit steigenden Skalierungsfaktoren.

Für $S_{PV} = 2,0$ und $S_L = 3,0$ wird ein lokales Minimum des durchschnittlichen elektrischen Pumpenwirkungsgrades (Abbildung 44) erreicht, während der durchschnittliche elektrische Turbinenwirkungsgrad (Abbildung 45) ein lokales Maximum aufweist. Es ist jedoch anzumerken, dass die Abweichungen bei den jeweiligen Wirkungsgraden insgesamt nur etwa drei Prozentpunkte betragen. Bei den Faktoren $S_{PV} = 2,0$ und $S_L = 1,5$ kehren sich die Bedingungen um und die Turbine erreicht ein Minimum und der durchschnittliche elektrische Pumpenwirkungsgrad ein Maximum.

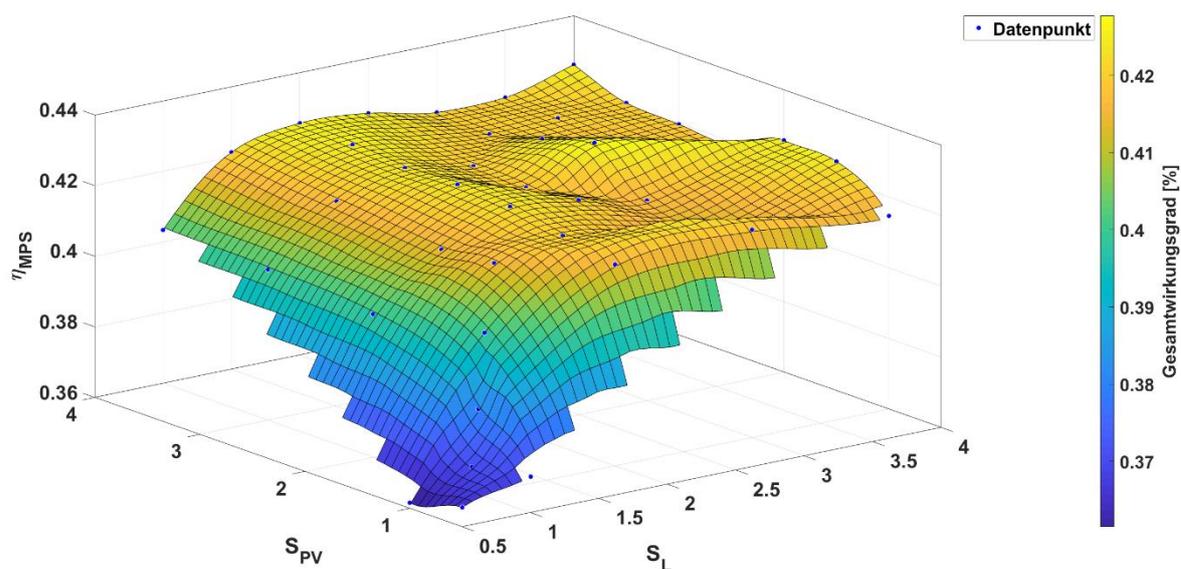


Abbildung 43: Gesamtwirkungsgrad bei unterschiedlichen Skalierungsfaktoren S_{PV} und S_L am Beispiel der KSB8065200

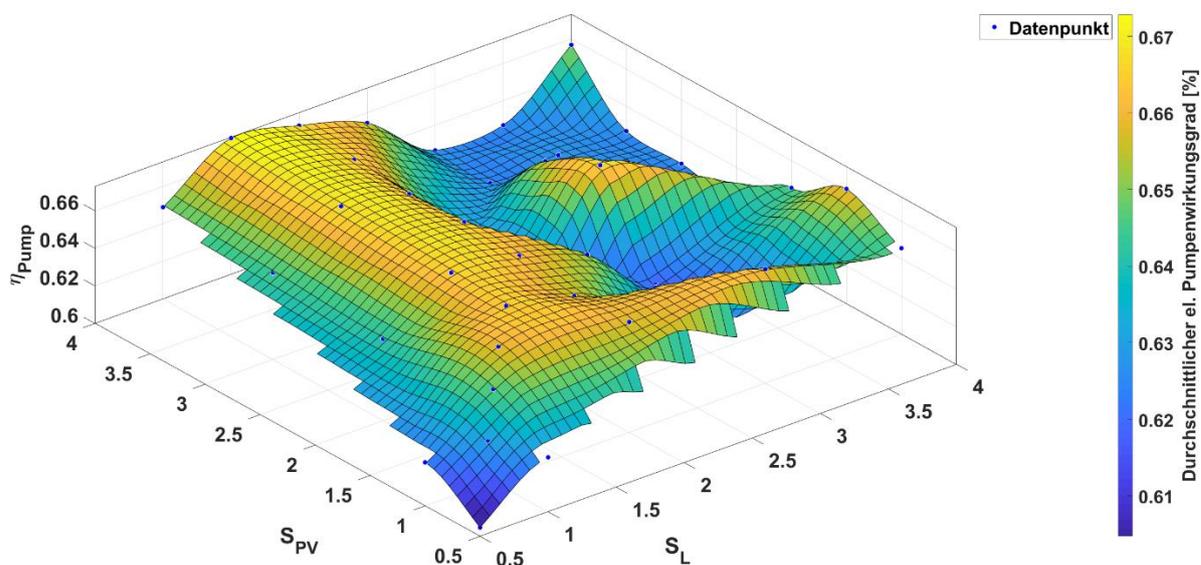


Abbildung 44: Durchschnittlicher elektrischer Pumpenwirkungsgrad für unterschiedliche Skalierungsfaktoren S_{PV} und S_L am Beispiel der KSB8065200

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine geeignete Kombination aus hohen Pumpen- und Turbinenwirkungsgraden für die Erzielung eines hohen Gesamtwirkungsgrades von großer Bedeutung ist. Der Kompromiss besteht jedoch darin, dass eine Verbesserung des Turbinenwirkungsgrads häufig zu einer Verringerung des Pumpenwirkungsgrads führt oder umgekehrt. Aus den kombinierten Einzelwirkungsgraden ergeben sich jedoch für größere Skalierungsfaktoren fast durchweg gute Gesamtwirkungsgrade.

Nur bei sehr kleinen Skalierungsfaktoren, vor allem bei kleinen PV-Skalierungsfaktoren, ist das nicht der Fall.

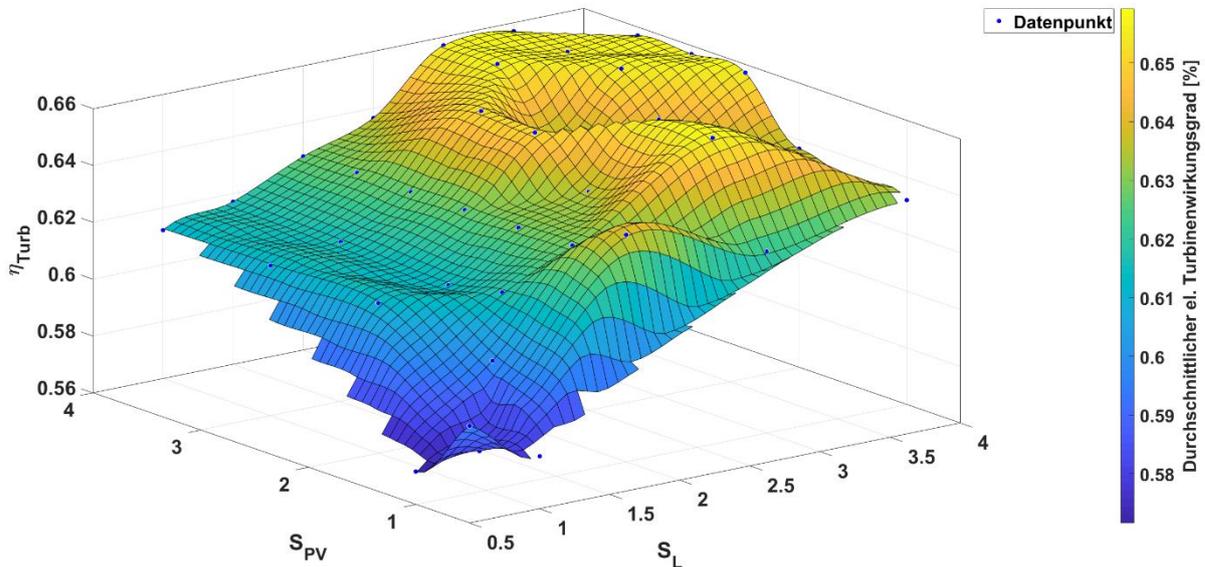


Abbildung 45: Durchschnittlicher elektrischer Turbinenwirkungsgrad für unterschiedliche Skalierungsfaktoren S_{PV} und S_L am Beispiel der KSB8065200

6.2.6 Einsatz von mehrstufigen Kreiselpumpen

Im Rahmen einer Bachelorarbeit [82] wurde die Verwendung eines MPS für einen Milchviehbetrieb in den Bayerischen Alpen in der Nähe von Rosenheim untersucht. Dabei ergab sich das Problem, dass gerade in Gebirgsregionen oft Kleinbauern mit relativ geringen Energieverbräuchen von unter 100.000 kWh/a, geringer Abnahmeleistung, kleinen PV-Anlagen und oft in steilem Gelände mit hohen Fallhöhen ansässig sind. Auch ist es an felsigen Gebirgshängen aufgrund der Steigung und Bodenbeschaffenheit oft nicht möglich, das Speicherbecken in der Höhenlage zu versetzen und es ergeben sich teilweise große Fallhöhen von 70 m oder mehr. Aufgrund dieser ungünstigen Konstellation von hohen Fallhöhen und einer niedrigen Abnahmeleistung und einem daraus resultierenden niedrigen Durchfluss ergeben sich für Kreiselpumpen meist ungünstige Strömungsverhältnisse. Wie im Kapitel der Wirkungsgrade (3.1.2) bereits beschrieben, ist ein geringer Durchfluss zusammen mit einer großen Förderhöhe bei einstufigen Kreiselpumpen meist problematisch, was unter anderem oft zu sehr niedrigen Pumpen- und Turbinenwirkungsgraden führt. Für solche Konstellationen mit hohen Fallhöhen und geringen Durchflüssen bzw. geringen Pumpen- und Turbinenleistungen kommen mehrstufige Kreiselpumpen in Frage. Diese weisen auch bei hohen Fallhöhen und verhältnismäßig geringen Durchflüssen einen hohen Wirkungsgrad auf.

Für den untersuchten Standort in den bayrischen Alpen ergibt sich bei einer Steigung von etwa 38,5 % eine Fallhöhe von ca. 85 m. Am Standort ergibt sich ein Energieverbrauch von ca. 55.000 kWh bei einer installierten PV-Anlage von ca. 30 kWp (EEG-Förderende

2024), welche auf ca. 60 kWp erweitert werden soll. Trotz der geringen Marktverfügbarkeit von mehrstufigen PATs konnten zwei mehrstufige Kreiselpumpen der Firma Andritz, die HPT4910 in 4- und 5-stufiger Ausführung, identifiziert werden. Bei genauerer Betrachtung der beiden PATs ergeben sich neben der geringen Verfügbarkeit an vergleichbaren Modellen noch folgende zwei Probleme. Das erste Problem ist, dass die mehrstufigen Pumpen kostenintensiver sind als eine einstufige Pumpe mit vergleichbarer Leistung. Zudem weisen mehrstufige Kreiselpumpen aufgrund der komplexeren Bauweise meist einen geringfügig niedrigeren Wirkungsgrad auf als eine einstufige Kreiselpumpe der gleichen Leistungsklasse.

Tabelle 12 zeigt die aus den vom Hersteller zur Verfügung gestellten Kennfeldern [80] ausgelesenen Kennwerte des Pump- und Turbinenbetriebs im Bestpunkt der 4- und der 5- stufigen HPT4910 für die Drehzahlen mit einem (3000 1/min & 2900 1/min) sowie zwei Polpaaren (1485 1/min & 1510 1/min). Beide PATs wurden vom Hersteller für den Betrieb mit zwei Polpaaren angeboten. Bei Betrachtung der Werte zeigt sich deutlich, dass der Betrieb bei einer Drehzahl von ca. 1500 1/min eigentlich nur ein Teillastbetrieb ist. Bei einer Drehzahl von 3000 1/min wird in etwa das 7-fache der Leistung bei 1500 1/min erreicht. Auch liegt der Wirkungsgrad im Bestpunkt bei 3000 1/min im Pumpbetrieb etwas höher als bei 1485 1/min. Bei den Anschaffungskosten ergibt sich nun aber das Problem, dass auf 3000/min ausgelegte PAT nur mit 1500/min betrieben werden. Kostengünstiger ist es, eine PAT mit den passenden Kenndaten bei 3000 1/min zu beschaffen, was aufgrund der geringen Auswahl an für den Turbinenbetrieb ausgelegten PATs nur schwer möglich ist.

Tabelle 12: Kenndaten der untersuchten mehrstufige Kreiselpumpen inklusive Leistung (P), Nenndrehzahl der Pumpe (n_P) und Turbine (n_T), Pumpen ($\eta_{P,opt}$) und Turbinenwirkungsgrad ($\eta_{T,opt}$) im Bestpunkt, Nenndurchfluss im Pump- ($Q_{P,opt}$) und Turbinenbetrieb ($Q_{T,opt}$) und Nennfallhöhe im Pump- ($H_{P,opt}$) und Turbinenbetrieb ($H_{T,opt}$)

PAT	P	n_P	n_T	$\eta_{P,opt}$	$Q_{P,opt}$	$H_{P,opt}$	$\eta_{T,opt}$	$Q_{T,opt}$	$H_{T,opt}$
HPT4910-4stufig	15 kW	1485 1/min	1510 1/min	73,1 %	59	69	73,1%	90	90
HPT4910-5stufig	18,5 kW	1485 1/min	1510 1/min	73,1 %	59	86	73,1%	90	115
HPT4910-4stufig	120 kW	3000 1/min	2900 1/min	74,6 %	115	285	73,1%	175	290
HPT4910-5stufig	145 kW	3000 1/min	2900 1/min	74,6 %	115	355	73,1%	175	440

Aufgrund der Bereiche der vom Hersteller zur Verfügung gestellten Kennfelder konnte nur für die 5-stufige HPT4910 ein Betriebspunkt am untersuchten Standort gefunden werden.

Da die Turbinen aber in einem ähnlichen Bereich fungieren und die 5-stufige HPT4910 nur etwa 8,2 % teurer ist als die 4-stufige Variante und auch der Wirkungsgrad im Bestpunkt gleich hoch ist, ist für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die Bewertung der 5-stufigen PAT ausreichend.

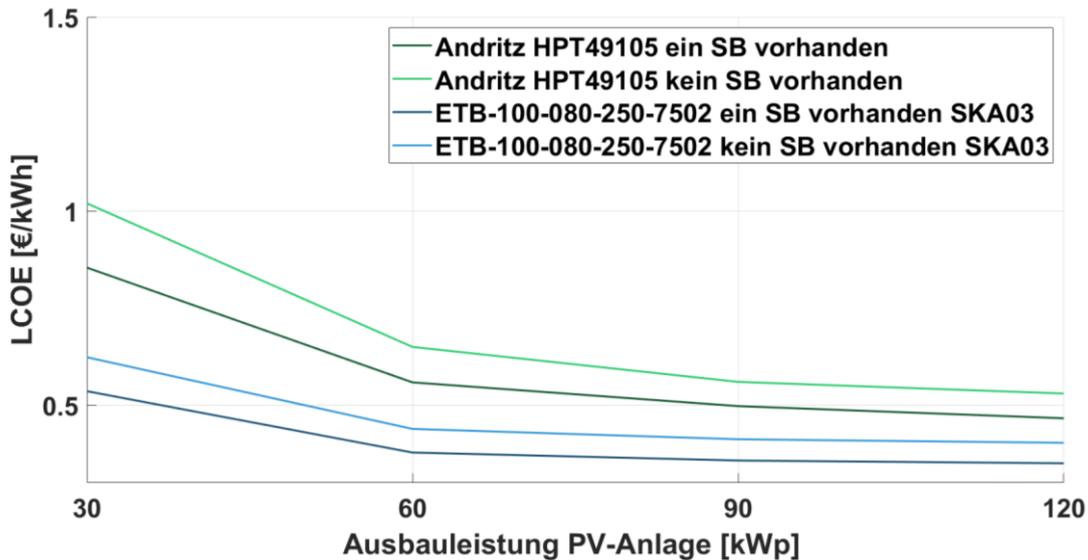


Abbildung 46: Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit der Ausbauleistung der PV-Anlage für die untersuchten Kreiselpumpen

Abbildung 46 zeigt die Ergebnisse des Simulationsmodells für den LCOE der 5-stufigen Andritz HPT4910 sowie einer fiktiven einstufigen PAT (ETB-100-250-7502) für den in diesem Abschnitt untersuchten Standort in den bayrischen Alpen. Da am Standort eine PV-Anlage mit 30 kWp existiert und für diese demnächst eine Vergrößerung geplant ist, wurde die Anlagenleistung zwischen 30 und 120 kWp skaliert. Da in der Zukunft kein signifikant höherer Energieverbrauch zu erwarten ist, wurde das Lastprofil konstant gehalten. Am Standort selbst existiert zwar kein Speicherbecken, zum Vergleich mit den vorherigen Analysen wurden die Ergebnisse aber auch für den Fall berechnet, dass bereits ein Speicherbecken vorhanden wäre. Zur Optimierung wurde aufgrund der fixen Fall- bzw. Förderhöhe nur das Speicherbeckenvolumen freigegeben. Verglichen mit den LCOE der einstufigen PATs (vgl. Kapitel 6.2.8) fallen die Ergebnisse nun deutlich schlechter aus. Das beste Ergebnis wird bei einer PV-Anlagenleistung von 120 kWp erreicht und liegt bei ca. 46 €Cent/kWh bei einem bereits vorhandenem Speicherbecken und bei ca. 53 €Cent/kWh bei keinem vorhandenem Speicherbecken. Das sind im günstigsten Fall fast 17 €Cent/kWh mehr als das beste Ergebnis der einstufigen PATs bei der KSB8065200 von ca. 29,2 €Cent/kWh. Auch die LCOE der untersuchten einstufigen Herbroner F080-255A-3002H und F080-255A3702H fallen deutlich geringer aus als die in erreichten 46 €Cent/kWh (vgl. Abbildung 41). Das schlechte Abschneiden der HTP4910 hat mehrere Gründe: Aufgrund der festen Fallhöhe von 85 m konnte nur das Speicherbeckenvolumen zur Optimierung freigegeben werden. Die optimale Fallhöhe wird somit nicht erreicht. Hinzu kommen die hohen Preise der PATs, zum Teil bedingt durch die niedrige Drehzahl von 1500 1/min (Betreibt man dieselbe Pumpe mit 3000 1/min, werden erheblich höhere Leistungen und

Fallhöhen erreicht, der Preis bleibt jedoch der Gleiche). Ausschlaggebend ist zudem der vergleichsweise deutlich schlechtere Wirkungsgrad im Pump- (74,6 %) und Turbinenbetrieb (73,1 %).

Da für den Standort aufgrund der hohen Fallhöhe und des niedrigen Energieverbrauches bzw. der damit einhergehenden geringen Leistungsanforderung keine passende einstufige Pumpe mit gutem Wirkungsgrad gefunden werden konnte, wurde zusätzlich eine fiktive einstufige PAT mit den passenden Kennwerten berechnet. Diese soll aufzeigen, wie die Wirtschaftlichkeit bei Einsatz einer einstufigen PAT an diesem Standort unter optimalen Bedingungen ausfallen würde. Dafür wurde die real existierende ETB-100-080-250 des Herstellers KSB mit einer Nennleistung von 75 kW und einem Wirkungsgrad von 81,2 % bei einer Förderhöhe von 85 m aufgrund des hohen Wirkungsgrades ausgewählt. Da für diese Kreiselpumpe vom Hersteller nur das Pumpenkennfeld verfügbar ist, wurde das Turbinenkennfeld wie in Kapitel 0 beschrieben berechnet. Anschließend wurden der Durchfluss und daraus resultierend auch die Leistung der PAT im Pump- und Turbinenbetrieb mit dem Faktor 0,3 skaliert. Somit konnte die Leistung der PAT an den Standort angepasst werden. Ebenso wurde der Listenpreis der Kreiselpumpe so angepasst, dass er zu einer PAT in der gleichen Leistungsklasse (22 kW) passt. Die daraus resultierende fiktiv erstellte PAT kann nun herangezogen werden, um darzustellen, welcher LCOE mit einer passenden einstufigen PAT an diesem Standort erzielt werden könnte. Vergleicht man die LCOE der skalierten ETB-100-080-250 mit denen der mehrstufigen Andritz HPT4910, werden deutlich niedrigere LCOE von bestmöglich ca. 35 €/Cent/kWh bei einem vorhandenen Speicherbecken und ca. 40 €/Cent/kWh bei keinem vorhandenem Speicherbecken erzielt.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu bedenken, dass diese wie in Kapitel 0 und 6.2 auf einem möglichen Verkaufspreis der PV-Energie von 3,66 €/Cent/kWh beruhen. Fallen die Preise für den möglichen direkten Energieverkauf höher aus, wirkt sich das stark negativ auf den LCOE aus (vgl. Kapitel 6.4.3). Für hohe Fallhöhen und kleine Durchflüsse kommen also mehrstufige Kreiselpumpen in Frage, doch bringen diese auch einige Nachteile mit sich. Während die Auswahl bei einstufigen PATs sich schon als schwierig gestaltet, wird es bei mehrstufigen PATs nochmals schwieriger. Die Auswahl an für den Turbinenbetrieb geeigneten PATs ist nochmals geringer und die Suche gestaltet sich als äußerst schwierig. Außerdem weisen mehrstufige PATs meist einen schlechteren Wirkungsgrad auf und liegen preislich aufgrund des komplexeren Aufbaus mit mehreren Laufrädern meist über den einstufigen PATs, deren Einsatz dann den mehrstufigen vorzuziehen wäre.

