

Koordinierter Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes mit reversibler Pumpturbine und einem Batteriespeicher an einem geteilten Standort

Leon Tadayon¹, Josef Meiers¹, Lukas Ibing², Kevin Erdelkamp² und Georg Frey¹

Abstract: Diese Veröffentlichung untersucht die Koordination von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) und Batteriespeichern (BS) zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit. PSW bieten eine hohe Speicherkapazität, jedoch begrenzte Reaktionszeiten, während BS niedrigere Kapazität, aber schnellere Reaktionszeiten aufweisen. Ein hybrides System aus beiden kann somit Synergien nutzen. Es wurde ein Mixed-Integer-Linear-Programming-Modell entwickelt, das den koordinierten Einsatz beider Systeme abbildet. Dabei agiert das PSW im Day-ahead-Markt und bietet Sekundärregelleistung, während der BS Primärregelleistung bereitstellt. Das Modell berücksichtigt Kosten durch Verschleiß und Alterungseffekte. Die Ergebnisse zeigen eine Ertragssteigerung von 12,35% durch die Koordination im Vergleich zum eigenständigen Betrieb beider Speichersysteme. Dieser Mehrwert kann durch eine effizientere Nutzung der Kapazitäten, insbesondere des BS, im koordinierten Einsatz realisiert werden.

Keywords: Pumpspeicherkraftwerk (PSW), Batteriespeicher (BS), Reversible Pumpturbine, Strommarkt, Simulation, Mixed-Integer-Linear-Programming (MILP)

1 Einleitung

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) haben sich als eine etablierte und ausgereifte Technologie erwiesen und stellen den größten Teil der elektrischen Energiespeicherung weltweit dar [SK12]. Während sie eine große Speicherkapazität bieten, ist ihre Reaktionszeit jedoch begrenzt, und der Ausbau dieser Speicherform in Deutschland ist aufgrund erschöpfter Potenziale sowie ökologischer und finanzieller Risiken ins Stocken geraten. Im Gegensatz dazu sind die Kosten für Batteriespeicher (BS) in den letzten Jahren deutlich gesunken [In23], was sie zu einer attraktiven Technologie für stationäre Großspeicher macht. Batteriespeicher bieten zudem hohe Reaktionsgeschwindigkeiten durch ihre Leistungselektronik und eignen sich somit für Anwendungen, für die ein PSW zu träge wäre. Der deutsche Energiemarkt besteht aus verschiedenen Teilmärkten mit unterschiedlichen Produkten und Anforderungen, für die verschiedene Speichersysteme geeignet sind. Ein hybrides Speichersystem aus verschiedenen Technologien bietet daher die Möglichkeit, Synergien zu nutzen und die Vermarktungsmöglichkeiten zu verbessern [BSB19]. In dieser Studie wird der koordinierte Einsatz von PSW und BS als ein solches hybrides Energiespeichersystem betrachtet.

1 Universität des Saarlandes, Lehrstuhl für Automatisierungs- und Energiesysteme, Campus A5 1, 66123 Saarbrücken, Deutschland, leon.tadayon@aut.uni-saarland.de; josef.meiers@aut.uni-saarland.de; georg.frey@aut.uni-saarland.de

2 RWE Generation SE, Hydro & and Storage Asset Management, RWE Platz 3, 45141 Essen, Deutschland, lukas.ibing@rwe.com; kevin.erdelkamp@rwe.com