6.2.7 Möglicher Einsatz einer Pelton-Turbine anstelle einer Pumpe-als-Turbine

Ein hoher Wirkungsgrad des Pumpspeichers ist für einen wirtschaftlichen Betrieb unter anderem eine wichtige Voraussetzung. Da die PAT-Technologie im Wirkungsgrad limitiert, (vor allem bei geringen Durchflüssen und hohen Fallhöhen) und die Kombination des Pump- und Turbinenbetriebs aufgrund der sich stark unterscheidenden Kennfelder problematisch ist, liegt der Gedanke nahe, einen extra Pumpen- und Turbinensatz mit einer in der Wasserkraft üblichen Turbine wie z.B. einer Pelton-Turbine zu verwenden. Bei der Recherche nach passenden Turbinen konnten z.B. für den in Kapitel 6.2.6 beschriebenen

Standort für eine Fallhöhe von 85 m und Leistung von 22 kW passende Pelton-Turbinen gefunden werden. Diese erreichen einen Wirkungsgrad im Bestpunkt von fast 90 % und können auch einen guten Wirkungsgrad in Teillast aufweisen (bei 25 % des Nenndurchflusses liegt der Wirkungsgrad immer noch bei ca. 72 %). Da der Markt für solche Kleinstturbinen allerdings überschaubar ist, gestaltet sich auch hier die Suche als schwierig und die Preise solcher Turbinen liegen im Bereich von 50.000 – 100.000 € [84]. Sie sind somit erheblich kostenintensiver als eine vergleichbare einstufige PAT. Zudem müsste selbst bei Verwendung eines Dreimaschinensatzes (gleicher Motor/Generator für Pumpe und Turbine) zumindest zusätzlich noch eine Pumpe angeschafft werden, welche wahrscheinlich auch im Kostenbereich der PAT liegen würde. Beschafft man einen Motor für den Pumpbetrieb und einen Generator für den Turbinenbetrieb, liegen die Kosten nochmals erheblich höher. Bei diesen hohen Investitionskosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb kaum denkbar. Möglich wäre es hier noch, auf kostengünstige, im Eigenbau gefertigte Pelton-Turbinen zurückzugreifen. Die Idee wäre, die Schaufeln selbst auf einer Fräsmaschine herzustellen und die Turbine eigens zu montieren. Da für die optimale Strömungsführung aber aufwendige Optimierungen nötig sind, würde die Eigenfertigung mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem erheblich schlechteren Wirkungsgrad als den vorher genannten 90 % führen. Dies hätte wiederum zur Folge, dass ein niedrigerer Wirkungsgrad als bei Verwendung einer professionell gefertigten Pelton-Turbine erreicht wird. Pelton-Turbinen für die Kleinstwasserkraft sind insgesamt nur bei wenigen Firmen zu finden und werden oft in kostenintensiver Kleinserie hergestellt. Würde sich für diese ein Markt ähnlich wie bei Kreiselpumpen entwickeln und daraus ein Massenprodukt entstehen, würde sich das sicherlich positiv auf die Preisentwicklung auswirken. In einem solchen Fall wäre es möglich, dass sich bei Einsatz einer Pelton-Turbine in einem Mikropumpspeicher eine Wirtschaftlichkeit ergibt, unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist dies aber nicht der Fall.

6.2.8 Zwischenfazit des Leitfadens

Zusammenfassend lässt sich auf Basis der bisherigen grafischen Darstellungen der Wirkungsgrade sagen, dass die Korrelation zwischen Pumpen- und Turbinenwirkungsgrad eine große Rolle für den Einsatz der Pumpen im PAT-Betrieb spielt. Generell lässt sich feststellen, dass die Wirkungsgrade für kleine MPS (d.h. Skalierungsfaktoren < 1) für einen wirtschaftlichen Betrieb zu gering sind. Darüber hinaus ist auch ein Anstieg des Wirkungsgrades bei den Skalierungsfaktoren von 0,5 bis 1 zu erkennen. Eine anschließende Abflachung erfolgt dagegen nicht bei jeder Pumpe, was mit steigenden oder stagnierenden Förderhöhen zusammenhängen kann. Anhand der Gesamtwirkungsgrade (Abbildung 3) ist zu erkennen, dass mit zunehmenden Faktoren die Wirkungsgrade der Pumpen unter 22 kW stärker streuen und schlechtere Gesamtwirkungsgrade aufweisen. Im Gegensatz dazu wiesen vier der Pumpen mit einer Leistung von 22 kW oder mehr eine ähnliche Kurve und einen Gesamtwirkungsgrad von etwa 40 % für Szenarien mit hoher Erzeugung und Verbrauch auf. Es ist auch zu beachten, dass die PAT mit dem besten Gesamtwirkungsgrad nicht immer die wirtschaftlichste Pumpe ist. Ein hoher Wirkungsgrad ist eine Grundvoraussetzung für die Rentabilität, aber viele andere Faktoren wie Förderhöhe, spezifische

Kosten, Erzeugungs- und Lastszenarien, die Steigung sowie der Wirkungsgrad im Teillastbereich spielen ebenfalls eine große Rolle. Grundsätzlich sollte aufgrund der hohen spezifischen Kosten keine PAT mit einer Leistung von weniger als 22 kW gewählt werden. Es zeigte sich, dass größere Pumpen erwartungsgemäß zu geringeren spezifischen Kosten führen. Bei Pumpen mit einer Nennleistung von mehr als 40 kW werden die spezifischen Kosten jedoch kaum mehr reduziert. Daher sind durch eine Erhöhung der Nennleistung über diesen Wert hinaus nur geringe Einsparungen zu erwarten. Ähnlich verhält es sich mit den Skalierungsfaktoren oder auch der Steigung, der Fallhöhe sowie dem Speicherbeckenvolumen. Ab einem gewissen Punkt hat eine weitere Vergrößerung bzw. Erhöhung nur noch geringe Auswirkungen auf den LCOE. Das in Tabelle 10 angegebene Verhältnis von W_{PV}/W_L hat sich mit etwa 1,6 je nach Skalierungsfaktor als ein recht optimales Verhältnis erwiesen. Dieses Verhältnis sollte mit dem Verhältnis der Pumpen zur Turbinenleistung korrelieren. Qualitativ lässt sich zudem leicht nachvollziehen, dass das optimale Verhältnis von W_{PV}/W_L größer als 1 sein muss, da kleinere Werte darauf hindeuten, dass die erzeugte Energie W_{PV} nicht ausreichend größer ist als der Energiebedarf W_L , was wiederum dazu führt, dass der Speicher oft nicht ausreichend gefüllt werden kann.

Auch wenn zu beachten ist, dass die Ergebnisse Berechnungsungenauigkeiten der Turbinenkennfelder unterliegen (siehe Abschnitt 2.3.1), zeigt diese quantitative Betrachtung dennoch, dass ein Pumpspeicher mit einer Pumpe als Turbine bei ausreichend hoher Nennleistung und Fallhöhe passable Stromgestehungskosten von etwa 29,2 €Cent/kWh erreichen kann. Während der Einsatz von PATs in Wassernetzen zu kurzen Amortisationszeiten von z.B. 6 Jahren führen kann, steht der Einsatz einer PAT in einem MPS vor der Herausforderung, überhaupt einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen.

Im Rahmen der untersuchten Pumpen und Randbedingungen lassen sich bei steigenden Skalierungsfaktoren mit der KSB 8065200 die niedrigsten möglichen Stromgestehungskosten von knapp unter 29,2 €Cent/kWh erreichen. Dieser auf den ersten Blick hoch erscheinende Wert ist im Vergleich zu den Stromgestehungskosten von rund 1,06 €/kWh [11] für den vor kurzer Zeit errichteten PAT-Speicher in Froyennes, bei dem die hohen Werte aus einer geringen Fallhöhe und einer langen Rohrleitung resultieren, sehr vielversprechend. Verglichen mit dem Wert von 1,66 €/kWh [78] für ein System mit einem Wasserspeicher in Gebäuden mit einem offenen Wassertank auf dem Dach ist dies sogar noch erfolversprechender. Vergleicht man die Werte jedoch mit einer Studie über die Kosten eines kleinen PV-Systems (>30 kWp) mit einer Lithium-Ionen-Batterie [85], liegen die Stromgestehungskosten dort dagegen zwischen etwa 5,4 und 17,2 €Cent/kWh. Der genaue Wert in diesem recht breiten Bereich hängt von der Einstrahlung und dem angenommenen PV-Batterie-Verhältnis ab. Beim Vergleich der Werte mit den in dieser Arbeit erzielten Ergebnisse ist zu beachten, dass der Zinssatz leicht von dem in dieser Arbeit verwendeten Zinssatz von 2 % abweicht und dort 3 % angenommen wurden. Der obere Wert von 17,2 €Cent/kWh wurde beispielsweise für einen in Relation zum PV-System großen Batteriespeicher (Kapazität in kWh = 80 % der PV-Systemleistung in kW) erreicht, während die 5,4 €Cent/kWh für einen kleinen Batteriespeicher (Kapazität von 20 % der PV-Systemleistung) galten. Am 1. April 2020 zahlten gewerbliche Kunden in Deutschland

23,03 €Cent/kWh Strom, basierend auf einem mengengewichteten durchschnittlichen Jahresverbrauch von 50 Megawattstunden [86]. Haushaltskunden in Deutschland zahlten zum gleichen Zeitpunkt durchschnittlich 33,8 €Cent/kWh im Grundversorgungstarif bei einem jährlichen Strombezug zwischen 2500 und 5000 kWh [86]. Angesichts des Strompreises für Haushaltskunden könnte der MPS also rentabel betrieben werden. Um die Strompreise für Gewerbekunden zu erreichen, verbleibt noch eine Lücke von etwa 6,5 Cent/kWh, die in Zukunft durch weiter steigende Strompreise geschlossen werden kann. Bislang und insbesondere in den Monaten September und Oktober zeigt das Jahr 2021 einen starken Anstieg des Strompreises an der Börse [87]. Da die Rentabilität des Pumpspeichers immer von der Differenz zwischen den Kosten der aus dem Netz bezogenen Energie und den möglichen Verkaufserlösen an der Strombörse abhängt, können starke Schwankungen der Börsen- und Endpreise die Rentabilität des Pumpspeichers erheblich beeinflussen - sowohl positiv als auch negativ. Diese Auswirkungen werden in 6.4.3 genauer betrachtet.

Eine weitere Vergrößerung der Fallhöhe über 70-80 m und der Einsatz einer mehrstufigen PAT konnten ebenfalls keine, oder nur sehr geringfügige Verbesserungen, für die Wirtschaftlichkeit des Systems bewirken. Wie Abbildung 35 zeigt, verringern sich die Investitionskosten pro kWh Speicherinhalt ab einer Fallhöhe von ca. 80 m nur noch geringfügig. Um bei größeren Fallhöhen weiterhin mit einstufigen PATs mit guten Wirkungsgraden arbeiten zu können, muss zwangsweise der Durchfluss mitskalieren, was dazu führt, dass PATs mit (zu) großen Leistungen eingesetzt werden müssten. Deswegen bieten sich für größere Fallhöhen mehrstufige PATs an. Diese haben im Vergleich zu einstufigen PATs meist einen etwas geringeren Wirkungsgrad und sind aufgrund der höheren Anzahl an Laufrädern etwas kostenintensiver. Dadurch, dass die spez. Investitionskosten für den Speicherinhalt aber bei größeren Fallhöhen kaum noch sinken, lässt sich die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems dadurch kaum verbessern.

Zusammenfassend lässt sich für dieses Kapitel sagen, dass ein MPS-System mit einer Pumpe als Turbine in Zukunft rentabel sein kann. Doch sind nur wenige Standorte für den rentablen Einsatz eines Mikropumpspeichers geeignet, da sehr viele Anforderungen an den Standort erfüllt sein müssen. Eine ausreichend dimensionierte PV-Anlage, ein bereits vorhandenes Speicherbecken, eine ausreichende Förderhöhe (ca. 70 m oder mehr) und ein entsprechender Energieverbrauch sind erforderlich. Zusammengenommen schränkt dies die Verfügbarkeit möglicher Standorte erheblich ein. Die PAT selbst sollte vorzugsweise einstufig sein und eine Nennleistung von 22 kW oder mehr vorzuweisen haben. Zudem sollte sie einen hohen Wirkungsgrad im Turbinen- und Pumpenbetrieb aufweisen, der vorzugsweise bis weit in den Teillastbereich reicht. Natürlich muss die PAT auch auf die Förderhöhe, die Durchflussmengen sowie die Leistung der Last und der PV-Anlage abgestimmt sein. Sind all diese Bedingungen erfüllt, kann eine Wirtschaftlichkeit durchaus möglich sein, muss aber in jedem Fall individuell geprüft werden. Auf der Grundlage der in diesem Abschnitt vorstellten Leitfadens kann eine Vorauswahl geeigneter PATs für einen bestimmten potenziellen MPS-Standort getroffen werden. In einem zweiten Schritt

kann mit Hilfe des in Kapitel 5 vorgestellten Simulationsmodells die wirtschaftliche Machbarkeit dieser in Betracht gezogenen Pumpen für den jeweiligen Standort detaillierter bewertet werden.

6.3 Direkter Vergleich des Mikro-Pumpspeicher-Kraftwerks mit einem Batteriespeicher

Der Batteriespeicher stellt momentan die wohl am weitesten verbreitete und bekannte Speichertechnologie zur Speicherung von elektrischer Energie dar. Neben dem Markt für Elektrofahrzeuge entwickelt sich auch der Markt für Batteriespeicher immer rasanter. Vor allem für das Geschäftsmodell der Eigenstromoptimierung stellt der Batteriespeicher ein Alternativprodukt zum MPS dar. Die wirtschaftliche Auslegung eines solchen Systems gestaltet sich aufgrund von schwer einschätzbaren Lebensdauern der Batteriespeicher als schwierig. In diesem Unterkapitel soll deswegen ein Vergleich der Wirtschaftlichkeit der beiden Speichersysteme (MPS & Batterie) unter Einbeziehung der dafür wichtigen technischen Aspekte bei verschiedenen angenommenen Lebensdauern des Batteriespeichers durchgeführt werden. Ein Teil der in diesem Abschnitt gezeigten Ergebnisse bezieht sich auf die Ergebnisse einer von S. Reisinger durchgeführten Masterarbeit [88].

6.3.1 Ausgangsdaten

Um Simulationen und einen Vergleich eines Batteriespeichers mit einem Pumpspeicher durchzuführen, wurde das Simulationsmodell des MPS wie in Kapitel 5.5 erweitert.

Tabelle 13: Wichtige Daten des Batteriespeichers für die Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI2067

Faktor	Größenordnung
Spezifische Investitionskosten Batterie (inkl. Wechselrichter & MwSt.)	956 [€/kWh]
Sonstige Kosten	5000 [€]
Gesamtwirkungsgrad Batteriespeicher	0,92 [-]
Einspeicherwirkungsgrad	0,96 [-]
Ausspeicherwirkungsgrad	0,96 [-]
Lebensdauer Batteriespeicher	5,10,15,20 [a]
Betrachtungszeitraum	30 [a]
Zinssatz	2,0 [%]
Instandhaltungsfaktor Batteriespeicher	0,02 [-]

Es wird, basierend auf den Ergebnissen des MPS, ein gleichwertiger Batteriespeicher auf Basis der gleichen Datengrundlage berechnet. Da der hohe Unterschied der Gesamtwir-

kungsgrade einer der Hauptunterschiede der beiden Technologien ist und dieser maßgeblich die Wirtschaftlichkeit beeinflusst, wurde zusätzlich für den Vergleich der Systeme die Speichergröße so gewählt, dass sich die gleiche ausspeicherbare elektrische Energiemenge ergibt (vgl. Kapitel 5.5). Die Speicherkapazität des Batteriespeichers C_B errechnet sich durch das Produkt des Nutzspeicherinhalts des MPS C_{MPS} und dem Ausspeicherwirkungsgrad des MPS (dem durchschnittlichen elektrischen Turbinenwirkungsgrad) $\bar{\eta}_{T,el}$ dividiert durch den Ausspeicherwirkungsgrad des Batteriespeichers $\eta_{B,E}$.

$$C_B = \frac{C_{MPS} \cdot \bar{\eta}_{T,el}}{\eta_{B,E}} \quad (6.3)$$

Ein Großteil der für die Berechnungen zu Grunde gelegten Daten, wie Wirkungsgrade und Investitionskosten, resultieren aus einer Analyse der Marktübersicht Batteriespeicher aus dem Jahre 2022 [22]. In Tabelle 13 sind die wichtigen Faktoren aus der Analyse sowie die wichtigen Kenndaten für die Simulation zusammengefasst.

Verschiedene Lebensdauern

Die Alterung des Batteriespeichers und somit die Lebensdauer des Batteriespeichers ist für den Vergleich mit dem MPS einer der wichtigsten Einflussfaktoren für die Wirtschaftlichkeit. Da die Lebensdauer nicht nur abhängig vom Alter der Batterie, sondern auch von der Anzahl der Zyklen, den Ladeströmen und somit der Ladegeschwindigkeit und weiteren Faktoren ist, lässt sich diese nur schwer zu beziffern. Um trotzdem diesen Einfluss der Lebensdauer aufzuzeigen und genauer analysieren zu können, wurden für die folgenden Untersuchungen jeweils Simulationen für eine Lebensdauer des Batteriespeichers von 5, 10, 15 und 20 Jahren durchgeführt. Auch wurde eine Degradation der Speicherkapazität mit zunehmendem Alter berücksichtigt. Es wurde angenommen, dass die Restnutzspeicherkapazität zum Ende der Lebensdauer noch 80 % der anfänglichen Nutzspeicherkapazität beträgt. Im ersten Jahr der Benutzung liegt die Nutzspeicherkapazität bei 100 %. Die Ladeleistung wird zunächst als unbeschränkt angenommen, wobei später in Kapitel 6.3.6 die Auswirkungen einer Beschränkung untersucht werden.

6.3.2 Vergleich der Levelized Cost of Electricity des Batteriespeichers mit den Levelized Cost of Electricity des MPS

Wie in Abbildung 47 erkennbar, wirkt sich die Lebensdauer des Batteriespeichers sehr stark auf die Wirtschaftlichkeit des Systems aus. Beträgt die Lebensdauer des Batteriespeichers nur 5 Jahre, kann der Batteriespeicher den Pumpspeicher nur bei einem sehr kleinen Skalierungsfaktor und damit in einem ohnehin sehr unwirtschaftlichen Szenario übertreffen. Entgegengesetzt sieht es bei einer Lebensdauer von 20 Jahren des Batteriespeichers aus. Hier kann der MPS nur noch bei sehr hohen Skalierungsstufen ein besseres Ergebnis erzielen. Bei Lebensdauern zwischen 10 und 15 Jahren lassen sich bei Skalierungsstufen bis knapp unter 1,5 bessere Ergebnisse mit dem Batteriespeicher erzielen. Insgesamt zeigt sich beim Batteriespeicher eine viel geringere Auswirkung des Skalierungsfaktors auf LCOE als beim Pumpspeicher. Das liegt vor allem daran, dass es beim

Pumpspeicher meist eine verhältnismäßig hohe Mindestleistung für den Pump- und Turbinenbetrieb gibt.

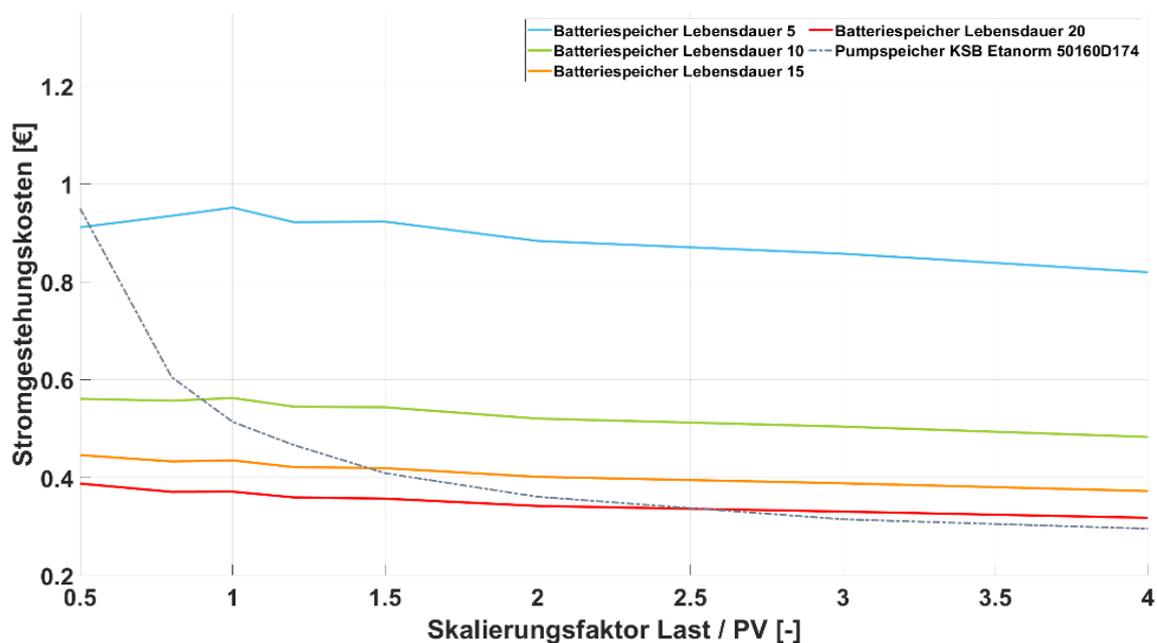


Abbildung 47: Stromgestehungskosten (LCOE) des Batteriespeichers für verschiedene Lebensdauern im Vergleich zum Kleinstpumpspeicher mit Pumpe-als-Turbine

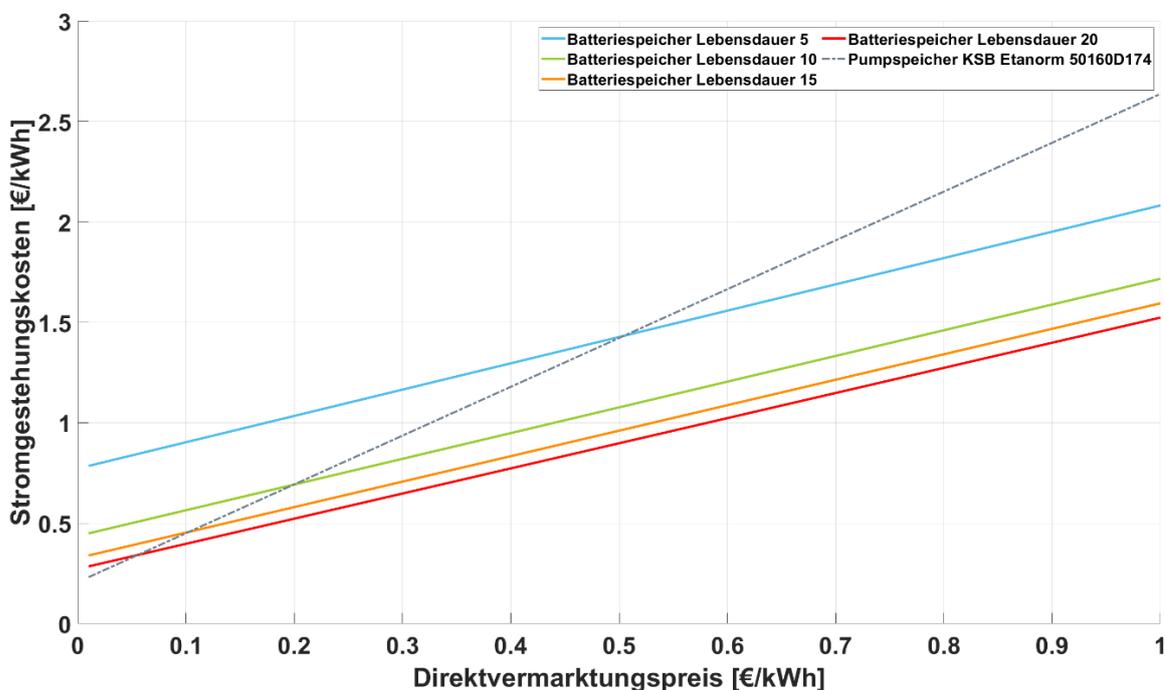


Abbildung 48: Stromgestehungskosten des Pumpspeichers und des Batteriespeichers für verschiedene Lebensdauern in Abhängigkeit vom Direktvermarktpreis

Bei Batteriespeichern hingegen gibt es keine minimale Ladeleistung. Somit wird vor allem bei kleinen Skalierungsfaktoren beim MPS viel Energie in das Netz eingespeist, die ohne

die minimale Pumpenleistung eingespeichert werden könnte. Ebenso wird aufgrund der minimalen Turbinenleistung Energie aus dem Netz bezogen, die ohne diese Begrenzung auch aus dem Speicher bezogen werden könnte. Das fehlende Befüllen des Speichers hat in diesem Fall natürlich die größere Auswirkung, da der Speicher für das Entladen erst einmal befüllt werden muss. Auch besitzt der Batteriespeicher einen viel höheren Wirkungsgrad (ca. 92 % gegenüber 42 % beim MPS), was sich vor allem durch hohen entgangenen Gewinn bei hohen Direktvermarktungspreisen stark auf den LCOE auswirkt (vgl. Abschnitt 6.4.3).

6.3.3 Auswirkungen des entgangenen Gewinns auf den Batteriespeicher im Vergleich mit dem Mikro-Pumpspeicher-Kraftwerks

Auch beim Batteriespeicher hat der entgangene Gewinn Auswirkungen auf den LCOE, denn wie beim Pumpspeicher könnte die von der PV-Anlage erzeugte Energie direkt verkauft werden, anstatt diese zu speichern. Aufgrund des hohen Wirkungsgrades des Batteriespeichers sind die Auswirkungen auf den LCOE aber wesentlich geringer als beim Kleinstpumpspeicher. Wie in Abbildung 48 zu erkennen ist, zeigen die Geraden der LCOE des Batteriespeichers eine geringere Steigung als die des MPS. Es zeigt sich auch hier, dass der MPS nur bei sehr geringen Direktvermarktungspreisen und einem entsprechend geringen entgangenen Gewinn konkurrenzfähig ist. Der Batteriespeicher ist beispielsweise bei einer Lebensdauer von 10 Jahren bei oberhalb ca. 20 €/Cent/kWh Direktvermarktungspreis dem MPS überlegen. Bei 15 Jahren Lebensdauer liegt diese Schwelle schon bei ca. 10 €/Cent/kWh und bei einer Lebensdauer von 20 Jahren ist der Batteriespeicher dem MPS fast immer vorzuziehen.

6.3.4 Auswirkungen der spez. Investitionskosten des Batteriespeichers auf die Levelized Cost of Electricity

Die spezifischen Investitionskosten sind neben Alterung und Gesamtwirkungsgrad ein weiterer Faktor, der die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers erheblich prägt. Im Moment liegen diese Preise mit etwa 900 €/kWh (inkl. MwSt.) noch sehr hoch. In der Literatur [19] sind hier jedoch (für sehr große Batteriespeicher) schon viel geringere Werte (CAPEX-Kosten 170-600 €/kWh bei Lithium Batterien) zu finden.

Abbildung 49 zeigt die entsprechende Abhängigkeit der LCOE des Batteriespeichers. Hier zeigt sich auch, dass bei hohen spez. Investitionskosten die Lebensdauer des Batteriespeichers eine zusätzliche negative Auswirkung auf die LCOE des Batteriespeichers haben. Sind die Investitionskosten hoch, sind auch die Kosten der Ersatzbeschaffungen hoch, was wiederum die LCOE in die Höhe treibt. So muss z.B. bei 5 Jahren Lebensdauer bei 30 Jahren Betrachtungszeitraum der Batteriespeicher 5 Mal erneuert werden, während bei 20 Jahren Lebensdauer nur eine Ersatzbeschaffung ansteht. Bei niedrigen spez. Investitionskosten und somit auch günstigen Ersatzbeschaffungen beeinflusst die Lebensdauer die LCOE in viel geringerem Maße. So ist z.B. der Unterschied der LCOE bei spez. Speicherkosten von 250 €/kWh Nutzspeichereinheit zwischen 15 und 20 Jahren im Diagramm kaum erkennbar. Bei Lebensdauern des Batteriespeichers von 10-15 Jahren und

spezifischen Investitionskosten von 250 €/a erzielt der Batteriespeicher LCOE zwischen 14-16 €Cent/kWh. Verglichen mit dem besten Ergebnis des MPS von 29,2 €Cent/kWh bei gleichem Skalierungsfaktor ist das ein sehr deutlicher Unterschied.

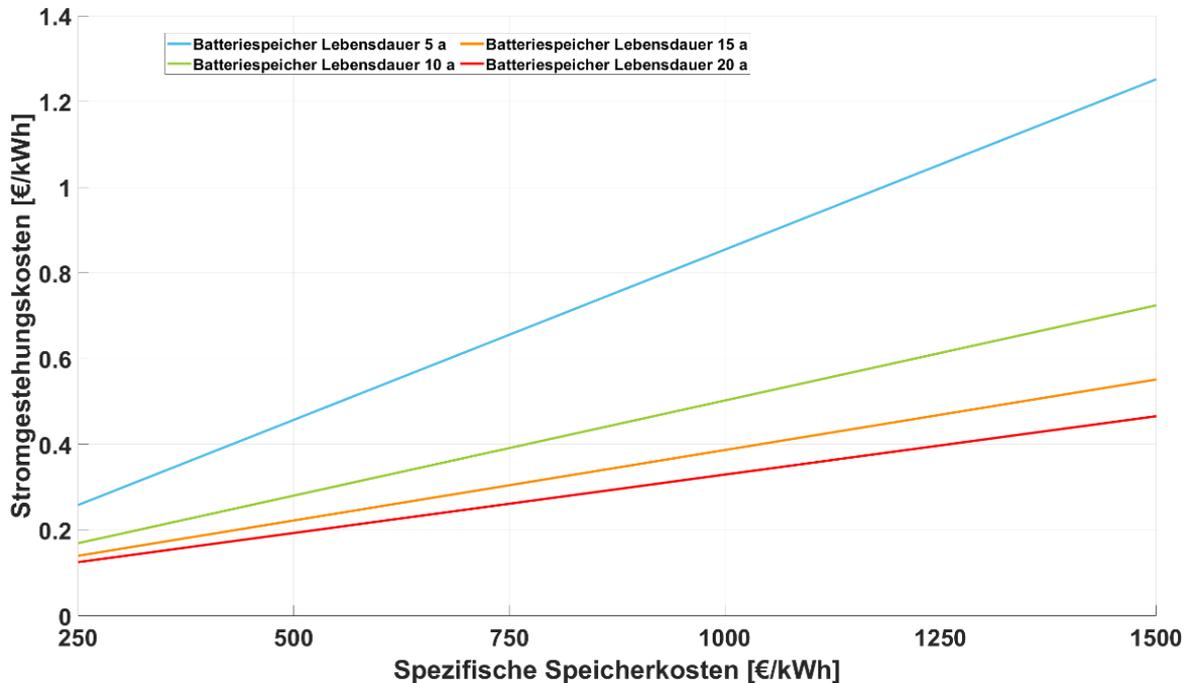


Abbildung 49: Stromgestehungskosten (LCOE) des Batteriespeichers in Abhängigkeit der spezifischen Speicherkosten

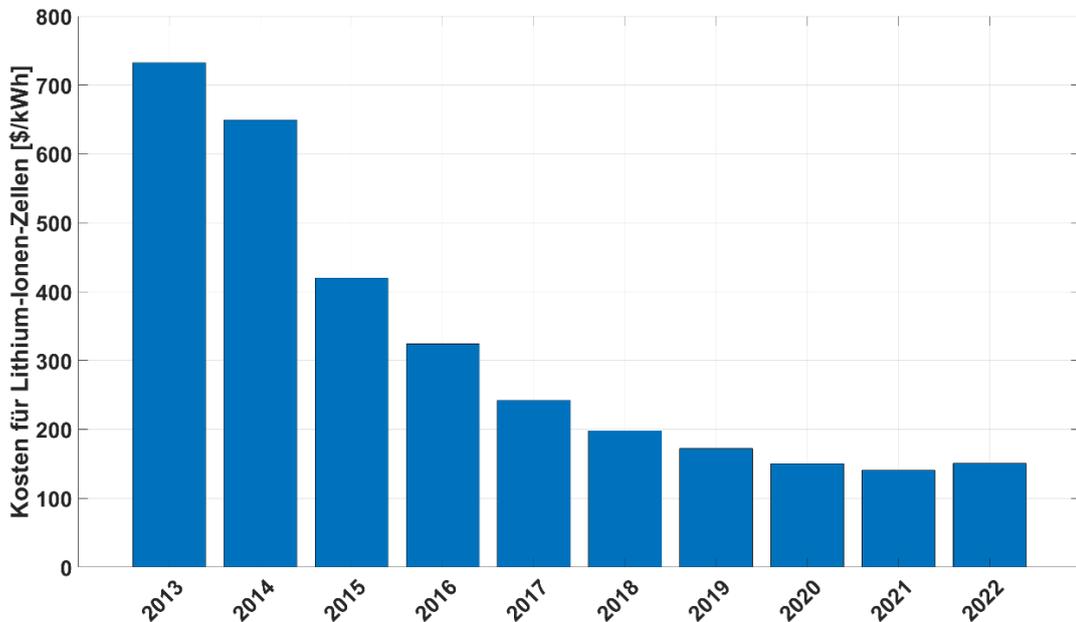


Abbildung 50: Kostenentwicklung für Lithium-Ionen-Zellen in den Jahren 2013 bis 2022 [86]

Betrachtet man im Vergleich die Kosten von Batteriezellen per kWh (Abbildung 50), haben sich diese seit 2020 bei ca. 150 \$/kWh eingependelt. Dennoch liegen die Preise vor allem

bei kleinen Speichersystemen meistens immer noch um die 1000 €/kWh für den Endkunden. Auch wenn hierbei nur die Kosten der Batteriezellen aufgetragen sind, scheint hier noch einiges an Potential für Preissenkungen verfügbar zu sein. Ob solch niedrige Preise auch beim Endkunden ankommen, bleibt wiederum abzuwarten [89].

6.3.5 Vergleich der Äquivalenzzyklen des Batteriespeichers mit dem Mikro-Pumpspeicher-Kraftwerks

Abbildung 51 zeigt die vom MPS und Batteriespeicher jeweils erreichten Äquivalenzzyklen (jährlich im Speicher gespeicherte Energiemenge dividiert durch den Nutzspeicherinhalt des Speichers) im Vergleich. Deren Werte fallen beim MPS viel geringer aus als beim Batteriespeicher. Der Grund hierfür liegt in den Mindestleistungen für Turbinen- und Pumpbetrieb. Beim Batteriespeicher gibt es keine wirkliche Begrenzung, so dass auch sehr kleine Leistungen ein- bzw. ausgespeichert werden können. Ebenfalls ist zu beobachten, dass ab Skalierungsfaktor 1 mit weiter zunehmendem Skalierungsfaktor bei beiden Systemen die Äquivalenzzyklen steigen. Die Äquivalenzzyklen liegen bei Skalierungsstufe 0,5 bei beiden Systemen sehr hoch. Das liegt an der Speichergröße (optimiert für jeden Skalierungsfaktor), die bei Skalierungsstufe 0,5 sehr klein ausfällt. So ist der Speicherinhalt so gering, dass der Speicherzustand „voll“ oft erreicht wird. Bei Skalierungsfaktor 1 liegen die Äquivalenzzyklen bei beiden Systemen am niedrigsten.

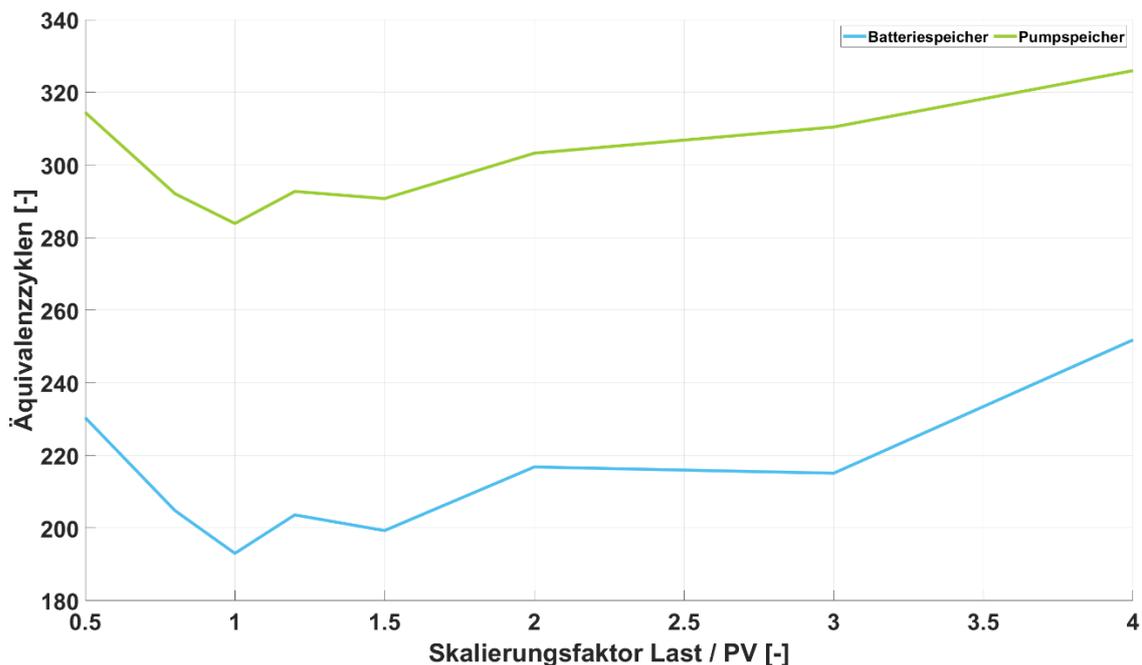


Abbildung 51: Äquivalenzzyklen des Batteriespeichers im Vergleich zum Kleinstpumpspeicher mit Pumpe-als-Turbine in Abhängigkeit des Skalierungsfaktors

Bei der Interpretation der Ergebnisse bleibt zu beachten, dass die Speichergröße für jede Skalierungsstufe variiert und auf das bestmögliche wirtschaftliche Ergebnis des Kleinstpumpspeichers optimiert ist. Beim Batteriespeicher ist außerdem zu beachten, dass die Lebensdauer nicht nur durch die kalendarische, sondern auch durch die zyklische Alterung

stark beeinflusst wird. Eine hohe Zyklenzahl beeinflusst also auch die Lebensdauer des Batteriespeichers. Deswegen muss eine hohe Zahl von Äquivalenzzyklen nicht unbedingt ein besseres wirtschaftliches Ergebnis erzielen als eine geringere. Die Lebensdauer des Batteriespeichers wird neben der kalendarischen Alterung stark durch die zyklische beeinflusst. Liegen die Äquivalenzzyklen also hoch, kann es sein, dass der Batteriespeicher früher ersetzt werden muss als bei einer niedrigeren Zyklenzahl. Ist das der Fall, kann das bei hohen spezifischen Investitionskosten schnell zu einem schlechteren wirtschaftlichen Ergebnis führen.

Tabelle 14: Spezifische Kosten pro kWh Nutzkapazität für verschiedene Batteriespeichergrößen (inkl. MwSt.)

Speichergröße	Spezifische Speicherkosten
< 30 kWh	1276 [€/kWh]
30-50 kWh	1006 [€/kWh]
50-80 kWh	956 [€/kWh]
> 80 kWh	931 [€/kWh]

6.3.6 Auswirkungen der Ladebegrenzung

In diesem Abschnitt sollen der Einfluss einer Ladebegrenzung und die Anpassung der spezifischen Speicherkosten an die Speichergröße des Batteriespeichers untersucht werden. Tabelle 14 zeigt die aus der Marktübersicht Batteriespeicher [22] ermittelten durchschnittlichen Preise für die Batteriespeichergrößen von 10, 30, 50, und 80 kWh Nutzspeicherkapazität.

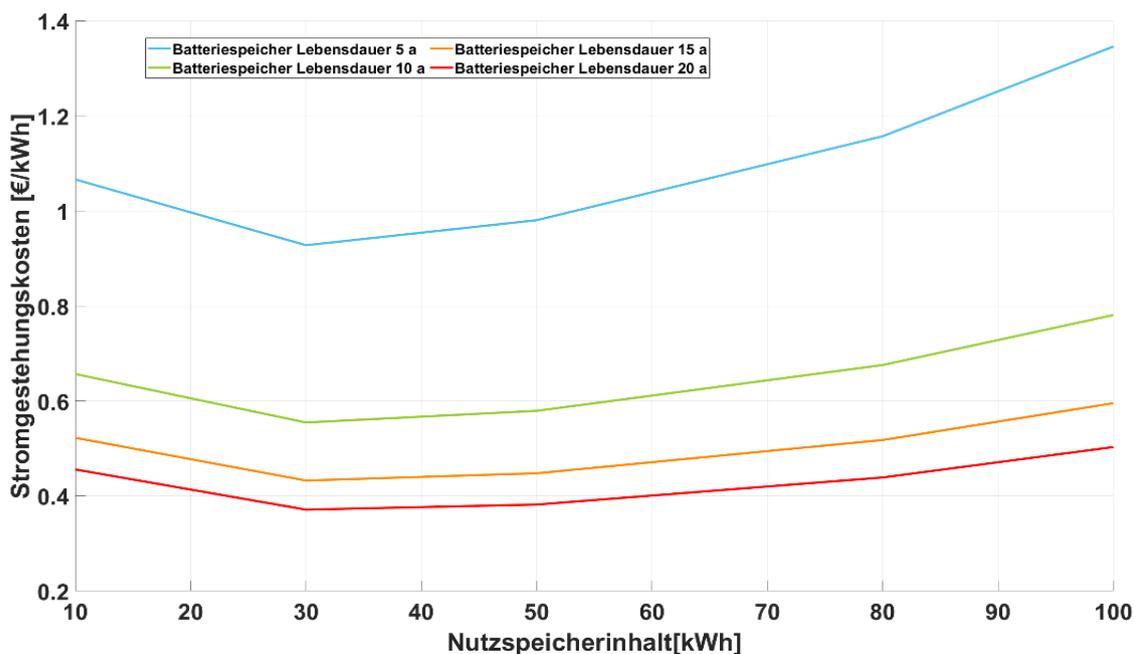


Abbildung 52: Stromgestehungskosten (LCOE) des Batteriespeichers für verschiedene Lebensdauern in Abhängigkeit des Nutzspeicherinhalts bei Skalierungsfaktor 1

Die Be- und Entladeleistung richtet sich nach den von Herstellern in der Marktübersicht Batteriespeicher angegebenen maximalen Leistung. Dort wurde die maximale Ladeleistung in kW typischerweise als 60 % der Nutzkapazität in kWh angegeben. Beispielsweise kann ein Speicher der Größe von 10 kWh also mit maximal 6 kW be- und entladen werden.

Abbildung 52 zeigt die Ergebnisse des Simulationsmodells für verschiedene Lebensdauern und die eingeführte Ladebegrenzung für die Skalierungsstufe 1. Hier zeigt sich, dass die optimale Speichergröße bei ca. 30 kWh Nutzkapazität liegt. Bei kleineren Speichern sind die spez. Investitionskosten höher, bei größeren Speichern sinken die spez. Kosten, der Speicher kann aber zunehmend nicht mehr voll ausgelastet werden.

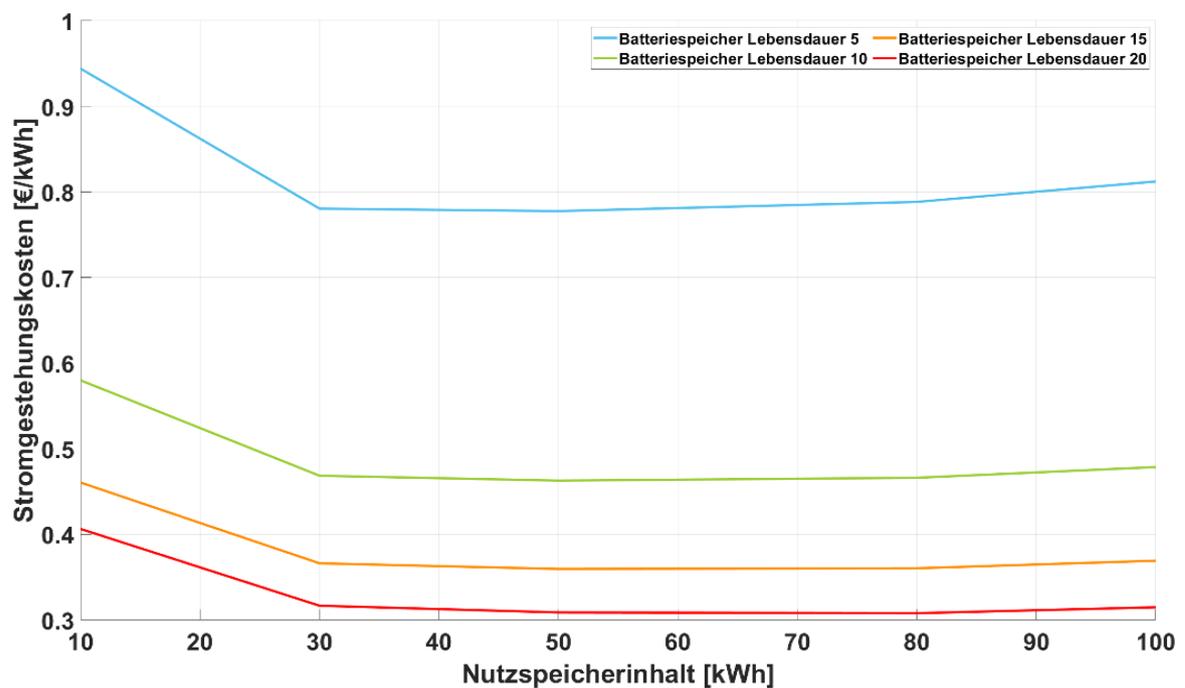


Abbildung 53: Stromgestehungskosten (LCOE) des Batteriespeichers für verschiedene Lebensdauern in Abhängigkeit des Nutzspeicherinhalts bei Skalierungsfaktor 4

Abbildung 53 zeigt ebenfalls die Ergebnisse für verschiedene spez. Investitionskosten nur für Skalierungsstufe 4. Im Vergleich zur Skalierungsstufe 1 steigen die LCOE mit zunehmender Speichergröße kaum. Auch wenn die Auswirkungen der Ladebegrenzung und der spez. Kosten gemeinsam untersucht wurden, werden die LCOE hauptsächlich durch den Unterschied der spez. Kosten beeinflusst. Meist wird der Batteriespeicher auch mit Ladebegrenzung vollständig geladen und entladen, es wird nur mehr Zeit benötigt. Stimmt das Zusammenspiel von Last und PV-Profil und ist damit genug Zeit vorhanden, um den Speicher zu be- und entladen (wie in dieser Untersuchung), hat eine Ladebegrenzung von 60 % kaum eine Auswirkung die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers.

6.3.7 Zwischenfazit des Vergleichs eines Batteriespeichers mit einem Mikropumpspeicher

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass die beiden größten Unterschiede zwischen Batterie- und Pumpspeicher in der Lebensdauer der Bauteile und dem Gesamtwirkungsgrad des jeweiligen Systems bestehen. Während der Pumpspeicher mit meist hohen Lebensdauern der Bauteile und aufgrund der bewährten Technologie mit Erfahrungswerten punkten kann, ist die Lebensdauer beim Batteriespeicher noch immer ein großes Fragezeichen. Zu beachten ist, dass die Lebensdauer beim Batteriespeicher nicht nur durch kalendarische, sondern auch stark durch die zyklische Alterung beeinflusst wird. So liegen z.B. auch die Äquivalenzyklen beim Batteriespeicher viel höher als beim Pumpspeicher, was durchaus auch die Lebensdauer des Batteriespeichers verkürzen kann. Die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers ist also stark von der Lebensdauer abhängig. Muss ein Batteriespeicher bei schon nach 5 Jahren ersetzt werden, ist das System nur bei sehr geringen spez. Investitionskosten von ca. 250 € pro kWh Nutzspeichereinheit konkurrenzfähig. Bei geringen spez. Investitionskosten beeinflusst die Lebensdauer die Wirtschaftlichkeit in geringerem Maße, da die Reinvestitionskosten für den Austausch kleiner ausfallen.