Dabei besteht der PSW aus einer reversiblen Pumpturbine und der BS wird als Lithium-Ionen-Batterie angenommen. Das Hauptziel in dieser Untersuchung ist die Modellierung und Optimierung des koordinierten Betriebs beider Systeme zur maximalen Ausnutzung ihrer jeweiligen Kapazitäten. Zu diesem Zweck wird ein Modell entwickelt, das die spezifischen Eigenschaften, Einschränkungen und Betriebszustände von PSW und BS berücksichtigt. Als Vorlage für die Modellierung dient der reale Standort eines PSW in Herdecke, an dem sich auch ein BS befindet [RW24a; RW24b]. Die Marktteilnahme am Großhandelsmarkt sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind in das Modell integriert. Der PSW agiert im Day-ahead-Markt und stellt Sekundärregelleistung (SRL) bereit, während der BS Primärregelleistung (PRL) bereitstellt. Ein Koordinationsschema für den Einsatz beider Speichersysteme wird entwickelt, wobei die Kosten im Zusammenhang mit dem Verschleiß mechanischer Komponenten des PSW und der Alterung der Batterie berücksichtigt werden. Die Optimierung zielt darauf ab, den erwirtschafteten Ertrag des Systems zu maximieren, und wird mithilfe der Programmiersprache Python [VD14] und dem Modellierungspaket Pyomo [By21] erstellt. Der Solver Gurobi [Gu23] wird zur Lösung des Optimierungsproblems eingesetzt. Diese Simulation erstreckt sich über ein Jahr und nutzt historische Marktdaten im Zeitraum vom 01.01.2023 bis zum 31.12.2023, die in das Modell integriert sind. Die Simulation wird iterativ durchgeführt [BH16]. Durch die Aufteilung des Simulationszeitraums in kleinere Zeitabschnitte mit einer Dauer von einem Tag und die iterative Optimierung kann die Gesamtrechenzeit deutlich reduziert und die Teillösungen können zu einer optimalen Gesamtlösung kombiniert werden.

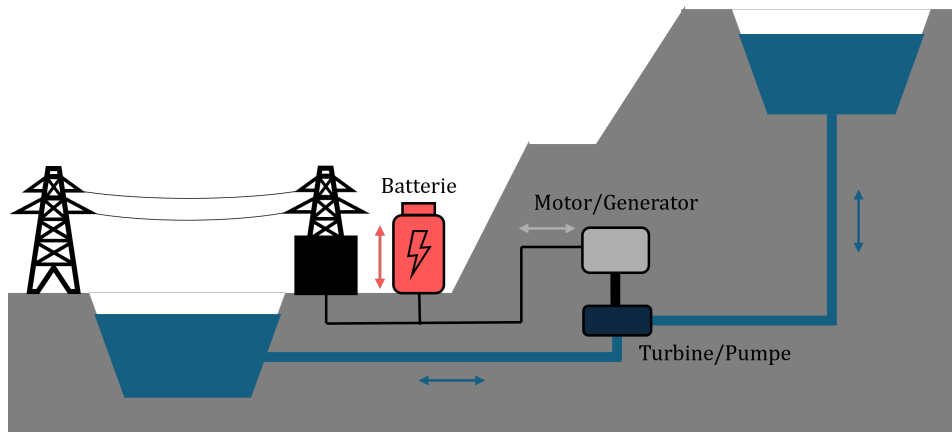


Abb. 1: Abbildung der Struktur des PSW mit reversibler Pumpturbine und elektrischer Maschine mit verbundenem BS.

2 Modellierung

Das kombinierte Speichersystem und die jeweiligen Anwendungen werden mittels Mixed-Integer-Linear-Programming (MILP) modelliert, wobei sowohl kontinuierliche als auch

ganzzahlige Variablen die Freiheitsgrade des Systems repräsentieren. Die Modellierung baut dabei auf einer einfacheren Modellierung [Ta] und Ansätzen aus der Literatur auf [BSB19; CPG16]. Das resultierende Optimierungsproblem wird durch eine definierte Zielfunktion gelöst, wodurch der optimale Betriebsplan des Systems für den analysierten Zeitraum ermittelt wird. Die Simulation erfolgt in Zeitschritten von jeweils fünf Minuten.

2.1 Pumpspeicherkraftwerk zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung

Im Rahmen der PSW-Modellierung wird das Unterbecken der Anlage als ausreichend groß betrachtet, sodass es im Vergleich zum oberen Speicherbecken vernachlässigt werden kann. Somit ist für die Modellierung des PSW lediglich der Füllstand des Oberbeckens relevant. Der Füllstand des Beckens L_{PSW} [%] in einem bestimmten Zeitschritt wird durch Gl. 1 bestimmt. Hierbei steht V_{PSW}^N für das Speichervolumen des PSW [m³], Q_{Pump} für den Zufluss im Pumpbetrieb [m³/s], Q_{Turb} für den Abfluss im Turbinierbetrieb [m³/s] und t_s für die Zeitschrittlänge [s]. Start- und Endfüllstand des Beckens werden als halb voll angenommen.