Bei einer Lebensdauer von 20 Jahren ist selbst bei hohen spez. Kosten der Batteriespeicher weitaus wirtschaftlicher als der Pumpspeicher. Bei Betrachtung eines realistisch anzunehmenden Bereichs der Lebensdauer zwischen 5 und 15 Jahren kann der Pumpspeicher bei den derzeitigen Marktpreisen in gewissen Bereichen durchaus geringere Stromgestehungskosten aufweisen. Dennoch stellt diese große Spanne von fast 10 Jahren bei der Lebensdauer des Batteriespeichers eine große Ungewissheit dar. Eine Be- und Entladebegrenzung auf 60 % der Nennkapazität zeigt bei ausreichender Be- und Entladedauer kaum eine Auswirkung auf den LCOE. Einen größeren Einfluss hat, dass die spezifischen Kosten mit der Batteriespeichergröße sinken. Ähnlich wie beim Mikropumpspeicher sind auch bei einem Batteriespeicher sehr kleine Speichergrößen eher unwirtschaftlich.

Der zweite große Unterschied, der viel höhere Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichers, macht diesen weitaus unabhängiger von steigenden möglichen Direktvermarktungspreisen der gespeicherten PV-Energie. Während der Pumpspeicher nur bei geringen Direktvermarktungspreisen einen wirtschaftlichen Betrieb erreichen kann, ist dies beim Batteriespeicher auch bei etwas höheren Preisen zu erreichen.

Insgesamt liegt beim Batteriespeicher noch erhebliches Potential durch Verringerung der spez. Kosten. Beim Kleinstpumpspeicher hingegen sind in naher Zukunft wahrscheinlich keine großen Kostenverringerungen zu erwarten. Des Weiteren bieten sich aufgrund der nicht benötigten Fallhöhe und Speicherbeckens sowie des geringeren Platzbedarfs weitaus mehr Standorte für den Einsatz eines Batteriespeichers an.

6.4 Auswirkung von Schwankungen am Spotmarkt auf die Wirtschaftlichkeit beim Eigenstromversorgungskonzept

Da Speichertechnologien im Wesentlichen von der Differenz der Kosten der gespeicherten Energie und dem Erlös der ausgespeicherten Energie profitieren, sind diese auch immer abhängig von den Vorgängen am Energiemarkt. In diesem Kapitel werden die Strompreise der letzten Jahre inklusive der starken Schwankungen im Jahre 2022 und deren Auswirkungen auf Speichertechnologien anhand des Beispiels eines Kleinstpumpspeichers mit Pumpe-als-Turbine genauer betrachtet.

6.4.1 Energiepreisentwicklung

Um die Auswirkungen der Preise am Spotmarkt bewerten zu können, ist es als erstes nötig, den Spotmarkt der EEX genauer zu betrachten. In Kapitel 1 wurde im Rahmen der Einleitung kurz auf die Entwicklung der Energiepreise der letzten Jahre eingegangen. Bis Mitte des Jahres 2021 reicht diese oberflächliche, statische Betrachtung der Preisentwicklung aufgrund der Stabilität des Marktes in dieser Zeit aus. Spätestens ab Ende des Jahres 2021 und vor allem über das Jahr 2022 hinweg unterliegt der Spotmarkt einer viel höheren Dynamik, beeinflusst durch viele äußere Einflüsse wie die außenpolitischen Veränderungen, die Höhe der Gaslieferungen aus Russland, den Gasfüllständen sowie Ausfälle von Atomkraftwerken und den dadurch ausbleibenden Stromlieferungen aus Frankreich. Abbildung 1 zeigt die erheblichen Schwankungen am EPEX – Spotmarkt im Zeitraum Januar 2021 bis Januar 2023 [90].

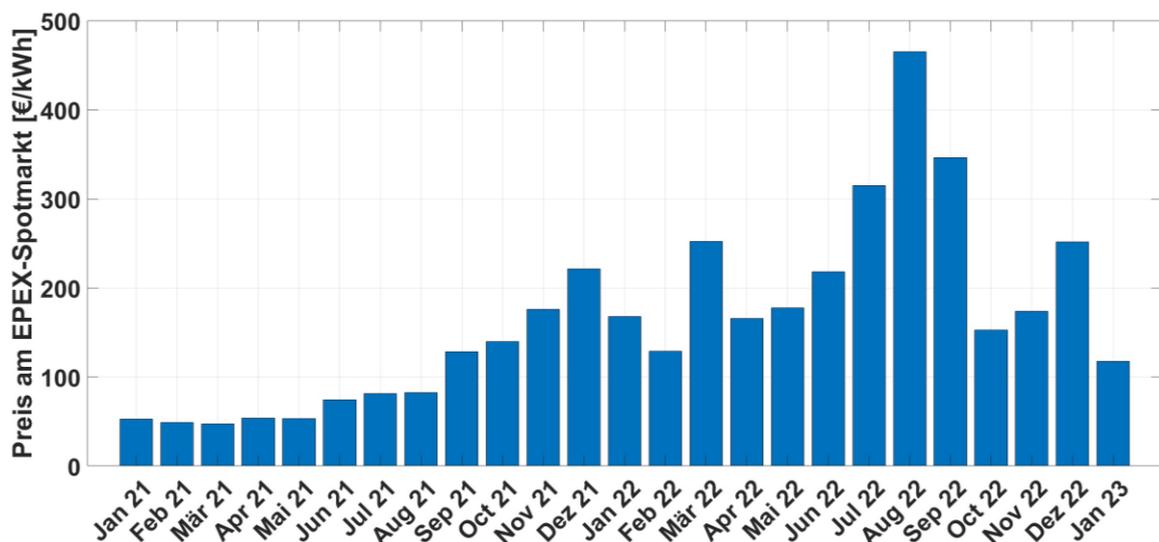
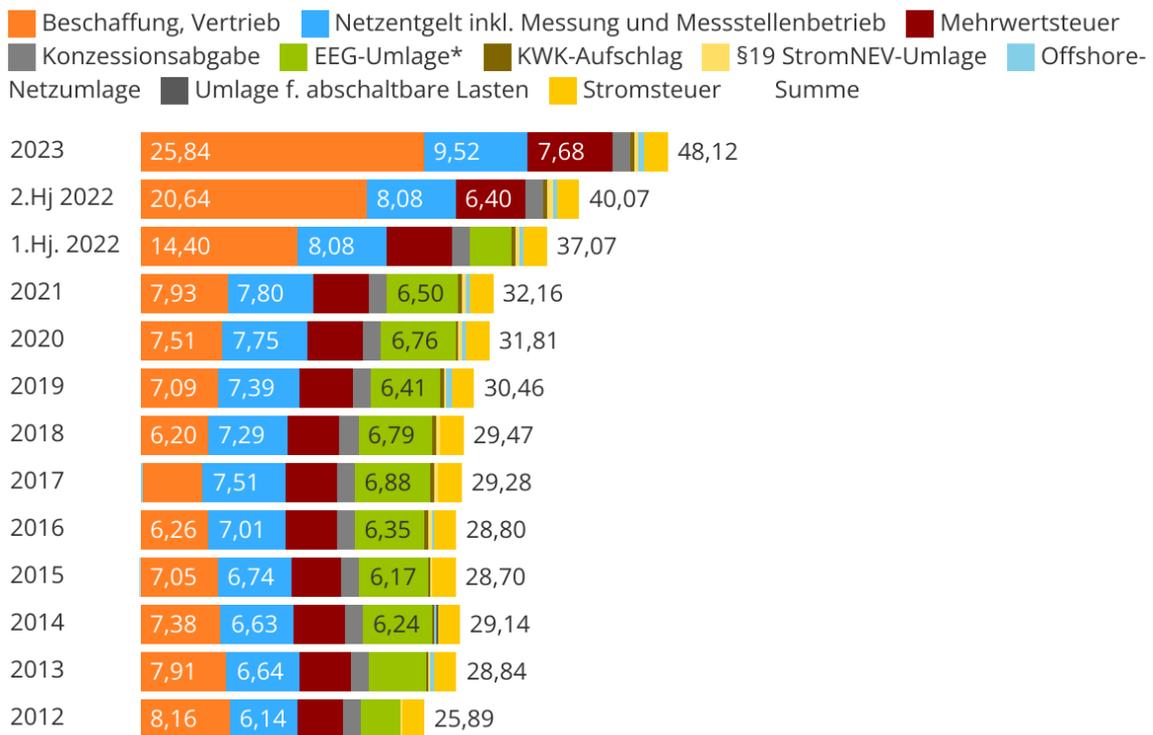


Abbildung 54: Strompreisentwicklung am EPEX-Spotmarkt im Zeitraum Januar 2021 bis Januar 2023 [90]

Während im ersten Halbjahr das Preisniveau noch relativ niedrig liegt, ist ab September 2021 ein starker Anstieg der Preise zu beobachten. Die höchsten Werte erreichen die Preise im Sommer 2022, in dem die Einstellung der russischen Gaslieferungen über die Pipeline Nord Stream 1 erfolgte. Weitere Preisspitzen werden im Dezember 2021, in dem

keine zusätzlichen Lieferverträge von russischer Seite mehr angenommen wurden, im März 2022 nach Beginn des Ukraine-Krieges und im Dezember 2022 nach einem anfänglich kalten Winter erreicht. Auch wenn sich die Preise 2023 wieder entspannen, bleibt abzuwarten, ob die Preise wieder das Niveau von 3,7 €Cent pro kWh aus dem Jahr 2019 erreichen. Auch bleibt die Energieversorgung in Deutschland vorerst empfindlich und neue Ereignisse bzw. Konflikte können die Lage jederzeit wieder verschärfen.

Abbildung 55 zeigt den durchschnittlichen Strompreis für Haushaltskunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3500 kWh für die Jahre 2012 bis 2023.



19% MwSt im Jahr 2020

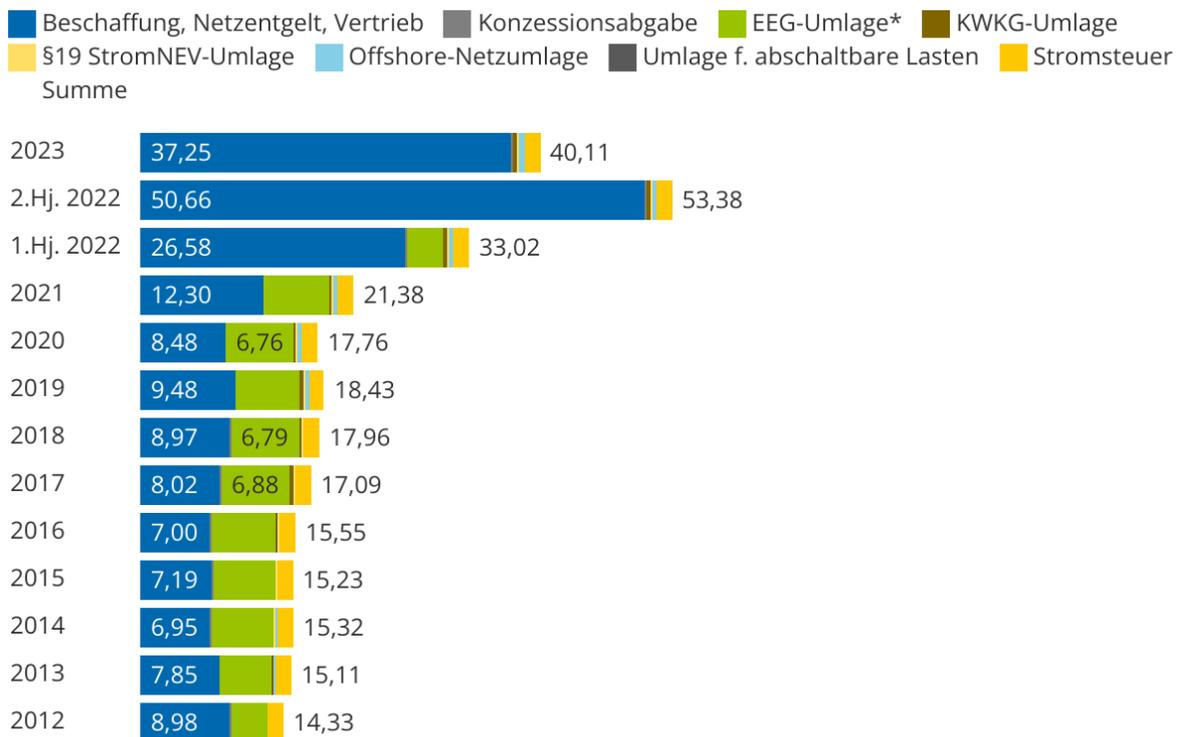
EEG-Umlage entfällt ab 01.07.2022

Stand: 02/2023

Abbildung 55: Durchschnittlicher Strompreis für Haushaltskunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3500 kWh für die Jahre 2012 bis 2023 [91]

Während der Strompreis in den Jahren 2013 bis 2021 relativ stabil ist, zeigt sich hier mit etwas Verzögerung auch im Jahr 2022 ein deutlicher Anstieg der Strompreise. Der Wegfall der EEG-Umlage kann in der zweiten Jahreshälfte den Anstieg noch etwas abfedern. Interessant ist auch der stetige Anstieg des von den Verbrauchern zu zahlenden Netzentgeltes. Da viele Stromversorgungsunternehmen Energie über einen längeren Zeitraum und auch oft im Voraus einkaufen, steigen die Preise nicht unmittelbar im Jahr 2021, sondern erst im Laufe des Jahres 2022. Bei fallenden Strompreisen ist durch die langfristige Beschaffungsstrategie der Stromversorger somit auch mit einer Verzögerung bis zur Ankunft bei den Haushaltskunden zu rechnen.

Zum Vergleich zeigt Abbildung 56 nun den durchschnittlichen Strompreis für Industriekunden mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 160.000 bis 20 Mio. kWh für die Jahre 2012 bis 2023. Während auch hier, ähnlich wie beim Spotmarktpreis, das Preisniveau für die Jahre 2012 bis 2021 noch relativ niedrig ist, ändert sich das im zweiten Halbjahr 2022 deutlich. Auffällig ist, dass in der zweiten Jahreshälfte des Jahres 2022 Industriekunden einen höheren Strompreis verkraften müssen als Haushalte im selben Zeitraum. Auch der Wegfall der EEG-Umlage für Industriekunden kann den hohen Anstieg in der zweiten Jahreshälfte 2022 kaum abfedern. Anfang 2023 fällt der Strompreis auch hier durch die Entspannung an den Energiemärkten deutlich.



EEG-Umlage entfällt ab 01.07.2022

Stand: 02/2023

Abbildung 56: Durchschnittlicher Strompreis für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh Jahre 2012 bis 2023 [91]

Die Zahlen in Abbildung 54 bis Abbildung 56 verdeutlichen, dass der Energiemarkt starken Schwankungen unterliegt. Vor allem für Industriekunden kann es sich auszahlen, sich von diesen Schwankungen unabhängiger zu machen. Auch zeigt sich teilweise ein großer Unterschied zwischen dem Spotmarktpreis, also dem möglichen Verkaufspreis von erneuerbar erzeugtem Strom, und den Preisen für die von Verbrauchern benötigte, zugekaufte Energie. Unabhängig vom Eigenstromkonzept (Kapitel 5.1) oder der in Kapitel 6.4.4 behandelten Teilnahme am Strommarkt ist eine hohe Differenz zwischen Energiebedarf bzw. der zugekauften Energie und dem möglichen alternativen Direktvermarktungspreis für die PV-Energie die Grundvoraussetzung für einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb.

Durch Betrachtung und Vergleich der Preise der Day Ahead Auktion der Jahre 2021, 2022 und 2023 am EEX-Spotmarkt [92], also vor und nach dem Auftreten der Preisschwankungen, lässt sich die Veränderung gut aufzeigen. Um dies zu veranschaulichen, folgt nun ein Vergleich des Preisniveaus am EEX-Spotmarkt der Kalenderwoche 34 der beiden Jahre.

In Abbildung 57 ist zunächst der Verlauf der Preise der Day Ahead Auktion der Kalenderwoche 34 des Jahres 2021 am EEX-Spotmarkt (rote Linie) sowie die Erzeugung der erneuerbaren (grüne Fläche), der nicht erneuerbaren (graue Fläche) sowie der Kernenergie (rote Fläche) dargestellt. Betrachtet man nun das Preisniveau, bewegt sich das untere Preisniveau in etwa bei 70 €/MWh (bei hohem erneuerbarem Anteil) und das obere Preisniveau bei ca. 120 €/MWh (bei geringem erneuerbarem Anteil). Die niedrigen Preise werden meist in den Mittagsstunden oder nachts erreicht, während die hohen Preise meist in den Morgen- und Abendstunden auftreten. Die für einen Speicherbetrieb ausschlaggebende Differenz zwischen möglichem Einkaufs- (70 €/MWh) und Verkaufspreis (120 €/MWh) liegt im Jahr 2021 also bei um die 50 €/MWh bzw. 5 €Cent/kWh.

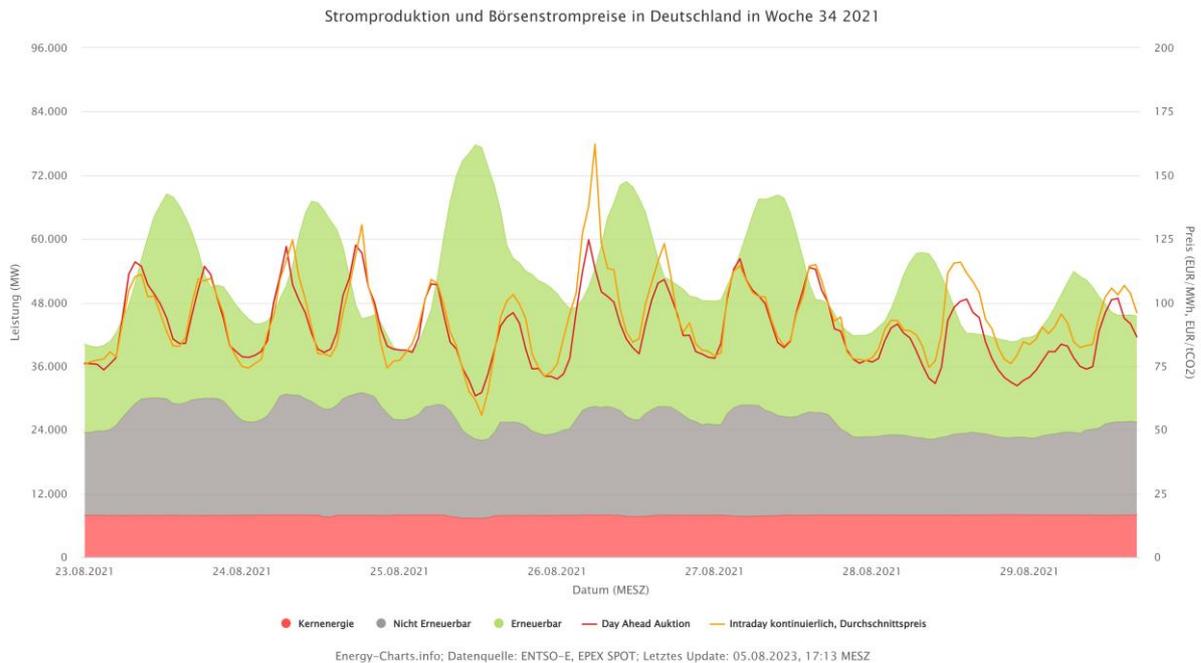


Abbildung 57: Stromproduktion und Börsenstrompreise der KW 34 in Deutschland des Jahres 2021 [92]

Abbildung 58 zeigt ebenfalls den Preisverlauf der Day Ahead Auktion sowie den Anteil der erneuerbaren und nicht erneuerbaren für die Kalenderwoche 34, diesmal jedoch für das Jahr 2022. Auf den ersten Blick ergibt sich im Vergleich zur Kalenderwoche 34 des Jahres 2021 ein ähnliches Bild. Die hohen Preise werden in den Morgen- und Abendstunden erreicht, während die niedrigen Preise nachts und in den Mittagsstunden erzielt werden. Bei genauerer Betrachtung lässt sich jedoch erkennen, dass das Preisniveau erheblich gestiegen ist. Zudem unterscheidet sich der Sonntag stark von den anderen Tagen. Abgesehen vom Wochenende liegt das untere Preisniveau der KW 34 2022 bei ca. 500 €/MWh,

während das obere Preisniveau bei etwa 800 €/MWh rangiert. Die Differenz zwischen unterem und oberem Preisniveau liegt 2022 also in etwa bei 300 €/MWh, was dem Sechsfachen der Differenz im Jahre 2021 entspricht. Zusätzlich zu beachten ist, dass das untere Preisniveau 2022 im Vergleich zu 2021 von ca. 70 €/MWh auf ca. 500 €/MWh gestiegen ist. Die gestiegene Differenz zwischen dem unteren und dem oberen Preisniveau bringt neue Chancen für die Wirtschaftlichkeit von Speichersystemen mit sich. Jedoch bleibt zu bedenken, dass die Veränderung des unteren Preisniveaus je nach Nutzungskonzept vor allem beim Zukauf bzw. beim Speichern der Energie je nach Wirkungsgrad des Speichervorgangs sehr unterschiedlich große Auswirkungen haben wird. Diese Auswirkungen werden in Kapitel 6.4.3 und 6.4.4 genauer betrachtet.

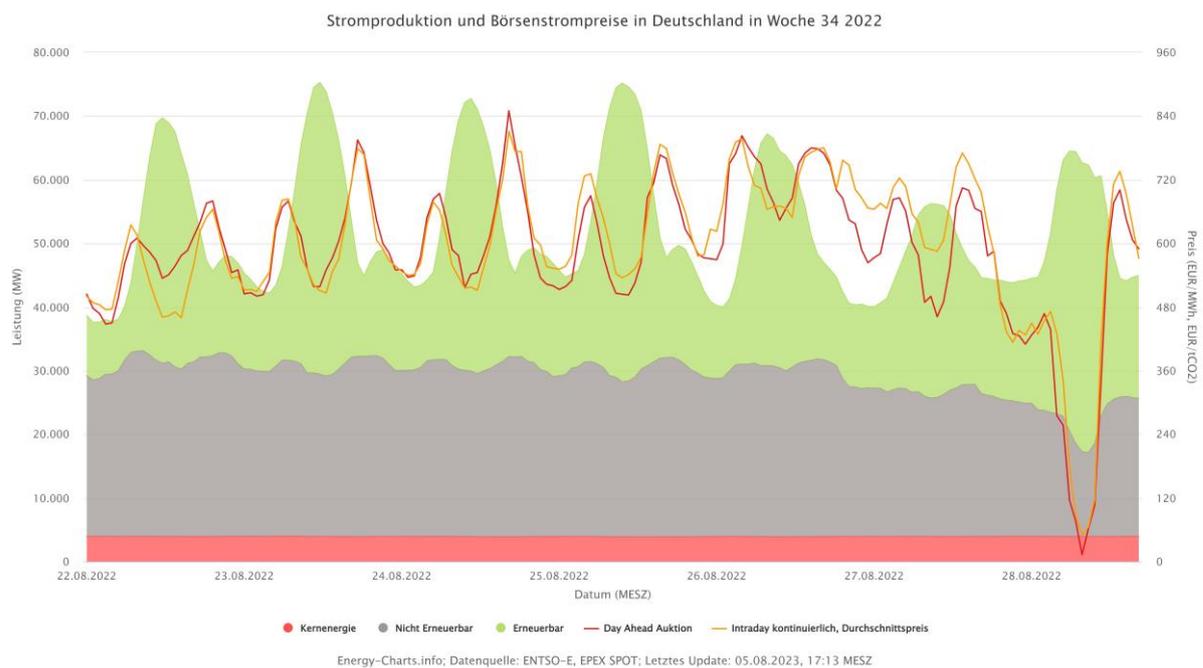


Abbildung 58: Stromproduktion und Börsenstrompreise der KW 34 in Deutschland des Jahres 2022 [92]

Abschließend ist in Abbildung 58 der Börsenstrompreis für die Kalenderwoche 34 des Jahres 2023 abgebildet. Im Vergleich zu 2022 liegt das Preisniveau 2023 wieder deutlich niedriger. Gegenüber 2022 ist der Anteil an den nicht erneuerbaren von ca. 30 GW auf etwa 20 GW gesunken. Im Vergleich zu den Vorjahren fällt nun auch die nicht erneuerbare Stromproduktion volatiler aus. Vor allem in den Mittagsspitzen bei hoher erneuerbarer Erzeugung wird diese zurückgefahren. Dies wirkt sich anscheinend auch auf die Preise aus, die nun mehr Konstanz zeigen. Bis auf zwei Ausnahmen beträgt die Differenz zwischen dem höchsten und den niedrigsten Börsenstrompreis kaum mehr als 10 €/Cent/kWh, was immer noch in etwa doppelt so hoch ist wie im Jahr 2021. Dabei zu bedenken bleibt, dass der Sommer 2023 energiepolitisch im Vergleich zum Vorjahr relativ ruhig verlaufen ist. Ein Preisanstieg und eine höhere Volatilität in den Wintermonaten sind durchaus denkbar. Steht ein kalter Winter mit hohem Energieverbrauch bevor, bleibt abzuwarten, wie die Energiemärkte darauf reagieren.

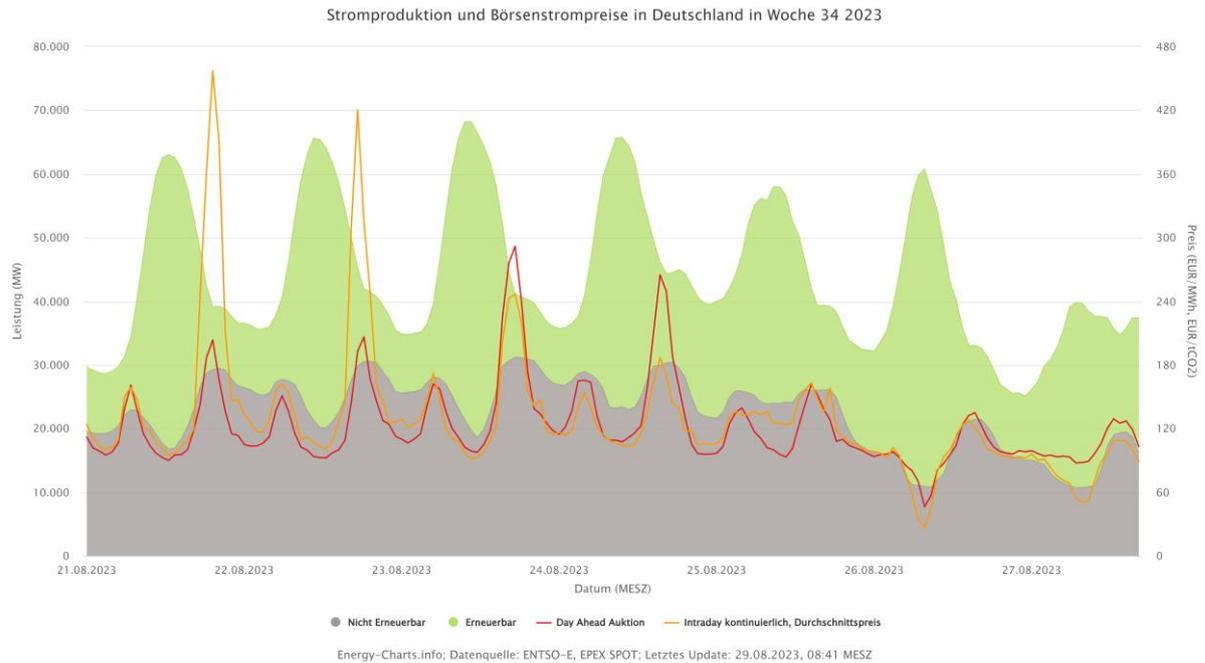


Abbildung 59: Stromproduktion und Börsenstrompreise der KW 34 in Deutschland des Jahres 2023 [92]

6.4.2 Marktwerte (PV) in Relation zum Spotmarktpreis

Da die Teilnahme am Spotmarkt nur mit gültiger Lizenz möglich ist und diese mit sehr hohen Kosten verbunden ist (vgl. Kapitel 3.7), muss meist ein Partner gefunden werden, der die Vermarktung des Stromes übernimmt. Da für PV-Anlagen hierbei meist der Direktvermarktungspreis bzw. Marktwert des PV-Stromes herangezogen wird, wird nun der Marktwert von PV-Energie in Relation zum Spotmarktpreis betrachtet.

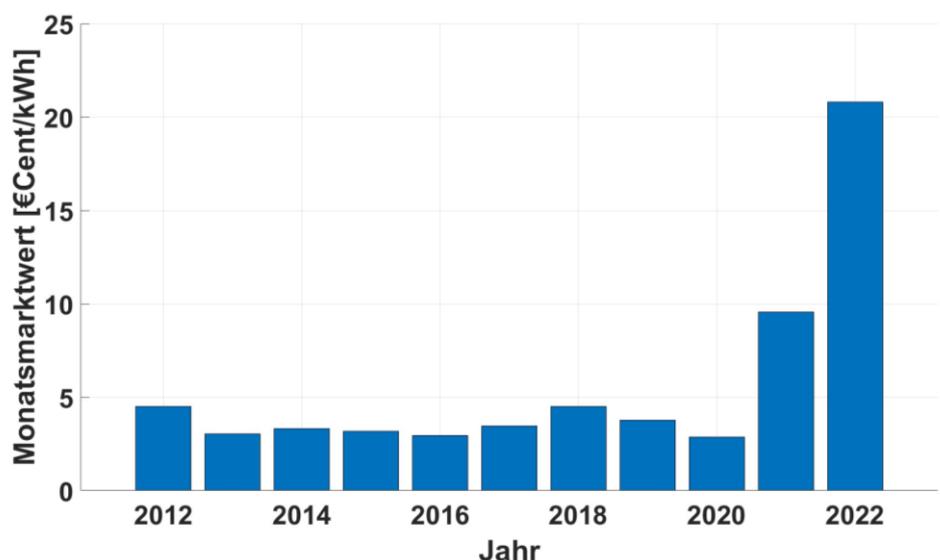


Abbildung 60: Monatsmarktwerte für PV-Anlagen der Jahre 2012 bis 2022 [93]

Abbildung 60 zeigt die Veränderung der Marktwerte für PV-Energie für die Jahre 2012 bis 2022. Während der Durchschnitt der Jahresmarktwerte mit 3,56 €Cent/kWh in den Jahren 2012 bis 2020 sehr niedrig ausfällt, stieg dieser 2021 auf 9,56 €Cent/kWh und erreichte 2022 einen Spitzenwert von 20,81 €Cent/kWh. Den niedrigsten Stand erreichte der Marktwert, der maßgeblich durch die Auswirkungen des Covid-19 Virus beeinflusst wurde, im Jahr 2020.

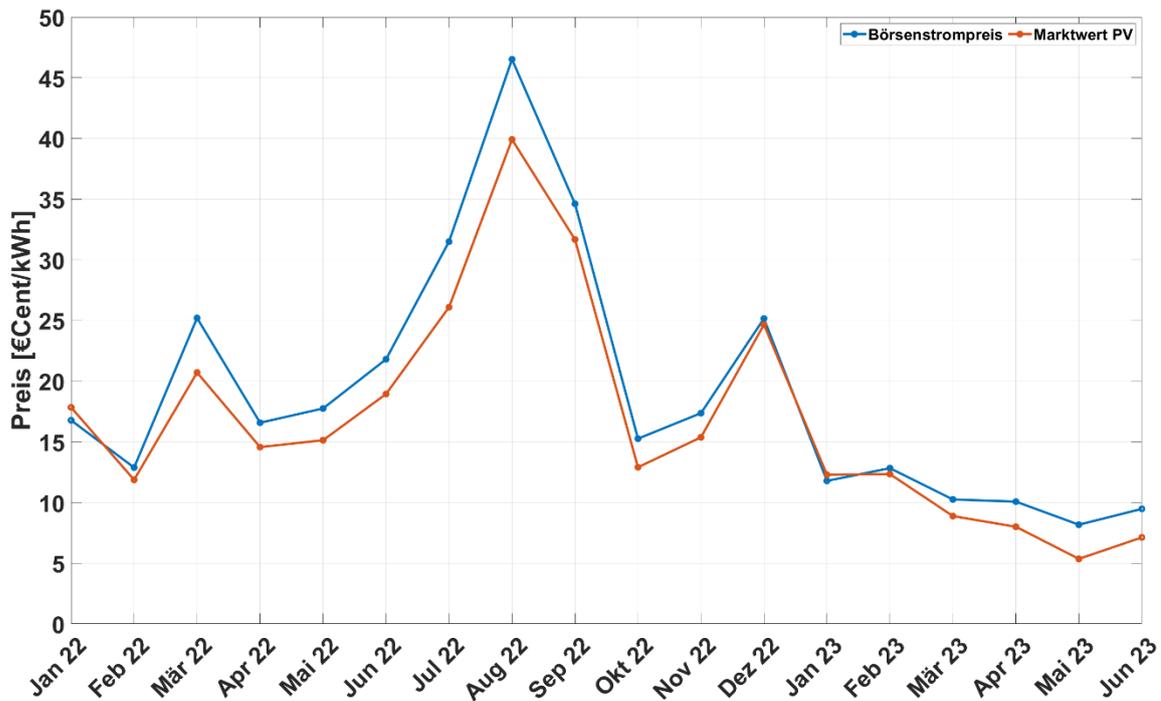


Abbildung 61: Monatsmarktwerte für PV-Anlagen im Vergleich zum Börsenstrompreis im Zeitraum Januar 2022 bis Juni 2023 [93]

Abbildung 61 zeigt nun den Verlauf der Monatsmarktwerte für PV-Energie der Monate Januar bis Juni 2023 in Relation zum Spotmarktpreis. Grundlegend lässt sich hier erkennen, dass sich der Marktwert im Grunde genommen am Spotmarktpreis orientiert und es vor allem bei geringen Preisen nur zu geringen Abweichungen kommt. Deshalb wurde in dieser Arbeit für den möglichen Verkaufspreis der PV-Energie immer mit dem Spotmarktpreis gerechnet. Dieses Diagramm zeigt, dass die Ergebnisse aufgrund der nur geringen Abweichung auch bei einem Verkauf zum Marktwert herangezogen werden können. Durch die etwas niedrigeren möglichen Verkaufspreise und den etwas niedrigeren entgangenen Gewinn hätte ein Verkauf zum Marktwert eine, wenn auch geringe, positive Auswirkung auf die LCOE. Generell betrachtet liegt der Marktwert über das ganze Jahr hinweg auf einem sehr hohen Niveau von meist um oder weit über 15 €Cent/kWh. Vor allem in den Sommermonaten, beeinflusst durch die schrittweise Verringerung bis zur endgültigen Einstellung der Gaslieferungen aus Russland, liegen die Preise im Bereich von 30 bis 40 €Cent pro kWh. Durch die Einsparungen beim Gasverbrauch, die milden Temperaturen und die hohen Gasspeicherfüllstände kommt es dann gegen Ende 2022 wieder zu einer Entspannung am Energiemarkt. Zu beachten ist, dass die PV-Marktwerte aber auch gegen

Ende des Jahres 2022 noch auf einem sehr hohen Niveau von ca. 15 €Cent/kWh liegen [93].

6.4.3 Auswirkungen des möglichen Verkaufspreises auf die Levelized Cost of Electricity

Die gezeigten Preisveränderungen haben natürlich auch eine Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit eines Speichers. Hierbei stellt sich die Frage, in welcher Weise und in welcher Höhe die steigende Preise sich auf die Wirtschaftlichkeit eines Speichers auswirken und durch welche Parameter dies hauptsächlich beeinflusst wird.

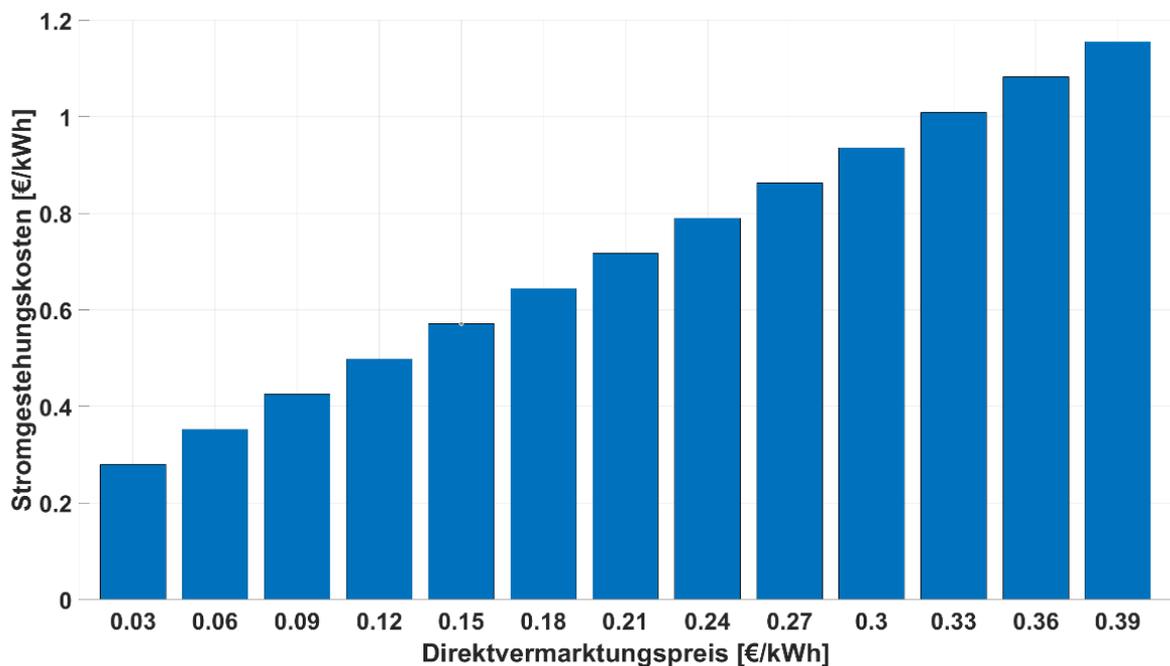


Abbildung 62: Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit verschiedener Direktvermarktpreise

Abbildung 62 zeigt die Stromgestehungskosten des Eigenstromkonzeptes der MPS in Abhängigkeit vom (jeweils über 20 Jahre konstant angenommenen) Spotmarktpreis am Beispiel der KSB8065200. Steigt der Preis an der Strombörse um 1 €Cent/kWh, verschlechtern sich die LCOE um ca. 2,4 €Cent/kWh. Die Ursache für diesen 2,4-fachen Preisanstieg der LCOE ist der Gesamtwirkungsgrad, der in diesem Beispiel bei nur ca. 42 % liegt. Beim Ein- und Ausspeichervorgang geht durch den geringen Gesamtwirkungsgrad eine erhebliche Menge an Energie verloren. Anstatt den Strom im MPS zu speichern, könnte dieser aber an der Strombörse bzw. über einen Vermarkter zum Marktwert direkt verkauft werden. Der potentielle Verkauf des Stromes an der Börse fließt in die Berechnung der Stromgestehungskosten als entgangener Gewinn mit ein. Steigen also die Spotmarktpreise ΔK_{Spot} , steigen somit auch die Kosten und dadurch die Stromgestehungskosten um den Betrag $\Delta LCOE$:

$$\Delta LCOE = \frac{\Delta K_{spot}}{\eta_{tot}} \quad (6.4)$$

Dies zeigt, dass vor allem dann, wenn bei möglichem direktem Verkauf der Energie ein hoher Verkaufspreis erzielt werden könnte, ein hoher Gesamtwirkungsgrad des Speichers essentiell für einen wirtschaftlichen Betrieb des Speichers ist. Nur bei geringen möglichen Preisen bei direktem Verkauf der Energie sind die Auswirkungen des Wirkungsgrades gering.

6.4.4 Fazit: Auswirkung von Schwankungen am Spotmarkt auf die Wirtschaftlichkeit beim Eigenstromversorgungskonzept

Die Differenz zwischen Ein- und Verkaufspreis bildet den Kern des Vermarktungskonzeptes von Speichertechnologien. Die Höhe dieser Differenz beeinflusst die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebes enorm, ist aber bei Betrachtung des Energiemarktes nicht der einzig ausschlaggebende Einflussfaktor. Je nach Wirkungsgrad des Systems hat der Einkaufs-, Verkaufs- oder mögliche Direktverkaufspreis der eingespeicherten Energie mehr oder weniger große Auswirkungen auf die LCOE. Ist der Wirkungsgrad des Gesamtsystems sehr hoch (wie z.B. beim Batteriespeicher), kann ein Speicherbetrieb auch bei hohen Einkaufspreisen rentabel sein. Bei einem niedrigen Gesamtwirkungsgrad (z.B. ein Kleinstpumpspeicher mit Pumpe-als-Turbine) hingegen muss die Differenz aus Ein- und Verkaufspreis sehr groß ausfallen, damit ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann. Bei Betrachtung des Börsenstrompreises der letzten Jahre war vor allem das Jahr 2022 ein aussichtsreiches Jahr für Speicher mit hohen Gesamtwirkungsgraden. Für Speicher mit niedrigen Gesamtwirkungsgraden wäre aufgrund der hohen Marktpreise aus wirtschaftlicher Sicht der Direktverkauf von regenerativ erzeugter Energie einer Speicherung vorzuziehen. Bei Betrachtung der Preisentwicklung des Jahres 2023 deutet sich eine Rückkehr zum Preisniveau des Jahres 2021 an. Ob dieses oder vor allem die Preisniveaus der Vorjahre wieder erreicht werden, bleibt abzuwarten. Für die Planung eines Speichers (vor allem bei hohen Investitionskosten und langen Amortisationszeiten) ist ein planbarer und stabiler Energiemarkt wichtig. 2022 hat gezeigt, dass auch in heutigen Zeiten aufgrund unvorhersehbarer Ereignisse ein über Jahre hinweg stabil funktionierender Energiemarkt stark ins Straucheln kommen kann.

6.5 Teilnahme des MPS am Strommarkt

Die durch die Preisschwankungen teilweise auftretenden hohen Preisdifferenzen bringen die Möglichkeit eines weiteren Betriebskonzeptes der direkten Teilnahme am Strommarkt mit sich. Dieses beruht auf dem Zukauf und der Speicherung von Energie bei niedrigen Spotmarktpreisen und dem Ausspeichern und Verkauf der Energie bei hohen Spotmarktpreisen. Abbildung 63 zeigt das geänderte Schema für den Betrieb am Stromnetz. Die PV-Anlage sowie der direkte Verbraucher vor Ort entfallen. Der Pumpspeicher ist über den Motor/Generator und den Frequenzumrichter nur noch mit dem Versorgungsnetz verbunden. Die Idee ist nun, Energie aus dem Netz zu beziehen, wenn sie gerade zu günstigen

Konditionen erhältlich ist, und durch Pumpen des Wassers in das Oberbecken zu speichern. Steigt der Strompreis wieder, fließt das Wasser anschließend durch die PAT im Turbinenbetrieb in das Unterbecken zurück. Die dadurch erzeugte Energie kann nun zu einem höheren Preis als dem Einkaufspreis verkauft werden. Die Wirtschaftlichkeit hängt damit wesentlich ab von der Differenz des Einkaufs- und Verkaufspreises sowie den Kosten der durch den Ein- und Ausspeichervorgang verlorenen Energie.

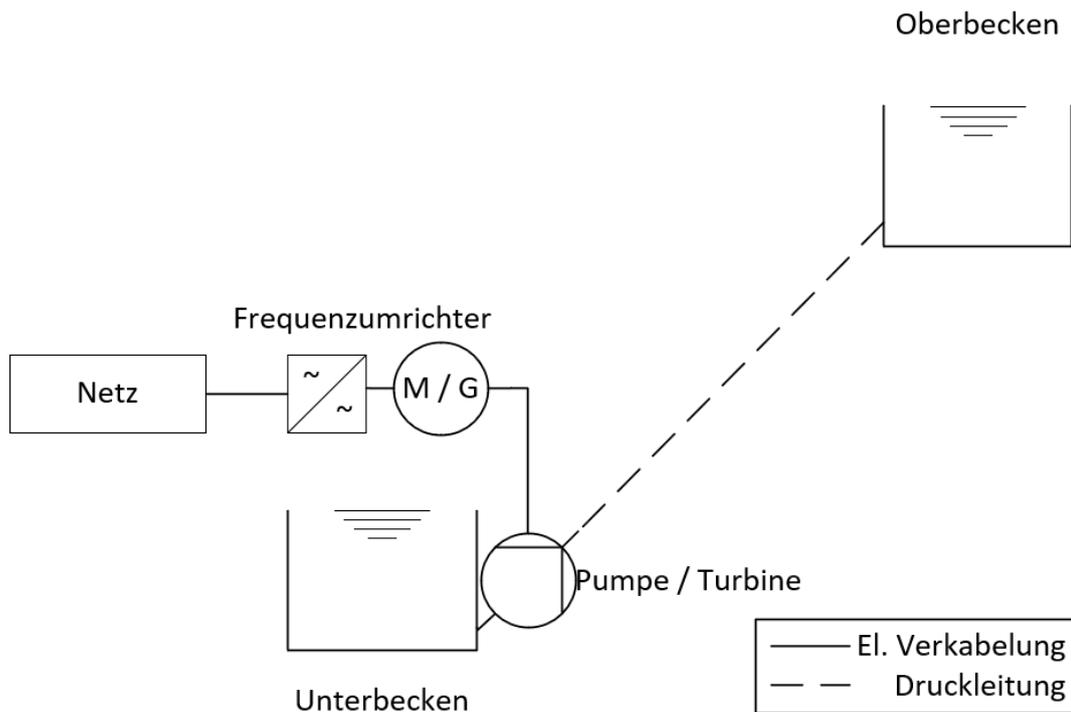


Abbildung 63: Schema eines Kleinstpumpspeichers mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt

Um die Wirtschaftlichkeit der Verwendung eines MPS am Strommarkt beurteilen zu können, wurde das Simulationsmodell wie in Kapitel 5.6 beschrieben verändert. Die für die Simulation notwendigen Grundparameter wurden aus den Ergebnissen der in Kapitel 5.2 aus den Simulationsläufen der KSB 8065200 (ca. 74 m Fallhöhe, 684 m³ Speicherbecken-volumen) übernommen. Die KSB 8065200 erzielte beim Eigenstromkonzept das beste Ergebnis und ist somit auch die sinnvollste Lösung für die Untersuchung der Strommarktteilnahme.