$$L_{PSW}(t) = \frac{[Q_{Pump}(t) - Q_{Turb}(t)] \cdot t_s}{V_{PSW}^N} + L_{PSW}(t-1) \quad (1)$$

Im Betrieb als Pumpe kann die Leistung nicht reguliert werden, was bedeutet, dass die Pumpturbine im Pumpbetrieb lediglich in einem fixen Arbeitspunkt genutzt werden kann. Dieser Zufluss resultiert aus dem An/Aus-Zustand u_{Pump} [-] und dem Nenndurchfluss Q_{Pump}^N [m³/s] im Pumpbetrieb.

$$Q_{Pump}(t) = Q_{Pump}^N \cdot u_{Pump}(t) \quad (2)$$

Der Zusammenhang zwischen dem Durchfluss und der produzierten Leistung einer Turbine wird in dieser Studie als linear betrachtet. Der Durchfluss wird durch die Leistung P_{Turb} [MW] und einen konstanten Umrechnungsfaktor d_{Turb} [m³/(MW·s)] bestimmt.

$$Q_{Turb}(t) = P_{Turb}(t) \cdot d_{Turb} \quad (3)$$

Der Umrechnungsfaktor wird durch die Werte des maximalen und minimalen Durchflusses (Q_{Turb}^{max} und Q_{Turb}^{min} [m³/s]) sowie der maximalen und minimalen Leistung (P_{Turb}^{max} und P_{Turb}^{min} [MW]) bestimmt.

$$d_{Turb} = \frac{Q_{Turb}^{max} \cdot Q_{Turb}^{min}}{P_{Turb}^{max} \cdot P_{Turb}^{min}} \quad (4)$$

Die regulierbare Leistungsabgabe im Turbinenbetrieb wird in zwei Bereiche unterteilt. Die Leistung P_{Turb}^{plan} [MW] wird für vorab geplante Abrufe durch die Day-ahead-Vermarktung genutzt, während P_{Turb}^{flex} [MW] flexibel für die Bereitstellung von Regelleistung zur Verfügung

steht. Die Turbinenleistung im Betrieb muss innerhalb ihrer spezifischen Leistungsgrenzen gehalten werden, wobei u_{Turb} [-] den An/Aus-Zustand des Turbinenbetriebs darstellt.

$$P_{Turb}(t) = P_{Turb}^{plan}(t) + P_{Turb}^{flex}(t) \quad (5)$$

$$u_{Turb}(t) \cdot P_{Turb}^{min} \leq P_{Turb}(t) \leq u_{Turb}(t) \cdot P_{Turb}^{max} \quad (6)$$

Durch den fixen Arbeitspunkt im Pumpbetrieb ergibt sich die Pumpleistung aus dem An/Aus-Zustand der Pumpe u_{Pump} [-]. Somit entspricht die generierte Leistung P_{Pump} [MW] der Nennleistung P_{Pump}^N [MW] oder der Pumpbetrieb ist aus.

$$P_{Pump}(t) = u_{Pump}(t) \cdot P_{Pump}^N \quad (7)$$

Der hydraulische Maschinensatz ist konstruktionsbedingt entweder ausgeschaltet, im Turbinier- oder im Pumpbetrieb aktiv. Diese Funktionsweise wird durch die folgende Gleichung in der Modellierung repräsentiert.

$$u_{Turb}(t) + u_{Pump}(t) \leq 1 \quad (8)$$

Der Start/Stop-Vorgang in einem Zeitschritt t wird durch die Einführung von Variablen für Start v_{Turb} , v_{Pump} [-] und Stop w_{Turb} , w_{Pump} [-] charakterisiert. Diese Variablen werden durch die An/Aus-Zustände ermittelt.

$$u_i(t) - u_i(t-1) = v_i(t) - w_i(t-1), \quad \forall i \in \{Turb, Pump\} \quad (9)$$

Die Leistungskapazität für die Bereitstellung von Regelleistung, sowohl positiv als auch negativ, wird durch den Abstand des geplanten Leistungspunktes zu den Leistungsgrenzen der Turbine bestimmt. Dieser Abstand bestimmt die verfügbare Leistung für die Regelleistungsbereitstellung. Es ist wichtig zu beachten, dass die für den Regelenenergiemarkt vermarktete Leistungskapazität über einen Zeitraum von vier Stunden konstant bleiben muss, gemäß der Produktstruktur von SRL.

$$C_{SRL}^{Pos}(t) \leq u_{Turb}(t) \cdot P_{Turb}^{max}(t) - P_{Turb}^{plan}(t) \quad (10)$$

$$C_{SRL}^{Neg}(t) \leq P_{Turb}^{plan}(t) - u_{Turb}(t) \cdot P_{Turb}^{min}(t) \quad (11)$$

Die effektive Bereitstellung von Regelleistung, angegeben als P_{SRL}^{Pos} und P_{SRL}^{Neg} [MW], entspricht den Abrufsignalen S_{SRL}^{Pos} [MW] und S_{SRL}^{Neg} [MW], solange sie die vorhandene Leistungskapazität nicht übersteigen. Falls der Abruf über diese Kapazität hinausgeht, wird weiterhin nur die Menge an Leistung bereitgestellt, die durch die vorgehaltene Kapazität limitiert ist.

$$P_{SRL}^j(t) \leq \min(S_{SRL}^j(t), C_{SRL}^j(t)), \quad \forall j \in \{Pos, Neg\} \quad (12)$$

Die Parameter des PSW wurden von der realen Anlage in Herdecke mit einem vergleichbaren Aufbau wie in der Modellierung entnommen [RW24b]. Fehlende Werte des realen PSW wurden basierend auf der Größenordnung von Werten von PSW Modellen aus der Literatur geschätzt [CPG16]. Die Angaben für die Kosten von Starts wurden ebenfalls aus der Literatur entnommen und mit der installierten Leistung skaliert [PS16]. Die entsprechenden Werte sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Parameter	Wert	Parameter	Wert
P_{Turb}^{max}	162 MW	Q_{Pump}^N	101,7 m ³ /s
P_{Turb}^{min}	58,8 MW	V_{PSW}^N	1.530.000 m ³
Q_{Turb}^{max}	110 m ³ /s	c_{Turb}	541,1 €
Q_{Turb}^{min}	47,3 m ³ /s	c_{Pump}	1374,6 €
P_{Pump}^N	153,6 MW	-	-

Tab. 1: Parameter und ihre Werte im Modell des PSW.

2.2 Batteriespeicher zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Der Ladezustand der Batterie, ausgedrückt als SoC_{BS} [%], für einen bestimmten Zeitschritt wird analog zum Füllstand eines Speicherbeckens berechnet. Dieser Wert hängt von den Leistungsabflüssen, dem Ladezustand des vorherigen Zeitschrittes, der Speicherkapazität E_{BS}^N [MWh] und t_h für die Zeitschrittlänge [h] ab. Die Leistung des Batteriespeichers wird in Leistungsbezug P_{BS}^{Pos} [MW] und Leistungsabgabe P_{BS}^{Neg} [MW] unterteilt, da der Wirkungsgrad η_{BS} [-] des Systems je nach Energiefluss unterschiedlich berücksichtigt werden muss.

$$SoC_{BS}(t) = \frac{[P_{BS}^{Neg}(t-1) \cdot \eta_{BS} - P_{BS}^{Pos}(t-1)/\eta_{BS}] \cdot t_h}{E_{BS}^N} + SoC_{BS}(t-1) \quad (13)$$

Die beiden Leistungsbereiche sind mit den An/Aus-Zuständen u_{Pos} [-] und u_{Neg} [-] ausgestattet. Sie können Werte zwischen null und der Nennleistung des Speichers P_{BS}^N [MW] annehmen, dürfen jedoch analog zu den Zuständen des PSW nicht gleichzeitig aktiv sein.

$$0 \leq P_k(t) \leq P_{BS}^N \cdot u_k(t), \quad \forall k \in \{Pos, Neg\} \quad (14)$$

$$u_{Pos}(t) + u_{Neg}(t) \leq 1 \quad (15)$$

Durch die zyklische Lebensdauer CL [-] ist es möglich, die zyklische Alterung zu berechnen. Mit der zusätzlichen Berücksichtigung einer konstanten kalendarischen Alterung CA [-]

lässt sich die Veränderung des Alterungszustands der Batterie ΔSoH [%] für jeden einzelnen Zeitabschnitt bestimmen [SS23].