Als Grundvoraussetzung ist wie beim Eigenstromkonzept nur der Bau eines Speicherbeckens angedacht, das zweite wird als bereits vorhanden betrachtet. Abbildung 64 zeigt einen beispielhaften Tagesverlauf für einen möglichen Zyklus pro Tag. Der Einkaufs- und Verkaufspreis wird in diesem Beispiel für den jeweiligen Zeitraum als konstant angenommen. Die gewählte Betriebsstrategie lässt sich wie folgt beschreiben: Unterschreitet der Einkaufspreis einen vorher definierten Wert, so wird der Pumpbetrieb aktiviert und das Speicherbecken befüllt, bis der Speicher gefüllt ist oder der Einkaufspreis einen definierten Wert wieder unterschreitet. Entgegengesetzt verhält es sich beim Ausspeichervorgang:

Überschreitet der Verkaufspreis einen definierten Wert, wird der Turbinenbetrieb aktiviert und das Speicherbecken wieder entleert, bis das Speicherbecken leer ist oder der Verkaufspreis einen definierten Wert unterschreitet. Die benötigte Energie zum Einspeichern bzw. zum Auspeichern soll am Spotmarkt zu- oder verkauft werden.

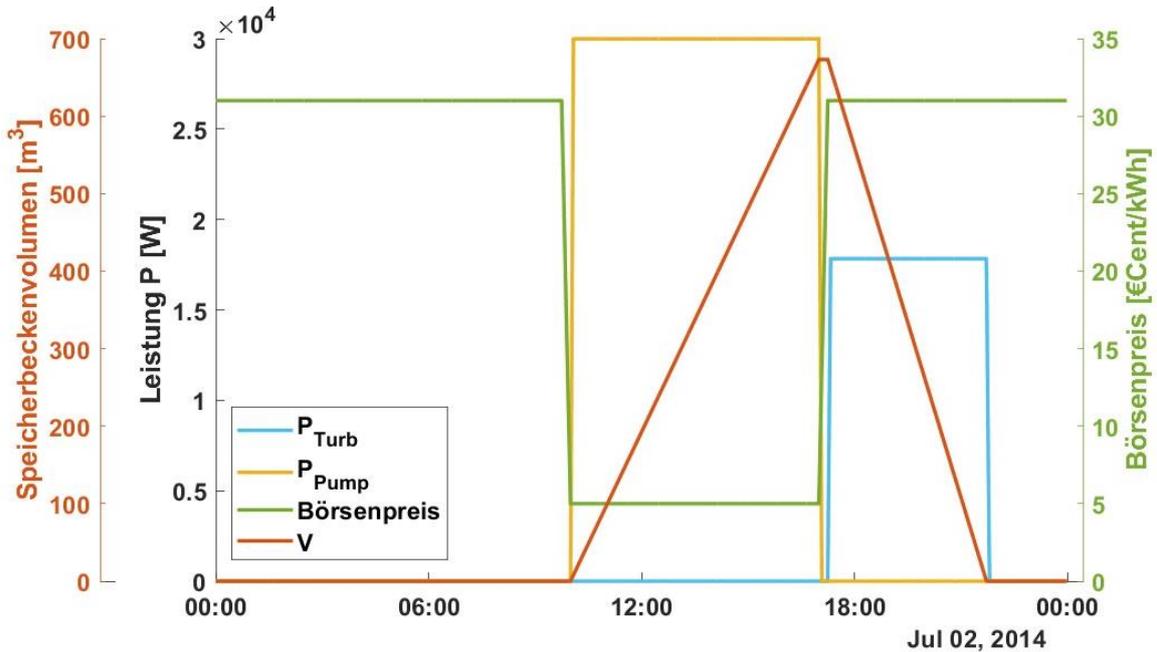


Abbildung 64: Beispielhafte simulierte Leistungsbilanz des drehzahlgeregelten Mikropumpspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt mit Lastprofil, Speicherbeckenvolumen sowie Pumpen- und Turbinenleistung für einen Zyklus pro Tag

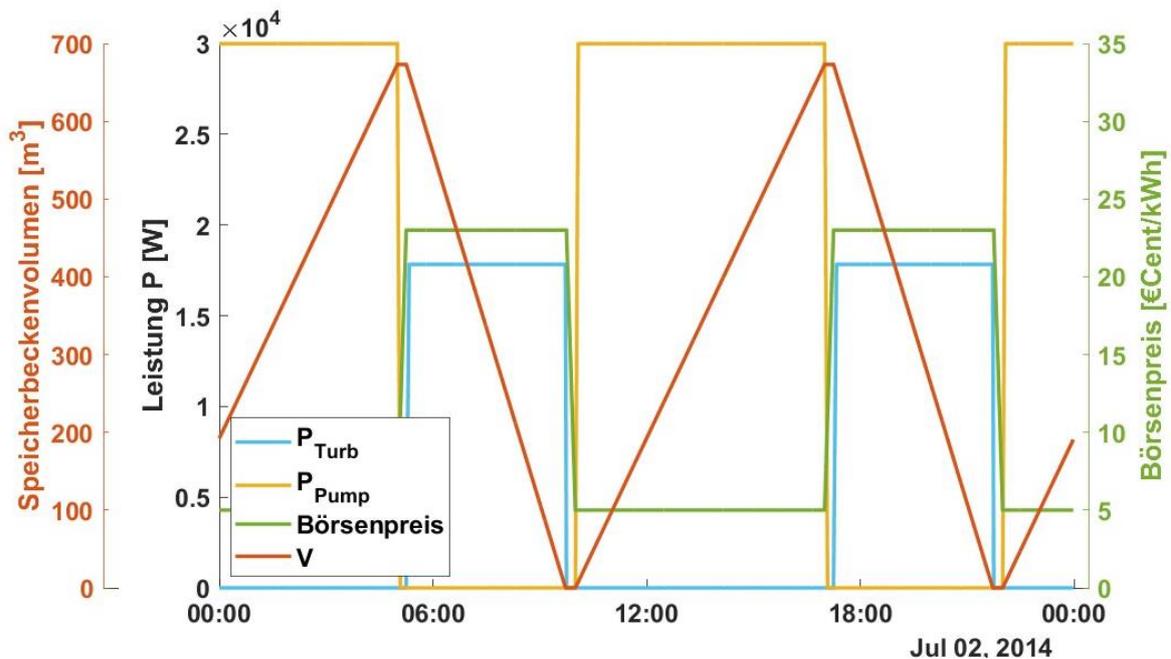


Abbildung 65: Beispielhafte simulierte Leistungsbilanz des drehzahlgeregelten Mikropumpspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt

mit Lastprofil, Speicherbeckenvolumen sowie Pumpen- und Turbinenleistung für zwei Zyklen pro Tag

Abbildung 65 zeigt ebenfalls einen beispielhaften Verlauf für die Strommarktteilnahme, nur bei zwei möglichen Zyklen pro Tag. Deshalb wird nun angenommen, dass der Strom nicht nur bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien zur Mittagszeit kostengünstig ist, sondern auch nachts, wenn wenig Energie aus dem Netz benötigt wird.

Tabelle 15 zeigt die Ergebnisse der beiden beispielhaften Szenarien, dem Speicherbetrieb bei einem bzw. zwei Zyklen pro Tag. Zu finden sind die nötigen Energieverkaufspreise bei einem festgelegten Einkaufspreis für das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsgrenze für einen und zwei Zyklen pro Tag. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde nach der VDI2067 über die Annuitätenmethode berechnet, der Zinssatz und die Teuerungsrate wurden wie beim Eigenstromkonzept auf 2 % gesetzt (vgl. Kapitel 5.2).

Tabelle 15: Benötigter Ein- und Verkaufspreis der Energie für das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle

Zyklen pro Tag	Einkaufspreis	Verkaufspreis
1	0,05 €/kWh	0,31 €/kWh
1	0,15 €/kWh	0,58 €/kWh
2	0,05 €/kWh	0,23 €/kWh
2	0,15 €/kWh	0,51 €/kWh

Vergleicht man die Ergebnisse in Tabelle 15 mit den Ergebnissen des Eigenstromkonzeptes für verschiedene Spotmarktpreise, liegt die Differenz der beiden in einem ähnlichen Bereich wie die in Abbildung 62 dargestellte Steigerung der LCOE beim Eigenstromkonzept. Die Wirtschaftlichkeit beider Systeme ergibt sich aus einer Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis. Beim Eigenstromkonzept entsteht die Differenz aus dem möglichen alternativen Direktverkauf der von der PV-Anlage erzeugten Energie und dem Strombezugspreis, mit dem normalerweise die Energie zur Deckung des Energiebedarfs bezogen werden müsste. Bei der Teilnahme am Strommarkt entsteht die Differenz aus dem Preis, zu dem die Energie zugekauft werden muss, und dem Preis, zu dem die Energie nach der Speicherung wieder verkauft werden kann. Im Grunde genommen basiert die Wirtschaftlichkeit beider Systeme somit auf einem sehr ähnlichen Prinzip, nur dass die Energie aus verschiedenen Quellen kommt und somit sich auch die Preise am Markt unterscheiden.

Wie bei dem Eigenstromkonzept hat der Wirkungsgrad des Pumpspeichers erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit bei hohen Energiebezugspreisen. Steigt z.B. der Einkaufspreis von 5 auf 15 €Cent/kWh bei einem Zyklus pro Tag, erhöht sich der benötigte Verkaufspreis um 27 €Cent/kWh von 31 €Cent/kWh auf 58 €Cent/kWh. Ähnlich verhält es sich beim Eigenstromkonzept: Steigt der Preis für die die PV-Energie, die direkt verkauft

werden könnte, von 5 auf 15 €Cent/kWh, so würden sich die LCOE von 31 €Cent/kWh auf 58 €Cent/kWh erhöhen (vgl. Abbildung 62). Bei beiden Konzepten spielt der Wirkungsgrad die tragende Rolle. Der Gesamtwirkungsgrad lag in diesem Beispiel bei ca. 38 %. Teilt man die Steigerung des Einkaufspreises von ca. 10 €Cent/kWh durch den Wirkungsgrad, ergibt sich in etwa die Steigerung des benötigten Verkaufspreises von ca. 27 €Cent/kWh. Dies wurde in Kapitel 6.4.3 schon für das Eigenstromprinzip behandelt und verhält sich auch bei der Strommarktteilnahme analog zu Formel 6.3. Bei zwei Zyklen pro Tag verhält es sich ähnlich, nur dass die benötigten Verkaufspreise mit jeweils 23 (bei 5 €Cent/kWh Einkaufspreis) und 51 €Cent/kWh (bei 15 €Cent/kWh Einkaufspreis) etwas niedriger ausfallen.

6.5.1 Mögliches Szenario für die direkte Teilnahme am Strommarkt

Da Deutschland einen starken Ausbau von erneuerbaren Energien anstrebt, könnte sich im Laufe der nächsten Jahre die Möglichkeit für einen wirtschaftlichen Betrieb für das Konzept der Teilnahme am Strommarkt ergeben. Die Erzeugung von erneuerbaren Energien ist stark volatil und erfolgt meist dezentral. Dadurch könnte in naher Zukunft ein Szenario eintreten, dass bei hoher erneuerbarer Stromerzeugung ein eventuell auch regional auftretender Überschuss an Energie im Stromnetz vorhanden ist. Dies würde unweigerlich zu Abschaltungen oder auch zu zwischenzeitlich sehr günstigen Strompreisen führen. Im Gegensatz dazu würden die Preise in Zeiten mit hoher erneuerbarer Einspeisung steigen. Ein Beispiel hierfür kann z.B. das Wochenende der Kalenderwoche 28 aus dem Jahre 2022 sein.

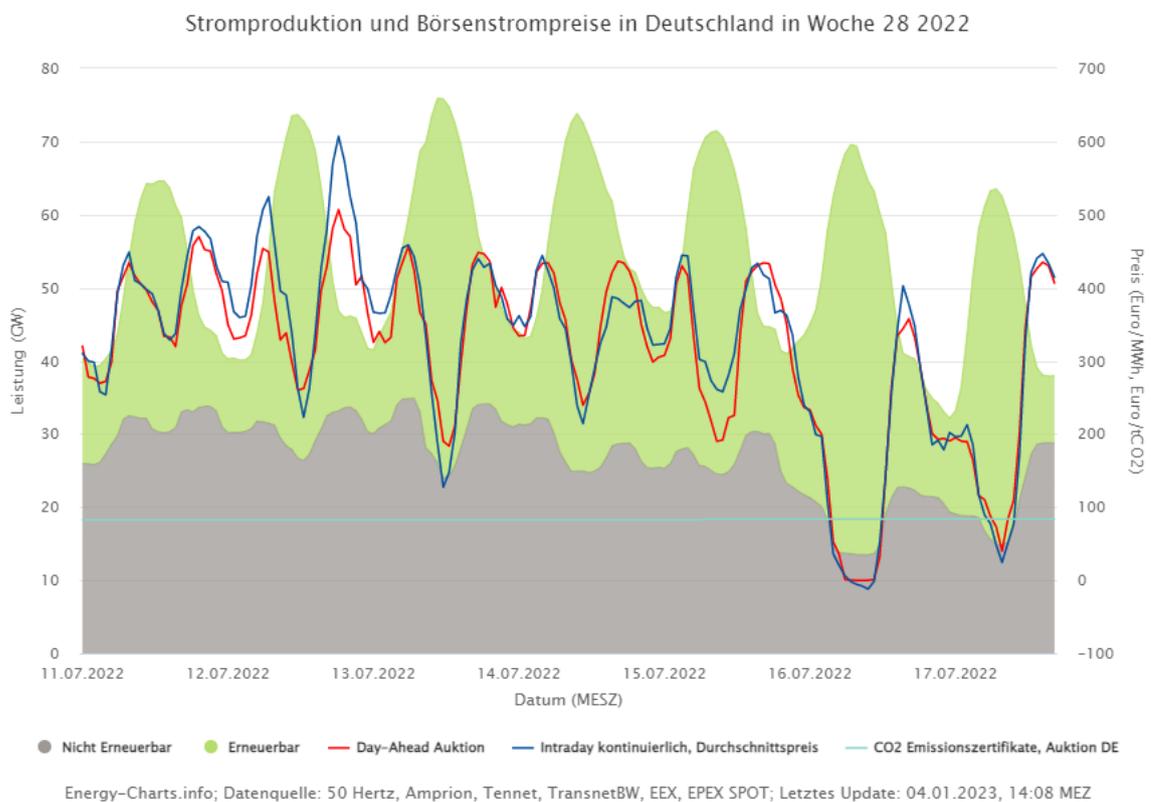


Abbildung 66: Stromproduktion und Börsenstrompreis der KW 28 des Jahres 2022 [92]

Abbildung 66 zeigt die Preise der Day-Ahead Auktion sowie den Intraday Durchschnittspreis. Ersichtlich ist, dass die Erneuerbaren vor allem zur Mittagszeit einen hohen Anteil haben. Während unter der Woche die Nachfrage nach Energie relativ hoch ist, lässt diese (wahrscheinlich durch Wegfall der Industrie) am Wochenende stark nach. Es ergeben sich somit zeitweise sehr günstige Strompreise von samstags zeitweise um die 0 €/MWh und sonntags von etwa 20 €/MWh. In Zeiten, in denen die Erneuerbaren kaum Energie produzieren, steigen die Preise dann stark an auf etwa 400 €/MWh. Die Differenz der Preise erreicht also bis zu 40 €Cent/kWh. Gerade die zeitweise so günstigen Preise bei 0 bis 2 €Cent/kWh und die zeitweise hohen Preise von fast 40 €Cent/kWh begünstigen den Betrieb eines MPS.

Abbildung 67 und Abbildung 68 zeigen den Tagesverlauf bei Anwendung eines MPS mit Teilnahme am Spotmarkt. Fällt der Preis unter einen definierten Wert (in diesem Beispiel 11 €Cent/kWh), wird der Pumpbetrieb aktiviert, bis die Preisschwelle wieder überschritten wird. Bei Preisen oberhalb eines bestimmten Wertes (in diesem Beispiel 33 €Cent/kWh) ist der Turbinenbetrieb aktiv.

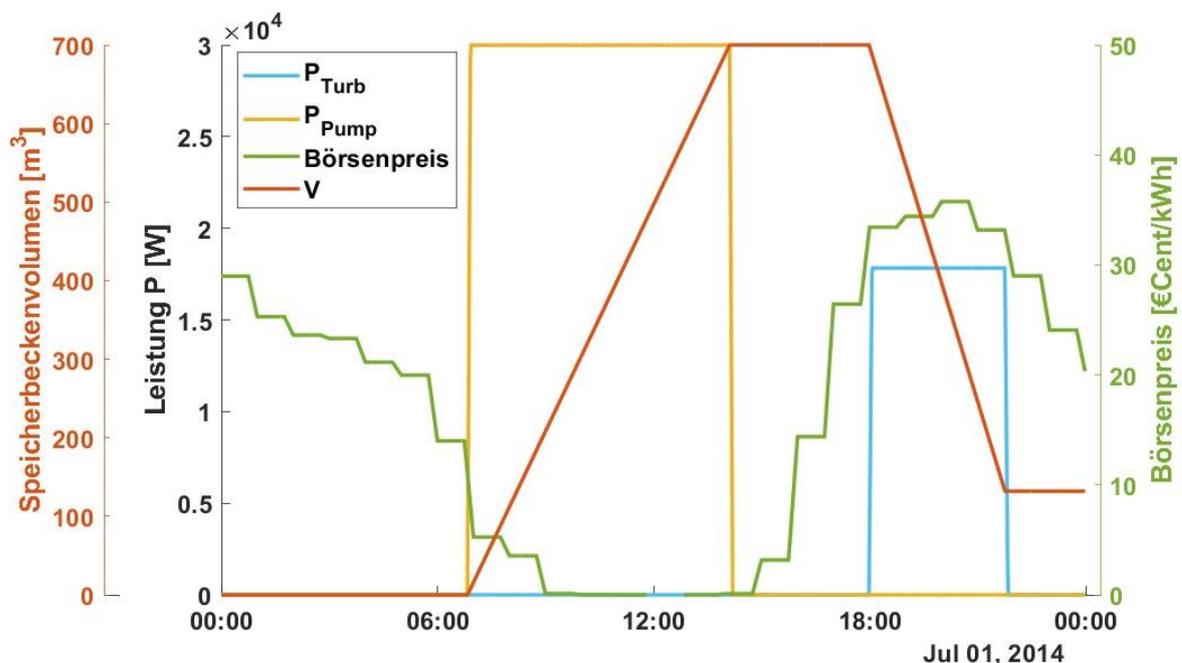


Abbildung 67: Simulierte Leistungsbilanz des drehzahlgeregelten Mikropumpspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt mit Lastprofil, Speicherbecken volumen sowie Pumpen- und Turbinenleistung für Börsenstrompreise des 16. Juli 2022

Um die Wirtschaftlichkeit des Konzeptes einordnen zu können, wurde nun angenommen, dass für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr sich die Preise am Spotmarkt (sich wiederholend) wie an den beiden dargestellten Tagen über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren verhalten würden. Anschließend wurde eine Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI2067, wieder mit den Werten der in Kapitel 6.2 wirtschaftlichsten PAT, der KSB 8065200 bei Drehzahlregelung über den vorher genannten Betrachtungszeitraum

durchgeführt. Die Ergebnisse sind relativ ernüchternd. Zwar ergibt sich aufgrund der großen Preisspanne zwischen Ein- und Verkaufspreis von bis zu 40 €/Cent/kWh eine Wirtschaftlichkeit mit einer positiven Annuität von ca. 1000 € pro Jahr, doch beträgt die Amortisationszeit für das System immer noch ca. 21 Jahre. Ein großes Problem bei der Einordnung dieses Ergebnisses ist die Unsicherheit der Preise am Spotmarkt. Es ist schwer zu sagen, wie sich die Preise am Spotmarkt über einen solch langen Zeitraum entwickeln. Für die Anwendung dieses Konzeptes bleibt also abzuwarten, wie sich der Energiemarkt in Zukunft entwickelt.

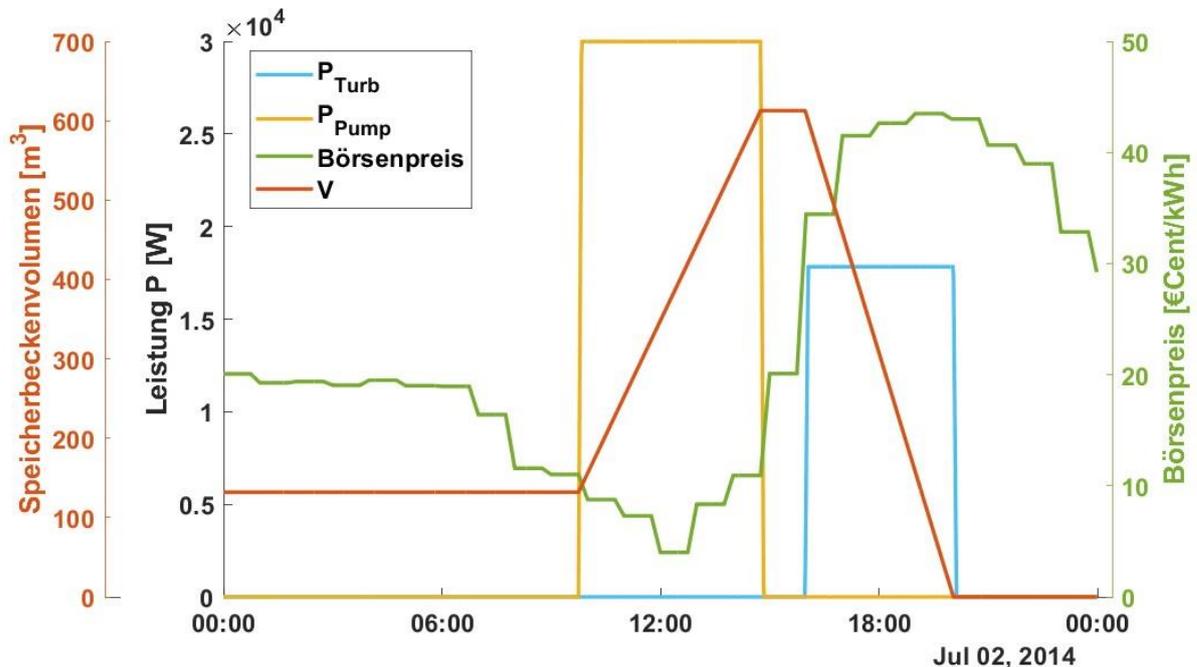


Abbildung 68: Simulierte Leistungsbilanz des drehzahlgeregelten Mikropumpenspeicher-kraftwerks mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt mit Lastprofil, Speicherbecken-volumen sowie Pumpen- und Turbinenleistung für Börsenstrompreise des 17. Juli 2022

6.5.2 Fazit: Einfluss der Energiepreisentwicklung auf die Wirtschaftlichkeit bei direkter Teilnahme des Mirko-Pumpenspeicher-Kraftwerks am Strommarkt

Das Fazit der Strommarktteilnahmen fällt durch die Analogie zum Eigenstromkonzept relativ kurz aus. Im Grunde genommen ist bei beiden Systemen die Differenz aus den Kosten der einspeicherbaren Energie und dem Erlös der aus dem Speicher wieder entnommenen Energie für die Wirtschaftlichkeit ausschlaggebend. Der Unterschied ist nur die Herkunft der einspeicherbaren Energie (Eigenstrom: PV-Anlage, Strommarktteilnahme: Zukauf aus dem Strommarkt bei niedrigen Energiepreisen) und die Nutzung der aus dem Speicher entnommenen Energie (Eigenstrom: Selbstverbrauch und Verringerung des Netzbezuges, Strommarktteilnahme: Verkauf am Strommarkt bei hohen Energiepreisen). Analog zum Eigenstromkonzept verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit bei hohen Kosten für die einspeicherbare Energie und einer geringen Differenz aus Ein- und Verkaufspreis. Solch hohe Kosten können sowohl durch hohe Einkaufskosten als auch durch einen

geringen Gesamtwirkungsgrad des MPS entstehen, weil so ein erheblicher Teil der Energie beim Ein- und Ausspeichern verloren geht, was letztendlich zu einem Anstieg des benötigten Verkaufspreises führt.