$$\Delta SoH(t) = \frac{[P_{BS}^{Pos}(t) + P_{BS}^{Neg}(t)] \cdot t_h}{2 \cdot E_{BS}^N \cdot CL} + CA \quad (16)$$

Die initialen Kosten des Batteriespeichers (c_{BS} in €/MWh), zusammen mit der Entladetiefe DoD [%], ermöglichen die Berechnung der Alterungskosten c_{SoH} [€/‰] [SS23].

$$c_{SoH} = \frac{c_{BS} \cdot E_{BS}^N}{DoD} \quad (17)$$

In der Vermarktung der Leistungskapazität für PRL der Batterie C_{PRL} [MW] wird gewährleistet, dass die bereitgestellte Leistung zu jedem Zeitpunkt die Nennleistung des Batteriespeichers nicht überschreitet. Zusätzlich wird während des Betriebs des Speichers durch Gl. 18 sichergestellt, dass das 15-Minuten-Kriterium eingehalten wird [5022].

$$25\% \leq SoH(t) \leq 75\% \quad (18)$$

Die tatsächlich bereitgestellte PRL P_{PRL} [MW] ergibt sich gemäß den Vorschriften aus der Abweichung der Netzfrequenz Δf [Hz] von ihrem Sollwert von 50 Hz, wie in der folgenden Gleichung dargestellt.

$$P_{PRL}(t) = \begin{cases} C_{PRL}(t), & \forall \Delta f > 0,2 \text{ Hz} \\ C_{PRL}(t) \cdot \frac{\Delta f(t)}{0,2 \text{ Hz}}, & \forall 0,01 \text{ Hz} \leq |\Delta f| \leq 0,2 \text{ Hz} \\ 0, & \forall |\Delta f| \leq 0,01 \text{ Hz} \\ -C_{PRL}(t), & \forall \Delta f < -0,2 \text{ Hz} \end{cases} \quad (19)$$

Die Parameter des BS wurden entsprechend dem realen Speicher in Herdecke nachgebildet [RW24a], wobei fehlende Werte durch entsprechende Daten aus der Literatur ersetzt wurden [SS23]. Eine Aufstellung sämtlicher verwendeter Parameter ist in der folgenden Tabelle zu finden:

Parameter	Wert	Parameter	Wert
P_{BS}^N	7 MW	DoD	80 %
E_{BS}^N	7 MWh	CL	3500
η_{BS}	92,7 %	CA	1 %
c_{BS}	276.000 €/‰	-	-

Tab. 2: Parameter und ihre Werte im Modell des BS

2.3 Koordination beider Systeme

Um eine koordinierte Nutzung beider Speichersysteme zu gewährleisten, erfolgt deren Verbindung über eine Leistungsbilanz. Diese Bilanz ermöglicht es, die tatsächlichen Abrufe

von PRL und SRL durch die flexible Leistung des PSW sowie die Leistung des BS gemeinsam zu decken.

$$P_{PRL}(t) + P_{SRL}^{Pos}(t) - P_{SRL}^{Neg}(t) = P_{Turb}^{flex}(t) + P_{BS}^{Pos}(t) - P_{BS}^{Neg}(t) \quad (20)$$

2.4 Zielfunktion der Optimierung

Die verwendete Zielfunktion, welche den Gesamtertrag G_{total} [€] durch den Betrieb des Systems repräsentiert, wird in Gl.21 dargestellt. Die erste Zeile dieser Funktion veranschaulicht die realisierten Erträge am Day-ahead-Markt, welche sich aus der verkauften Energie und dem Marktpreis c_{DA} [€/MWh] zusammensetzen. Die Erlöse aus der Bereitstellung von PRL in der zweiten Zeile ergeben sich aus der vorgehaltenen Kapazität und dem entsprechenden Kapazitätspreis c_{PRL} [€/MW]. Die Einnahmen aus der Bereitstellung von SRL ergeben sich ähnlich zu denen der PRL, wobei jedoch zusätzliche Erträge durch die tatsächlich abgerufene Energie entstehen. Daher umfasst die Zielfunktion neben Kapazitätspreisen $c_{L,SRL}^{Pos}$, $c_{L,SRL}^{Neg}$ [€/MW] auch Arbeitspreise $c_{A,SRL}^{Pos}$, $c_{A,SRL}^{Neg}$ [€/MWh] für positive und negative SRL, wie in der dritten und vierten Zeile dargelegt wird. Die Kosten im Zusammenhang mit dem Verschleiß des PSW ergeben sich aus der Anzahl der Starts und den spezifischen Startkosten für Pump- c_{Pump} [€] und Turbinierbetrieb c_{Turb} [€]. Die Kosten für die Alterung des Batteriespeichers entspringen der Veränderung des Alterungszustands und den entsprechenden Alterungskosten.

$$\begin{aligned} Max \ G_{total} = & \sum_t [P_{Turb}^{Plan}(t) - P_{Pump}(t)] \cdot t_h \cdot c_{DA}(t) \\ & + \sum_t C_{PRL}(t) \cdot c_{PRL}(t) \\ & + \sum_t C_{SRL}^{Pos}(t) \cdot c_{L,SRL}^{Pos}(t) + C_{SRL}^{Neg}(t) \cdot c_{L,SRL}^{Neg}(t) \\ & + P_{SRL}^{Pos}(t) \cdot t_h \cdot c_{A,SRL}^{Pos}(t) + P_{SRL}^{Neg}(t) \cdot t_h \cdot c_{A,SRL}^{Neg}(t) \\ & - \sum_t v_{Turb}(t) \cdot c_{Turb} + v_{Pump}(t) \cdot c_{Pump} \\ & - \sum_t \Delta SoH(t) \cdot c_{SoH} \end{aligned} \quad (21)$$

3 Ergebnis

Im Zuge der Optimierung wurde ein effizienter Einsatzplan für beide Speichersysteme über den betrachteten Zeitraum erarbeitet. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass dieser Plan unter der Annahme einer fehlerfreien Preisprognose erstellt wurde. In der Realität könnten die tatsächlich erzielten Erträge von der Prognose abweichen, da eine perfekte Vorhersage nicht

möglich ist. Die resultierenden Einsatzpläne beider Speichersysteme im unkoordinierten Betrieb werden in Abbildung 2 für die ersten 5 Tage dargestellt. Während das eigenständige PSW Regelleistung beim Turbinieren bereitstellt, wobei sowohl positive als auch negative SRL abgerufen wird, liefert der Batteriespeicher kontinuierlich PRL und variiert dabei seine Leistung zwischen +/- 2 MW. Die Leistungsabrufe liegen somit deutlich unterhalb der maximalen Nennleistung des Batteriespeichers. Das Ergebnis der ersten fünf Tage für das koordinierte System wird in Abbildung 3 veranschaulicht. Der Einsatz des PSW zeigt kaum Veränderungen im Vergleich zum eigenständigen Einsatz. Dies ist größtenteils auf die relativ hohe Leistungskapazität des Batteriespeichers zurückzuführen, wodurch der Einfluss der Koordination auf die Betriebsweise des PSW gering ausfällt. Hingegen sind im Einsatz des Batteriespeichers deutlichere Unterschiede erkennbar. Es treten mehrere Zeitperioden auf, in denen die Leistung des Batteriespeichers null ist und somit die PRL-Abrufe durch das PSW abgedeckt werden. Zudem lassen sich markante Leistungsspitzen identifizieren, die auf eine intensivere Nutzung der Kapazitäten des Batteriespeichers hinweisen. Die Gesamterträge sowie die einzelnen Ertragsquellen sind in Tabelle 3 dargestellt. Durch die Koordination beider Speichersysteme konnte in dieser Simulationsstudie eine signifikante Steigerung der Gesamterträge um 12,35 % erzielt werden. Diese Ertragssteigerung spiegelt sich in jedem Teilsegment der Erlösstruktur wider, während gleichzeitig die Kosten durch Verschleiß des PSW und die Alterung des BS durch die Koordination gesenkt werden können. Die gesteigerte Wirtschaftlichkeit resultiert aus einer verbesserten Marktteilnahme und Effizienz, die bei der koordinierten Einsatzplanung unter Berücksichtigung des Verschleißes erzielt wird.