Ein mögliches Szenario mit einer kleinen positiven wirtschaftlichen Bilanz wurde oben dargestellt. Dabei wurde die sehr optimistische Annahme getroffen, dass der Energiemarkt sich über 20 Jahre wie an zwei für eine Strommarktteilnahme des MPS günstigen Tagen des Jahres 2022 verhält. Bei einer Amortisationszeit von 21 Jahren ist jedenfalls die Unsicherheit am Energiemarkt über einen solch langen Zeitraum zu groß, um eine Empfehlung für die Teilnahme am Strommarkt auszusprechen.

7 Gesamtfazit

In der vorliegenden Arbeit wurden die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eines Kleinstpumpspeichers mit Pumpe-als-Turbine für zwei Nutzungskonzepte ausführlich untersucht. Aufgrund der Vielzahl an Faktoren, die den Betrieb und letztendlich auch die Wirtschaftlichkeit eines MPS mit einer PAT beeinflussen, wurden die wichtigsten Einflussfaktoren identifiziert und schrittweise optimiert, so dass ein Leitfaden für einen wirtschaftlichen Einsatz eines Kleinstpumpspeichers mit Pumpe-als-Turbine erarbeitet werden konnte.

Am Beispiel des Eigenverbrauchs Konzeptes konnte für einen kleinen Industriebetrieb (Milchbauer) mit einer bereits existierenden PV-Anlage unter Anwendung eines MPS (basierend auf der Zentrifugalpumpe KSB50160) zur Optimierung des Eigenstromverbrauches die Drehzahlregelung mittels eines FUM als technisch sowie wirtschaftlich sinnvollste Betriebsstrategie ermittelt werden. Der Betrieb bei einer festen Drehzahl als auch die Drosselregelung sind, außer im ohnehin unwirtschaftlichen Bereich, der Drehzahlregelung unterlegen.

Basierend auf der Drehzahlregelung mittels Frequenzumrichter wurden 11 aussichtsreiche Kreiselpumpenmodelle an einem fiktiven Standort unter optimalen Voraussetzungen für verschiedene Last- und Erzeugungsszenarien untersucht. Der Leistungsbereich lag dabei zwischen 11 und 37 kW. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist darauf zu achten, dass aufgrund der geringen Verfügbarkeit von gemessenen Turbinencharakteristiken zum Teil auf berechnete Kennfelder zurückgegriffen werden musste. Die dabei erzielten Ergebnisse verdeutlichen, dass vor allem bei sehr kleinen Leistungen von unter 22 kW aufgrund der hohen spez. Kosten kaum ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, was vor allem Standorte mit geringen Last- und Erzeugungsprofilen und kleinen Fallhöhen unattraktiv macht. Die Fallhöhe im Zusammenspiel mit dem Speicherbeckenvolumen definiert den energetischen Speicherinhalt. Die wirtschaftlichsten Werte werden hierbei bei Fallhöhen ab ca. 70 m und Speicherbeckenvolumen von 400 m³ erreicht, wobei eine darüber hinausgehende Erhöhung der Fallhöhe und Vergrößerung des Speicherbeckens nur noch eine geringe positive Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit haben. Zudem bleibt zu beachten, dass bei Kreiselpumpen auf ein ausgewogenes Verhältnis von Druck (bedingt durch Fall- und Förderhöhe) zum Durchfluss zu beachten ist. Bei sehr großen Fallhöhen und geringen Durchflüssen kann auf mehrstufige Kreiselpumpen zurückgegriffen werden, da einstufige Kreiselpumpen in diesem Bereich nur sehr geringe Wirkungsgrade aufweisen. Bei der Standortwahl wird aber ein Standort, bei dem der Einsatz einer einstufigen Kreiselpumpe mit passendem Q/H-Verhältnis möglich ist, höchstwahrscheinlich ein besseres wirtschaftliches Ergebnis erzielen als ein Standort mit einer mehrstufigen Kreiselpumpe. Das lässt sich auf höhere Bauteilkosten und einen oft geringfügig schlechteren Gesamtwirkungsgrad zurückführen. Das beste wirtschaftliche Ergebnis erzielte die KSB8065200 mit einem LCOE von 29,2 €Cent/kWh bei einer Fallhöhe von ca. 70 m. Diese Berechnungen beruhen aber auf der Annahme, dass bereits ein Speicherbecken existiert und das zweite als Folienbecken (ähnlich wie bei einer Beschneiungsanlage) realisiert wird. Insgesamt kommen

also aufgrund der Vielzahl an Anforderungen an den Standort (PV-Anlage, Speicherbecken, Fallhöhe, Energieverbrauch) nur eine geringe Anzahl an Standorten in Frage.

Bei Interpretation dieses Ergebnisses ist es zudem wichtig, den möglichen direkten Verkaufspreis der von der PV-Anlage erzeugten Energie mit einzubeziehen, welcher mit 3,66 €/kWh angenommen wurde. Allgemein können Speichertechnologien mit geringeren Wirkungsgraden (maximal erreichter Wirkungsgrad ca. 42 %) nur bei geringen Kosten für die einspeicherbare Energie die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreichen. So wird die Wirtschaftlichkeit nicht nur maßgeblich durch die Differenz aus den Kosten der ein- und ausgespeicherten Energie beeinflusst, sondern auch vom Speicherwirkungsgrad und der Höhe der Kosten der eingespeicherten Energie. Da diese alternativ direkt verkauft werden könnte, wird dies als entgangener Gewinn in einer Wirtschaftlichkeitsberechnung einbezogen. Ist der Gesamtwirkungsgrad des Speichers niedrig, geht beim Ein- und Ausspeichervorgang eine erhebliche Menge an Energie verloren. Vor allem bei hohen Preisen für die eingespeicherte Energie führt dies zu einer erheblichen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit.

Auch wenn die Preise an den Energiemärkten in den Jahren 2012 bis 2020 relativ konstant blieben, machen die erheblichen Preisschwankungen in den Jahren 2021 bis 2023 deutlich, dass vor allem für lange Zeiträume Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit langen Amortisationszeiten mit großen Unsicherheiten versehen sind. Da insgesamt bei Energiespeichern aufgrund der derzeitigen Marktsituation verhältnismäßig lange Amortisationszeiten auftreten, ist eine Investition in diese derzeit mit einem hohen Risiko verbunden.

Die durchgeführte Analyse der direkten Teilnahme eines Kleinstpumpspeichers an der Strombörse bestätigt die bisherigen Ergebnisse. Auch hier wird die Wirtschaftlichkeit maßgeblich durch die Differenz zwischen Ein- und Verkaufspreis der ein- und ausgespeicherten Energie sowie der Höhe der Kosten der einspeicherbaren Energie bestimmt. Ein erheblicher Unterschied liegt jedoch darin, dass mehr Standorte in Frage kommen. So wird z.B. kein PV-System und kein direkter Verbraucher mehr benötigt, was die Standortwahl erheblich erleichtert. Trotzdem beträgt selbst bei Betrachtung eines besonders aussichtsreichen Szenarios, bei dem die Strompreise bei hohem regenerativem Anteil zeitweise um die 0 €/Cent/kWh und bei niedrigem regenerativem Anteil zeitweise bei ca. 50 €/Cent/kWh liegen, die Amortisationszeit bei einem Betrachtungszeitraum von 30 Jahren noch 21 Jahre. Auch wurden bei diesem Ergebnis keine Kosten für den Stromhandel bzw. einen Dienstleister für den Stromhandel mit einbezogen. Diese würden bei einem Betrieb noch hinzukommen und den ohnehin unattraktiven Amortisationszeitraum von 21 Jahren nochmals verlängern.

Die bedeutendste Alternativtechnologie zum Kleinstpumpspeicher ist der Batteriespeicher. Dieser weist im Gegensatz zum MPS meist einen sehr hohen Einspeicher-, Ausspeicher- und damit auch Gesamtwirkungsgrad auf. Hohe Kosten für die einspeicherbare Energie haben bei einem Batteriespeicher eine erheblich geringere Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit als bei einem Kleinstpumpspeichersystem. Es besteht also, vor allem im Vergleich mit einem MPS, eine ausgeprägtere Unabhängigkeit von den Schwankungen an den Ener-

giemärkten. Der größte Nachteil bei einem Batteriespeicher ist momentan die Lebensdauer. Diese wird nicht nur durch die kalendarische, sondern auch durch die zyklische Alterung maßgeblich beeinflusst und Hersteller halten sich mit genauen Angaben dazu meist zurück. Während die meisten Komponenten bei einem Pumpspeichersystem eine Lebensdauer von 20 Jahren oder mehr aufweisen, ist dies für einen Batteriespeicher aus heutiger Sicht schwer zu erreichen.

Neben dem hohen Gesamtwirkungsgrad ist ein weiterer großer Vorteil des Batteriespeichers die mögliche weitere Preissenkung bei Batteriezellen. Sind die Preise für Batteriezellen in den letzten Jahren auf ca. 150 \$/kWh (Stand 2022) gefallen, zahlen Endkunden für kleine Komplettsysteme immer noch um die 1000 €/kWh Nutzspeichereinheit. Sollten die gesunkenen Zellenpreise in Zukunft an den Endkunden weitergereicht werden, wirkt sich auch die vergleichsweise kürzere Lebensdauer nicht mehr so stark auf die Wirtschaftlichkeit aus, weil dann die Ersatzinvestitionen günstiger werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Technologie Kleinstpumpspeicher mit Pumpe-als-Turbine aufgrund der Vielzahl an Standortvoraussetzungen und dem im Vergleich mit vielen anderen Speichertechnologien eher mäßigen Wirkungsgrad wahrscheinlich immer eine Nischentechnologie bleiben wird. Greift man jedoch die Aussage der Einleitung nochmals auf, dass jede Speichertechnologie einzigartige Eigenschaften besitzt und generell die Anforderungen an Speichertechnologien vielfältig sind, kann ein Kleinstpumpspeicher in Einzelfällen dennoch sinnvoll eingesetzt werden und somit seinen Teil zu einer Lösung der Speicherproblematik beitragen.

8 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „BMWK,“ 23 August 2023. [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>.
- [2] Fraunhofer ISE, „Photovoltaics Report,“ [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>. [Zugriff am 01 Juni 2020].
- [3] S. Enkhardt, „Photovoltaik-Anlagen dürfen nach Ende der EEG-Förderung nicht einfach „wild einspeisen“,“ 01 August 2019. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2019/08/01/pv-anlagen-duerfen-nach-ende-der-eeg-foerderung-nicht-einfach-wild-einspeisen/>. [Zugriff am 01 Juni 2020].
- [4] Statista, Bundesnetzagentur (SMARD Strommarktdaten); ENTSO-E; EPEX SPOT, „Börsenstrompreis am EPEX-Spotmarkt für Deutschland/Luxemburg,“ 2020. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/289437/umfrage/strompreis-am-epex-spotmarkt/>. [Zugriff am 01 Juni 2020].
- [5] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, „Bundesnetzagentur—Monitoringbericht,“ 2019. [Online]. Available: https://bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf. [Zugriff am 01 Juni 2020].
- [6] Eurostat, Statista, „Strompreise* für Haushalte in den Ländern der EU-28 im Jahr 2018,“ 2018. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/197196/umfrage/elektrizitaetspreise-ausgewaehlter-europaeischer-laender/>. [Zugriff am 01 Juni 2020].
- [7] F. Cebulla, J. Haas, J. Eichman, W. Nowak und P. Mancarella, „How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany,“ J. Clean. Prod., 2018, 181, 449–459. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.01.144>.
- [8] A. Rohit, K. Devi und S. Rangnekar, „An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part I—Technologies and Comparison,“ J. Energy Storage 2017, 13, 10–23.. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.06.005>.

-
- [9] J. Gülich, Kreiselpumpen;, Berlin/Heidelberg, Deutschland: Springer, 2013; Volume 4. .
- [10] J. Giesecke, Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb, Berlin, 2014: Springer, 2014 (S. 534). .
- [11] A. Morabito und P. Hendrick, „Pump as turbine applied to micro energy storage and smart water grids: A case study,“ *Applied Energy*, (241), 567-579, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.018>.
- [12] L. Wang, S. Ntiri Asomani, J. Yuan und D. Appiah, „Geometrical Optimization of Pump-As-Turbine (PAT): Impellers for Enhancing Energy Efficiency with 1-D Theory,“ *Energies*, (13), 4120, 2020. [Online]. Available: DOI:10.3390/en13164120.
- [13] Leroy Somer, „Dyneo Motoren,“ [Online]. Available: https://www.leroysoomerservice.de/wp-content/uploads/DyneoMotoren_de.pdf. [Zugriff am 15 März 2023].
- [14] Momentum Technologies GmbH, „Warum haben Synchron-Trommelmotoren einen höheren Wirkungsgrad als asynchrone Motoren?,“ [Online]. Available: <https://www.momentum-tec.de/blog/2021/07/29/warum-haben-synchron-trommelmotoren-einen-hoeheren-wirkungsgrad-als-asynchrone-motoren/>. [Zugriff am 17 März 2023].
- [15] M. Burghard, „Funktion der Drehzahlregelung,“ *Fachjournal Gebäudeautomation*, pp. 112-115, 2010.
- [16] Belmo Frequenzumrichter, „Was ist ein Frequenzumrichter,“ [Online]. Available: <https://www.blemo.com/was-ist-ein-frequenzumrichter/> . [Zugriff am 20 März 2023].
- [17] V. Quaschnig, Wasserkraft. Regenerative Energiesysteme, Munich, Germany: Carl Hanser Verlag, 2015; Volume 9, pp. 327–346..
- [18] M. S. K. R. W. T. S. D. Plenz M., Technische Grundlagen und Umsetzungsvarianten eines Pumpspeichers am Elbe-Seitenkanal, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [19] S. I. Sterner M., Energiespeicher, Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [20] Statista, Wikipedia, „Wichtigste Pumpspeicherkraftwerke weltweit nach installierter Leistung im Jahr 2020,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/310305/umfrage/wichtigste-pumpspeicherkraftwerke-weltweit-nach-installierter-leistung>. [Zugriff am 12 Juli 2022].

-
- [21] A. Caravetta, S. D. Houreh und H. M. Ramos, *Pumps as Turbines: Fundamentals and Applications*, Schweiz: Springer International Publishing, 2018.
- [22] C.A.R.M.E.N. e.V., „Marktübersicht Batteriespeicher,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktuebersicht-batteriespeicher/>. [Zugriff am 30 Januar 2023].
- [23] S. R. Käbitz, „Untersuchung der Alterung von Lithium-Ionen-Batterien mittels Elektroanalytik und elektrochemischer Impedanzspektroskopie,“ 21 Dezember 2016. [Online]. Available: <http://publications.rwth-aachen.de/record/680923/files/680923.pdf>.
- [24] D. U. Sauer, „Alterung von Lithium-Ionen-Batterien - Auswirkungen und Wirkmechanismen,“ Dezember 2017. [Online]. Available: » https://www.researchgate.net/publication/321596691_Alterung_von_Lithium-Ionen-Batterien_-_Auswirkungen_und_Wirkmechanismen.
- [25] Mathworks, „Trapezoidal Numerical Integration (r2021a),“ [Online]. Available: <https://de.mathworks.com/help/matlab/ref/trapz.html>. [Zugriff am 2021 September 01].
- [26] Verein Deutscher Ingenieure e.V., *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung, VDI2067*, Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2012.
- [27] K. Branker, M. Pathak und J. Pearce, „A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity,“ *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2011, 15, 4470–4482. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>.
- [28] European Energy Exchange AG, „EEX Group,“ [Online]. Available: <https://www.eex.com/en/eex-ag/part-of-eex-group>. [Zugriff am 24 August 2023].
- [29] EON AG, „Strombörse: So funktioniert der Strommarkt in Deutschland,“ [Online]. Available: <https://www.eon.de/de/gk/energiewissen/stromboerse.html>. [Zugriff am 24 August 2023].
- [30] EEX Group, „Leistungs- und Leistungsverzeichnis der EEX AG Version 0109a,“ 2023 April 04. [Online]. Available: https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Price_Lists/20230404_Preisverzeichnis_EEX_AG_0109a_D_FINAL.pdf. [Zugriff am 24 August 2023].
- [31] ELE Verteilnetz GmbH, „Ausgeförderte EEG-Anlagen,“ [Online]. Available: <https://www.evng.de/ausgefoerderte-eeg-anlagen.html>. [Zugriff am 16 März 2023].

-
- [32] M. Ramos, A. Dadfar, M. Basharat und K. Adeyeye, „Inline pumped storage hydropower towards smart and flexible energy recovery in water networks,“ *Water* 2020, 12, 2224. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/w12082224>.
- [33] M. De Marchis, C. Fontanazza, G. Freni, A. Messineo, B. Milici, E. Napoli, V. Notaro, V. Puleo und A. Scopa, „Energy recovery in water distribution networks. Implementation of pumps as turbine in a dynamic numerical model,“ *Procedia Eng.* 2014, 70, 439–448. . [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2014.02.049>.
- [34] S. Spedaletti, M. Rossi, G. Comodi, D. Salvi und M. Renzi, „Energy recovery in gravity adduction pipelines of a water supply system (WSS) for urban areas using Pumps-as-Turbines (PaTs),“ *Sustain. Energy Technol. Assess.* 2021, 45, 101040. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101040>.
- [35] A. Muhammetoglu, E. Karadirek, O. Ozen und H. Muhammetoglu, „Full-Scale PAT Application for Energy Production and Pressure Reduction in a Water Distribution Network,“ *J. Water Resour. Plan. Manag.* 2017, 143, 04017040. [Online]. Available: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0000795](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000795).
- [36] A. Carravetta, G. Del Giudice, O. Fecarotta und M. Ramos, „Pump as Turbine (PAT) design in water distribution network by system effectiveness,“ *Water* 2013, 5, 1211–1225. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/w5031211>.
- [37] O. Fecarotta, H. Ramos, S. Derakhshan, G. Del Giudice und A. Carravetta, „Fine tuning a PAT hydropower plant in a water supply network to improve system effectiveness,“ *J. Water Resour. Plan. Manag.* 2018, 144, 04018038. [Online]. Available: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0000961](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000961).
- [38] H. Ramos, A. McNabola, P. Lopez-Jimenez und M. Perez-Sanchez, „Smart water management towards future water sustainable networks,“ *Water* 2020, 12, 58.. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/w12010058>.
- [39] A. Carravetta, G. Del Giudice, O. Fecarotta und H. Ramos, „Energy production in water distribution networks: A PAT design strategy,“ *Energies* 2013, 6, 411–424. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en6010411>.
- [40] C. Madeira, F. Fernandes, M. Perez-Sanchez, P. Lopez-Jimenez, M. Ramos und P. Branco, „Electro-hydraulic transient regimes in isolated pumps working as turbines with self-excited induction generators,“ *Energies* 2020, 13, 4521.. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en13174521>.
- [41] M. Stefanizzi, T. Capurso, G. Balacco, M. Binetti, S. Camporeale und M. Torresi, „Selection, control and techno-economic feasibility of Pumps as Turbines in Water

Distribution Networks," *Renew. Energy* 2020, 162, 1292–1306.. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.108>.

- [42] F. Moazeni und J. Khazaei, „Optimal energy management of water-energy networks via optimal placement of pumps-as-turbines and demand response through water storage tanks," *Appl. Energy* 2021, 283, 116335. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116335>.
- [43] G. Balacco, M. Binetti, L. Caggiani und M. Ottomanelli, „A Novel Distributed System of e-Vehicle Charging Stations Based on Pumps as Turbine to Support Sustainable Micromobility," *Sustainability* 2021, 13, 1847. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/su13041847>.
- [44] T. Anilkumar, S. Simon und N. Padhy, „Residential electricity cost minimization model through open well-pico turbine pumped storage system," *Appl. Energy* 2017, 195, 23–35. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.020>.
- [45] D. Borkowski, „Analytical model of small hydropower plant working at variable speed," *IEEE Trans. Energy Convers.* 2018, 33, 1886–1894.. [Online]. Available: DOI:10.1109/TEC.2018.2849573.
- [46] S. Barbarelli, M. Amelio und G. Florio, „Predictive model estimating the performances of centrifugal pumps used as turbines," *Energy* 2016, 107, 103–121. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.122>.
- [47] K. Vasudevan, V. Ramachandaramurthy, V. Gomathi, J. Ekanayake und S. Tiong, „Modelling and simulation of variable speed pico hydel energy storage system for microgrid applications," *J. Energy Storage* 2019, 24, 100808. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100808>.
- [48] M. Mohanpurkar, A. Ouroua, R. Hovsepian, Y. Luo, M. Singh, E. Muljadi, V. Gevorgian und P. Donalek, „Real-time co-simulation of adjustable-speed pumped storage hydro for transient stability analysis," *Electr. Power Syst. Res.* 2018, 154, 276–286.. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.08.010>.
- [49] J. Schmidt, W. Kemmetmüller und A. Kugi, „Modeling and static optimization of a variable speed pumped storage power plant," *Renew. Energy* 2017, 111, 38–51. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.055>.
- [50] A. Stoppato, A. Benato, N. Destro und A. Mirandola, „A model for the optimal design and management of a cogenartion system with energy storage," *Energy Build.* 2016, 124, 241–247. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.09.036>.

-
- [51] T. Ma, H. Yang, L. Lu und J. Peng, „Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno economic optimization,“ *Appl. Energy* 2015, 137, 649–659.. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.005>.
- [52] W. Yang und J. Yang, „Advantage of variable-speed pumped storage plants for mitigating wind power variations: Integrated modelling and performance assessment,“ *Appl. Energy* 2019, 237, 720–732. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.090>.
- [53] M. Simao und H. Ramos, „Hybrid pumped hydro storage energy solutions towards wind and PV integration: Improvement on flexibility, reliability and energy costs,“ *Water* 2020, 12, 2457. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/w12092457>.
- [54] C. Alatorre-Frenk, *Cost Minimization in Microhydro Systems Using Pumps-as-Turbines*, Coventry, England: University of Warwick Coventry, 1994; pp. 55–113.
- [55] S. Derakhshan und A. Nourbakhsh, „Experimental study of characteristic curves of centrifugal pumps working as turbine in different specific speeds,“ *Exp. Therm. Fluid Sci.* 2008, 32, 800–807. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2007.10.004>.
- [56] S. Yang, S. Derakhshan und F. Kong, „Theoretical, numerical and experimental prediction of pump as turbine performance. *Renew,“ Energy* 2012, 48, 507–513. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.002>.
- [57] T. Lin, Z. Zhu, X. Li, J. Li und Y. Lin, „Theoretical, experimental, and numerical methods to predict the best efficiency point of centrifugal pump as turbine,“ *Renew. Energy* 2021, 168, 31–44. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.040>.
- [58] F. Pugliese, F. De Paola, N. Fontana, M. Giugni und G. Marini, „Experimental characterization of two Pumps as Turbines. *Renew,“ Energy* 2016, 99, 180–187. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.051>.
- [59] M. Stefanizzi, M. Torresi, B. Fortunato und S. Camporeale, „Experimental investigation and performance prediction modeling of a single stage centrifugal pump operation as turbine,“ *Energy Procedia* 2017, 126, 589–596. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.08.218>.
- [60] M. Renzi, A. Nigro und M. Rossi, „A methodology to forecast the main non-dimensional performance parameters of pumps-as-turbines (PaTs) operating at Best Efficiency Point (BEP),“ *Renew. Energy* 2020, 160, 16–25. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.165>.