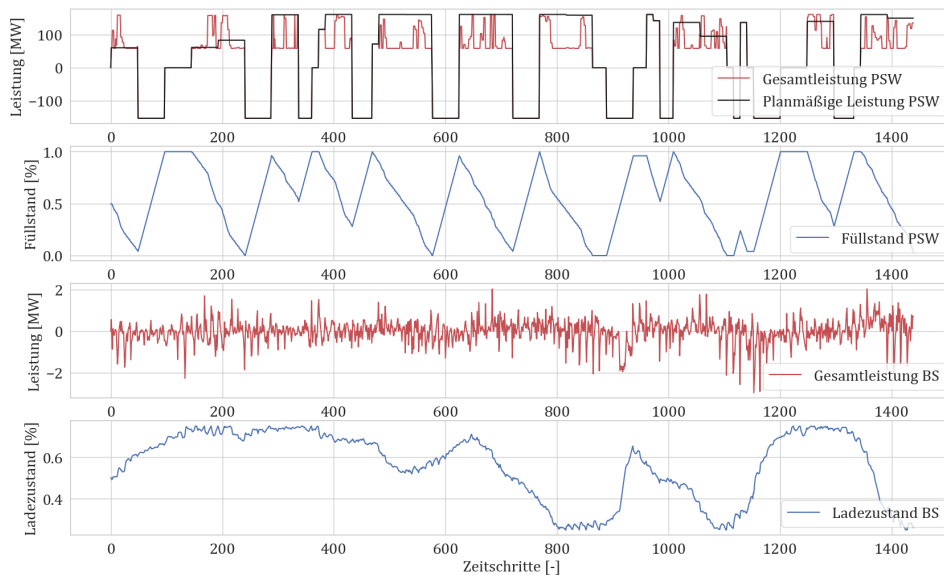


Abb. 2: Optimierter Einsatz beider Speichersysteme im eigenständigen Einsatz für die ersten fünf Tage der untersuchten Zeitperiode.

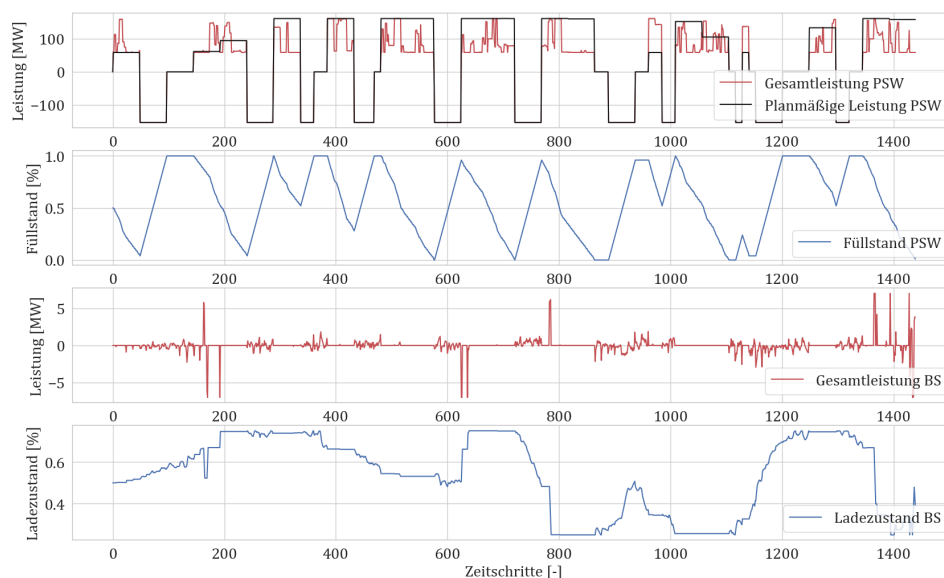


Abb. 3: Optimierter Einsatz beider Speichersysteme im koordinierten Einsatz für die ersten fünf Tage der untersuchten Zeitperiode.

Ertragsquelle	unkoordiniert	koordiniert	Unterschied
Gesamtertrag	38,699 Mio €	43,478 Mio €	+ 12,35 %
Day-ahead-Vermarktung	31,704 Mio €	34,051 Mio €	+ 7,40 %
PRL-Vermarktung	0,737 Mio €	0,759 Mio €	+ 2,95 %
SRL-Vermarktung	8,092 Mio €	10,249 Mio €	+ 27,89 %
Verschleiß/Alterung	- 1,835 Mio €	- 1,681 Mio €	- 8,39 %

Tab. 3: Erträge beider Einsatzstrategien der Speichersysteme.

4 Fazit

In der vorliegenden Simulationsstudie wurde die Effektivität des koordinierten Einsatzes eines PSW in Verbindung mit einem BS untersucht und mit eigenständigen Betriebsmodellen verglichen. Die Simulation basiert auf detaillierten Modellen für PSW und BS, die auf MILP-Problemen beruhen und in dieser Arbeit ausführlich erläutert wurden. Die Ergebnisse der Simulation zeigen deutlich, dass die koordinierte Betriebsführung zu einem signifikant höheren Ertrag von 12,35 % führt, was einen klaren Mehrwert darstellt. Diese Studie liefert wichtige Erkenntnisse über die technischen und wirtschaftlichen Potenziale der koordinierten Betriebsführung von PSW und BS und legt einen Grundstein für zukünftige Forschungen auf diesem Gebiet. Für weiterführende Untersuchungen wäre die Berücksichtigung von Vorhersagefehlern und die Entwicklung robuster Vermarktungsstrategien sinnvoll, wodurch

die Annahme einer perfekten Vorhersage fallen gelassen werden könnte. Zusätzlich könnte die Modellierung durch eine detailliertere Betrachtung komplexer technischer Aspekte wie der Turbinenkennlinie und dem Alterungsverhalten des BS erweitert werden. Dies könnte durch die Einbeziehung nicht linearer Mechanismen mittels linearer Approximation oder die Umstellung des Modells auf ein Mixed-Integer Nonlinear Programming (MINLP)-Problem erfolgen.

Literaturverzeichnis

- [5022] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"), 2022.
- [BH16] Braun, S.; Hoffmann, R.: Intraday optimization of pumped hydro power plants in the german electricity market. *Energy Procedia* 87, S. 45–52, 2016.
- [BSB19] Bahner, L.; Schreider, A.; Bucher, R.: Batteries and pumped-hydro: Pooling for synergies in the frequency response provisioning. In: *The 13th International Renewable Energy Storage Conference 2019 (IRES 2019)*. Atlantis Press, S. 109–118, 2019.
- [By21] Bynum, M. L.; Hackebeil, G. A.; Hart, W. E.; Laird, C. D.; Nicholson, B. L.; Siirola, J. D.; Watson, J. P.; Woodruff, D. L. et al.: *Pyomo-optimization modeling in python*. Springer, 2021.
- [CPG16] Chazarra, M.; Pérez-Díaz, J. I.; García-González, J.: Optimal energy and reserve scheduling of pumped-storage power plants considering hydraulic short-circuit operation. *IEEE Transactions on Power Systems* 32 (1), S. 344–353, 2016.
- [Gu23] Gurobi Optimization LLC: *Gurobi Optimizer Reference Manual*, 2023.
- [In23] International Energy Agency (IEA): *World Energy Investment 2023*, 2023.
- [PS16] Pellinger, C.; Schmid, T.: *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Teil 2: Technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher [Research Project on Merit Order of Energy Storage in the Year 2030. Part 2: Techno-Economic Analysis of Functional Energy Storage]*, 2016.
- [RW24a] RWE AG: *Batteriespeicher Herdecke*, <https://www.rwe.com/der-konzern/laender-und-standorte/batteriespeicher-herdecke/>, 2024.
- [RW24b] RWE AG: *Pumpspeicherkraftwerk Herdecke*, <https://www.rwe.com/der-konzern/laender-und-standorte/pumpspeicherkraftwerk-herdecke/>, 2024.
- [SK12] Simbolotti, G.; Kempener, R.: *Electricity Storage Technology Brief*. In: *International Renewable Energy Agency (IRENA) und International Energy Agency (IEA)*, 2012.
- [SS23] Schmidt, O.; Staffell, I.: *Monetizing Energy Storage: A Toolkit to Assess Future Cost and Value*. Oxford University Press, 2023.
- [Ta] Tadayon, L.; Meiers, J.; Ibing, L.; Erdelkamp, K.; Frey, G.: *Coordinated Dispatch of Battery and Pumped Hydro Energy Storage utilizing hydraulic short circuit*, unpublished.
- [VD14] Van Rossum, G.; Drake Jr, F. L.: *The python language reference*. Python Software Foundation, 2014.