-
- [61] F. Pugliese, N. Fontana, G. Marini und M. Giugni, „Experimental assessment of the impact of number of stages on vertical axis multi-stage centrifugal PATs,“ *Renew. Energy* 2021, 178, 891–903. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.132>.
- [62] T. M. F. F. B. C. S. Stefanizzi M., „Performance prediction model of multistage centrifugal Pumps used as Turbines with Two-Phase Flow,“ *Energy Procedia*, 2018, 148, 408-415. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.102>.
- [63] S. Ye, X. Li, Z. Zhu, L. Li und T. Lin, „Numerical Study of the Energy Flow Characteristics of Multi-Stage Pump as Turbines,“ *Processes* 2022, 10, 2488. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/pr10122488>.
- [64] H. P. Nils Reeh, Interviewee, *Persönliches Gespräch*. [Interview]. 23 März 2023.
- [65] Wiley-VCH GmbH, „Das technologisch Machbare in einer neuen Pumpengeneration verwirklicht,“ 27 April 2018. [Online]. Available: <https://www.chemanager-online.com/news/das-technologisch-machbare-einer-neuen-pumpengeneration-verwirklicht>. [Zugriff am 22 März 2023].
- [66] Hüthig Medien GmbH, „Energieeffizient fördern - Pumpen Herborner Neo,“ [Online]. Available: <https://www.chemietechnik.de/anlagentechnik/foerdertechnik/pumpen-herborner-max.html>. [Zugriff am 22 März 2023].
- [67] KSB AG, „Pump Affinity Laws,“ [Online]. Available: <https://www.ksb.com/centrifugal-pump-lexicon/pump-affinity-laws/191832> . [Zugriff am 17 August 2021].
- [68] B. Huber, „Machbarkeitsanalyse eines Mikro - Pumpspeichers zur Optimierung der Eigenstromabdeckung landwirtschaftlicher Betriebe mit PV - Strom,“ Wissenschaftszentrum Straubing, Straubing, 2017.
- [69] K. J., Interviewee, *Daten PV-Anlage*. [Interview]. 2018.
- [70] S. Nesper, „Energiebedarf undEinsparmöglichkeiten in der Rinderhaltung,“ Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising, Germany, 2014; Volume 1, pp. 7–22..
- [71] MAX LAMB GMBH & CO. KG, „KAT-ABSRIE-0415,“ [Online]. Available: <https://www.lamb.de/fileadmin/KAT-ABSRIE-0415.pdf>. [Zugriff am 28 Januar 2020].

-
- [72] KSB AG, Selecting Centrifugal Pumps; KSB Aktiengesellschaft, Frankenthal, Germany: KSB AG, 2005; Volume 4, pp. 19–31..
- [73] H. Recknagel, E. Sprenger und E.-R. Schramek, Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik, München, Germany: Oldenbourg Industrieverlag, 2008.
- [74] K. Menny, Strömungsmaschinen, Wiesbaden, Germany: Teubner, 1985.
- [75] Mathworks, „Global Optimization Toolbox: Simulated Annealing (r2019a),“ [Online]. Available: <https://de.mathworks.com/help/gads/simulannealbn.html>. [Zugriff am 28 Januar 2020].
- [76] S. Kirkpatrick, C. J. Gelatt und M. Vecchi, „Optimization by simulated annealing,“ *Science*, 220, p. 671–680, 1983.
- [77] G. F. M. o. Finance, „Kalkulationszinssätze für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen GZ II A 3—H 1012-10/07/0001,“ 2020. [Online]. Available: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finzen/Bundeshaushalt/personalkostensaetze-2020-anl.pdf. [Zugriff am 20 November 2021].
- [78] G. de Oliveira e Silva und P. Hendrick, „Pumped hydro energy storage in buildings,“ *Appl. Energy*, p. 1242–1250, 2016, 179.
- [79] Herborner Pumpentechnik GmbH & Co. KG., „Preisliste 2019,“ [Online]. Available: <https://www.herborner-pumpen.de/en/downloads/>. [Zugriff am 20 Mai 2020].
- [80] VEM GmbH, „Preisliste 2021,“ [Online]. Available: www.vem-group.com/fileadmin/content/pdf/Download/Kataloge/Preisliste/2021_VEM_Preisliste_Antriebstechnik.pdf. [Zugriff am 30 Juni 2021].
- [81] G. V.-G. f. A. u. Automation, Interviewe, *Preise für Frequenzumrichter*. [Interview]. 2017.
- [82] M. Arnold, „Technisch-wirtschaftliche Bewertung eines Kleinstpumpspeichers mit Pumpe-als-Turbine für den Standort Hohe Asten,“ TUM Campus Straubing, Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, Straubing, 2023.
- [83] A. R. G. Oliver Klenk, „Pumpen / Turbinenkennlinien,“ 2023.
- [84] A. A. Frederik B., „Turbine für Kleinstpumpspeicher,“ Email, 11 Januar 2023.
- [85] C. Kost, „Study: Levelized Cost of Electricity-Renewable Energy Technologies,“ June 2021. [Online]. Available:
-

<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>.
[Zugriff am 17 August 2021].

- [86] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, „Bundesnetzagentur—Monitoringbericht 2020,“ 2020, pp. 269, 272, 282. [Online]. Available: https://bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf. [Zugriff am 26 August 2021].
- [87] Bundesnetzagentur, „Market—Day-Ahead Prices,“ [Online]. Available: <https://www.smard.de/page/home/marktdaten/>. [Zugriff am 20 Oktober 2021].
- [88] S. Reisinger, „Technisch-wirtschaftliche Betrachtung eines Kleinstpumpspeichers mit Pumpe-als-Turbine und Vergleich mit einem Batteriespeicher,“ TUM Campus Straubing, Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, Straubing, 2023.
- [89] BloombergNEF, „bnef.com,“ Dezember 2022. [Online]. Available: [bnef.com](https://www.bnef.com). [Zugriff am 13 September 2023].
- [90] Bundesnetzagentur (SMARD Strommarktdaten); ENTSO-E; EPEX SPOT; Statista, V. Pawlik, „Börsenstrompreis am EPEX-Spotmarkt für Deutschland/Luxemburg,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/289437/umfrage/strompreis-am-epex-spotmarkt/>. [Zugriff am 16 April 2023].
- [91] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW-Strompreisanalyse,“ [Online]. Available: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>. [Zugriff am 20 März 2023].
- [92] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland,“ [Online]. Available: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE. [Zugriff am 08 August 2023].
- [93] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, „Marktwertübersicht,“ [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>. [Zugriff am 13 März 2023].

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Lauftrad (links) und Kupplung (rechts) einer Kreiselpumpe	7
Abbildung 2:	Wirkungsgrad einer Synchron- und Asynchronmaschine in Abhängigkeit der jeweiligen Drehzahl	11
Abbildung 3:	Schema eines Frequenzumrichters mit Gleichrichter, Zwischenkreis und Wechselrichter (angelehnt an [16])	12
Abbildung 4:	Weltweit größte Pumpspeicherkraftwerke des Jahres 2020 sortiert nach der zugehörigen Leistung [20].....	13
Abbildung 5:	Drosselregelung am Beispiel des Kennfeldes der Kreiselpumpe KSB50160 im Turbinenbetrieb.....	15
Abbildung 6:	Drehzahlregelung am Beispiel des Kennfeldes der KSB50160 im Turbinenbetrieb	16
Abbildung 7:	Statischer und dynamischer Anteil einer Anlagenkennlinie.....	20
Abbildung 8:	Draufsicht des Turbinenprüfstandes mit Druckmessflanschen (3), Bypässe (9), Regeventil (10) und Drehmomentmesswelle (11).....	31
Abbildung 9:	Seitenansicht des Turbinenprüfstandes mit Druckrohrleitung (PN16, 1), Regelventil (2), Druckmessflanschen (3), Entlüftungsventil (4), magnetisch-induktivem Durchflussmessgerät (5), Gefällepumpe (6), zu vermessender PAT (7) und Wassertank (8).....	31
Abbildung 10:	Bild des Turbinenprüfstandes in der Seebachschleife am Fuße des Arbers.....	32
Abbildung 11:	Elektrischer Aufbau des Turbinenprüfstandes mit Sicherheitseinrichtungen, rückspeisefähigem Siemens S120 Frequenzumrichter (mittig) zur Drehzahlregelung der PAT und ABB ASC580 Frequenzumrichter (unten rechts) zur Drehzahlregelung der Gefällepumpe	33
Abbildung 12:	Magnetisch-induktives Durchflussmessgerät zur Messung des Durchflusses SITRANS F M MAG 5100 W	34
Abbildung 13:	Druckmessflansch der Druckstufe PN10 der Firma Herbroner	35
Abbildung 14:	Differenzdruckmessgeräte vom Typ Sitrans P DS III zur Aufnahme des Differenzdruckes.....	36
Abbildung 15:	Drehmomentmesswelle vom Typ DR2412 zur Messung der Drehzahl und des Drehmoments an der Pumpenwelle	36
Abbildung 16:	Schema des Ein- und Austritts der am Prüfstand zu vermessenden Kreiselpumpe im Turbinenbetrieb mit Eintrittsquerschnitt (A_1), Austrittsquerschnitt (A_2), Eintrittsgeschwindigkeit ($v_{T,1}$) Austrittsgeschwindigkeit ($v_{T,2}$), Druckdifferenz zwischen Ein- und Austritt ($\Delta p_{T,1-2}$) und der mechanischen Leistung ($P_{T, mech}$).....	38

Abbildung 17: Gemessenes und interpoliertes Wirkungsgradkennfeld des Turbinenbetriebs der Herborner F065200A	41
Abbildung 18: Beschädigter Laufradprotektor (links) und Lager der Pumpenwelle (mittig, rechts).....	41
Abbildung 19: Gemessenes und interpoliertes Wirkungsgradkennfeld des Turbinenbetriebs der ANDRITZ EST 65160	42
Abbildung 20: Gemessenes und interpoliertes Wirkungsgradkennfeld des Turbinenbetriebs der Herborner FL080210	43
Abbildung 21: Beschichtetes Laufrad der Herborner FL080210	44
Abbildung 22: Vergleich des gemessenen Wirkungsgrades in Abhängigkeit des Durchflusses für die Drehzahl 1500 1/min des be- und unbeschichteten Laufrades	45
Abbildung 23: Vergleich des gemessenen Wirkungsgrades in Abhängigkeit des Durchflusses für die Drehzahl 1000 1/min des be- und unbeschichteten Laufrades	45
Abbildung 24: Konzept eines Mikropumpenspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine zur Erhöhung des Eigenstromverbrauchs am Beispiel eines Milchviehhalters.....	51
Abbildung 25: Beispielhafte simulierte Leistungsbilanz des drehzahlgeregelten Mikropumpenspeicherkraftwerks	52
Abbildung 26: Inputs (links) und Outputs (rechts) des Simulationsmodells	53
Abbildung 27: Flussdiagramm des Simulationsmodells.....	54
Abbildung 28: Unterschiede zwischen Turbinenleistung (P_{Turb}) und Pumpenleistung (P_{Pump}) bei einer Kreiselpumpe	59
Abbildung 29: Abhängigkeit der Annuität bei der Drehzahlregelung.....	61
Abbildung 30: Abhängigkeit der Annuität bei einem festen Betriebspunkt.....	62
Abbildung 31: Abhängigkeit der Annuität bei der Drosselregelung	62
Abbildung 32: Vergleich der Annuität bei steigenden Strombezugskosten	63
Abbildung 33: Sensitivitätsanalyse für die Kosten des Speichers, der Pumpe-als-Turbine (PAT), der Antriebseinheit und für die Rohrleitungen	64
Abbildung 34: Spezifische Kosten am Beispiel des Synchronmotors VEM PS1R/PS2R, des ABB ASC 580 FUM und der Herborner F080-255A PAT (einschließlich Motor/Generator).....	68
Abbildung 35: Investitionskosten für den Speicherinhalt in Abhängigkeit der Fallhöhe ..	69
Abbildung 36: Stromgestehungskosten und Gesamtwirkungsgrad des MPS in Abhängigkeit der Steigung.....	70

Abbildung 37: Gesamtwirkungsgrad bei gleichen Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen	71
Abbildung 38: Durchschnittlicher elektrischer Pumpenwirkungsgrad bei gleichen Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen	72
Abbildung 39: Durchschnittlicher elektrischer Turbinenwirkungsgrad für gleiche Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen	73
Abbildung 40: Optimierte Förderhöhe bei gleichen Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen	74
Abbildung 41: Stromgestehungskosten (LCOE) für gleiche Skalierungsfaktoren $S_{PV} = S_L$ der untersuchten Kreiselpumpen.....	75
Abbildung 42: Stromgestehungskosten (LCOE) für unterschiedliche Skalierungsfaktoren S_{PV} und S_L am Beispiel der KSB 8065200	77
Abbildung 43: Gesamtwirkungsgrad bei unterschiedlichen Skalierungsfaktoren S_{PV} und S_L am Beispiel der KSB8065200.....	78
Abbildung 44: Durchschnittlicher elektrischer Pumpenwirkungsgrad für unterschiedliche Skalierungsfaktoren S_{PV} und S_L am Beispiel der KSB8065200	78
Abbildung 45: Durchschnittlicher elektrischer Turbinenwirkungsgrad für unterschiedliche Skalierungsfaktoren S_{PV} und S_L am Beispiel der KSB8065200	79
Abbildung 46: Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit der Ausbauleistung der PV-Anlage für die untersuchten Kreiselpumpen	81
Abbildung 47: Stromgestehungskosten (LCOE) des Batteriespeichers für verschiedene Lebensdauern im Vergleich zum Kleinstpumpspeicher mit Pumpe-als-Turbine	88
Abbildung 48: Stromgestehungskosten des Pumpspeichers und des Batteriespeichers für verschiedene Lebensdauern in Abhängigkeit vom Direktvermarktpreis	88
Abbildung 49: Stromgestehungskosten (LCOE) des Batteriespeichers in Abhängigkeit der spezifischen Speicherkosten.....	90
Abbildung 50: Kostenentwicklung für Lithium-Ionen-Zellen in den Jahren 2013 bis 2022 [86]	90
Abbildung 51: Äquivalenzzyklen des Batteriespeichers im Vergleich zum Kleinstpumpspeicher mit Pumpe-als-Turbine in Abhängigkeit des Skalierungsfaktors	91
Abbildung 52: Stromgestehungskosten (LCOE) des Batteriespeichers für verschiedene Lebensdauern in Abhängigkeit des Nutzspeicherinhalts bei Skalierungsfaktor 1	92

Abbildung 53: Stromgestehungskosten (LCOE) des Batteriespeichers für verschiedene Lebensdauern in Abhängigkeit des Nutzspeicherinhalts bei Skalierungsfaktor 4	93
Abbildung 54: Strompreisentwicklung am EPEX-Spotmarkt im Zeitraum Januar 2021 bis Januar 2023 [87]	95
Abbildung 55: Durchschnittlicher Strompreis für Haushaltskunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3500 kWh für die Jahre 2012 bis 2023 [88]	96
Abbildung 56: Durchschnittlicher Strompreis für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh Jahre 2012 bis 2023 [88]	97
Abbildung 57: Stromproduktion und Börsenstrompreise der KW 34 in Deutschland des Jahres 2021 [89]	98
Abbildung 58: Stromproduktion und Börsenstrompreise der KW 34 in Deutschland des Jahres 2022 [89].....	99
Abbildung 59: Stromproduktion und Börsenstrompreise der KW 34 in Deutschland des Jahres 2023 [89]	100
Abbildung 60: Monatsmarktwerte für PV-Anlagen der Jahre 2012 bis 2022 [90].....	100
Abbildung 61: Monatsmarktwerte für PV-Anlagen im Vergleich zum Börsenstrompreis im Zeitraum Januar 2022 bis Juni 2023 [90]	101
Abbildung 62: Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit verschiedener Direktvermarktungspreise.....	102
Abbildung 63: Schema eines Kleinstpumpspeichers mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt.....	104
Abbildung 64: Beispielhafte simulierte Leistungsbilanz des drehzahlgeregelten Mikropumpspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt mit Lastprofil, Speicherbeckenvolumen sowie Pumpen- und Turbinenleistung für einen Zyklus pro Tag	105
Abbildung 65: Beispielhafte simulierte Leistungsbilanz des drehzahlgeregelten Mikropumpspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt mit Lastprofil, Speicherbeckenvolumen sowie Pumpen- und Turbinenleistung für zwei Zyklen pro Tag.....	105
Abbildung 66: Stromproduktion und Börsenstrompreis der KW 28 des Jahres 2022 ..	107
Abbildung 67: Simulierte Leistungsbilanz des drehzahlgeregelten Mikropumpspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt mit Lastprofil, Speicherbeckenvolumen sowie Pumpen- und Turbinenleistung für Börsenstrompreise des 16. Juli 2022	108

Abbildung 68: Simulierte Leistungsbilanz des drehzahlregulierten Mikropumpspeicherkraftwerks mit Pumpe-als-Turbine für die direkte Teilnahme am Strommarkt mit Lastprofil, Speicherbeckenvolumen sowie Pumpen- und Turbinenleistung für Börsenstrompreise des 17. Juli 2022 109

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Vergleich von Synchron- und Asynchrongenerator [10].....	10
Tabelle 2:	Klassifizierung von Kleinstwasserkraftwerken gemäß OLADE [21]	14
Tabelle 3:	Wichtige Begriffe bei Batteriespeichern [22]	17
Tabelle 4:	Im Jahr 2022 am häufigsten am Markt vertretene Batteriespeichertypen [22].....	18
Tabelle 5:	Mitgliedschaftsentgelte der EEX.....	27
Tabelle 6:	Kennwerte der am Prüfstand vermessenen PAT (Pumpenkennwerte wurden vom Hersteller gegeben) Nennleistung (P), Wirkungsgrad im Bestpunkt des Pumpbetriebs ($\eta_{P,opt}$), Durchfluss im Bestpunkt des Pumpbetriebs ($Q_{P,opt}$), Förderhöhe im Bestpunkt des Pumpbetriebs ($H_{P,opt}$), Wirkungsgrad im Bestpunkt des Turbinenbetriebs ($\eta_{T,opt}$), Durchfluss im Bestpunkt des Turbinenbetriebs ($Q_{T,opt}$), Förderhöhe im Bestpunkt des Turbinenbetriebs ($H_{T,opt}$)	40
Tabelle 7:	Technische Resultate: optimiertes Speichervolumen (V_{opt}), optimierte Förderhöhe (H_{opt}), resultierender Gesamtwirkungsgrad (η_{tot}), durchschnittlicher Pumpenwirkungsgrad ($\eta_{P,el}$), und durchschnittlicher Turbinenwirkungsgrad ($\eta_{T,el}$), Anzahl der Pumpenaktivierungen ($Pump_{on}$), Anzahl der Turbinenaktivierungen ($Turb_{on}$), maximalen Leistung im Pumpenbetrieb (P_{max}), Speicherkapazität und Autarkiegrad.....	58
Tabelle 8:	Investitionskosten pro Einheit für Speicher ($I_{0,stor}$), Druckrohrleitung ($I_{0,pen}$), Pumpe ($I_{0,pump}$), Antriebseinheit ($I_{0,el}$), Regelventil ($I_{0,thrott}$), und sonstige Kosten ($I_{0,oth}$) sowie die Gesamtinvestition für die Anlage ($I_{0,tot}$).....	61
Tabelle 9:	Stromgestehungskosten (LCOE) für verschiedene Zinssätze.....	64
Tabelle 10:	Von der PV-Anlage erzeugte Energie (pro Jahr) W_{PV} , Energiebedarf W_L , Skalierungsfaktor S_L (entsprechend W_L) und S_{PV} (entsprechend W_{PV}).....	66
Tabelle 11:	Untersuchte Kreiselpumpen, sortiert nach ihrer Nennleistung P_n bei ihrem vom Hersteller angegebenen besten Wirkungsgrad $\eta_{P,opt}$. Die weiteren Spalten geben den mittleren elektrischen Pumpenwirkungsgrad $\eta_{P,el}$, den mittleren elektrischen Turbinenwirkungsgrad $\eta_{T,el}$, den mittleren elektrischen Gesamtwirkungsgrad η_{tot} , die Pumpeninvestition I_p und die Investition für Motor und Frequenzumrichter I_{el} an. Alle Ergebnisse hier beziehen sich auf einen Skalierungsfaktor $S_{PV}=S_L=1.0$	67

Tabelle 12:	Kenndaten der untersuchten mehrstufige Kreiselpumpen inklusive Leistung (P), Nenndrehzahl der Pumpe (n_p) und Turbine (n_T), Pumpen ($\eta_{P,opt}$) und Turbinenwirkungsgrad ($\eta_{T,opt}$) im Bestpunkt, Nenndurchfluss im Pump- ($Q_{P,opt}$) und Turbinenbetrieb ($Q_{T,opt}$) und Nennfallhöhe im Pump- ($H_{P,opt}$) und Turbinenbetrieb ($H_{T,opt}$)80
Tabelle 13:	Wichtige Daten des Batteriespeichers für die Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI206786
Tabelle 14:	Spezifische Kosten pro kWh Nutzkapazität für verschiedene Batteriespeichergößen (inkl. MwSt.)92
Tabelle 15:	Benötigter Ein- und Verkaufspreis der Energie für das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle106
Tabelle 16:	Wichtige Faktoren des MPS für die Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI2067130

Anhang

A.1 Tabellen

Tabelle 16: Wichtige Faktoren des MPS für die Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI2067

Faktor	Größenordnung
Rohrleitungen inklusive Erdarbeiten	50 [€/m]
Aushub pro Speicherbecken	40 [€/m³]
Lebensdauer Verrohrung	30 [a]
Lebensdauer Speicher	50 [a]
Lebensdauer E-Maschine	20 [a]
Lebensdauer Pumpe	20 [a]
Lebensdauer FUM	20 [a]
Lebensdauer sonstige Investitionen	20 [a]
Instandhaltungsfaktor Rohrleitung	0,01 [-]
Instandhaltungsfaktor Speicher	0,01 [-]
Instandhaltungsfaktor Pumpe	0,03 [-]
Instandhaltungsfaktor E-Maschine	0,03 [-]
Instandhaltungsfaktor FUM	0,05 [-]
Instandhaltungsfaktor Sonstiges	0,02 [-]
Zinsfaktor	1,02 [-]
Preisänderungsfaktor	1,02 [-]
Erlössteigerungsfaktor	1,02 [-]
Preisänderung bedarfsgebundene Kosten	1,02 [-]
