

SENSITIVITÄTSANALYSEN ZUR OPTIMALEN BATTERIEGRÖSSE FÜR KAPLANTURBINEN IM REHYDRO-PROJEKT

Johanna Schedlberger*¹, Stefan Pröll², Serdar Kadam¹, Erich Wurm²

ANDRITZ HYDRO GmbH

¹Eibesbrunnengasse 20, 1120 Wien ²Lunzer Straße 78, 4030 Linz

vorname.nachname@andritz.com, www.andritz.com

Kurzfassung:

In diesem Beitrag wird eine Methode vorgestellt, mit der sich die Batteriegröße für ein hybrides System mithilfe einer Sensitivitätsanalyse bestimmen lässt. Das hybride System besteht aus einer Turbine und einem Battery Energy Storage System (BESS).

Keywords: Hybridisierung, Archard, Wasserkraft, Kaplan turbine

1 Einleitung und Methodik

ReHydro ([1]) ist ein europäisches Forschungsprojekt, gefördert durch das HORIZON EUROPE Programm der Europäischen Kommission. Ziel ist es, zu zeigen, wie bestehende Wasserkraftwerke modernisiert und flexibilisiert werden können, um eine führende Rolle in zukünftigen Energiesystemen zu übernehmen, unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeit, Klimaschutz und gesellschaftlichen Anforderungen.

Durch Konzepte wie Hybridisierung und Modernisierung sollen die Anpassungsfähigkeit der Wasserkraft an volatile Strommärkte verbessern. Ergänzend werden neue, fischfreundliche Turbinen und digitale Tools getestet. Die erwarteten Ergebnisse sollen nicht nur die Effizienz steigern, sondern auch bis zu 700–1150 neue Arbeitsplätze schaffen und den Marktwert um rund 275 Mio. Euro erhöhen.

Um die angestrebte Flexibilisierung älterer Wasserkraftwerke zu erreichen, bietet die Integration von Energiespeichern eine Möglichkeit sowohl die vorhandene Flexibilität des Kraftwerks zu nutzen, als auch die bestehende Netzinfrastruktur. Die Primärregelung (FCR, Frequency Containment Reserve) ist mitentscheidend für die Stabilität des Stromnetzes, verursacht jedoch zahlreiche kleine Stellbewegungen der Turbine. Die daraus resultierenden dynamischen Lastwechsel können die Lebensdauer der Komponenten verkürzen und erhöhen den Verschleiß an Lagern und beweglichen Bauteilen. Um die Flexibilität zu erhöhen und gleichzeitig die mechanische Belastung zu reduzieren, sind innovative Strategien erforderlich, die diese Effekte wirksam begrenzen ([2], [3], [4], [5], [6]). In diesem Zusammenhang widmet sich ein Task im Projekt ReHydro der Frage, wie Batteriespeicher optimal in Kaskaden von Laufwasserkraftwerken eingebunden werden können.

Bisherige Ergebnisse des abgeschlossenen europäischen Forschungsprojekts XFLEX-Hydro ([7]) verdeutlichen, dass durch die Integration einer Batterie die Stellbewegungen der Turbine signifikant verringert werden können ([8], [9]). Vor diesem Hintergrund stellt sich die zentrale

Frage, welche Batteriegröße für die Nachrüstung bestehender Anlagen im Hinblick auf Kosten, Nutzen und Verschleißreduktion optimal ist. Im Projekt ReHydro wird in einem Task untersucht, wie Batteriespeicher in einer Laufkraftwerk-Kaskade integriert werden können.

Ziel ist es daher, eine Methodik zu entwickeln, die es erlaubt, für ein spezifisches Hybridsystem die optimale Batteriegröße für ausgewählte Anwendungsfälle zu ermitteln. Dabei ist stets zu unterscheiden, für welchen Zweck die Batterie in das System integriert wird und welche Zielgröße (z. B. Verschleißreduktion, höhere Flexibilität, zusätzliche Services) im Vordergrund steht. Ergänzend soll die Methode eine Vorhersage ermöglichen, um wie viele Jahre die Lebensdauer des Gesamtsystems durch den Einsatz einer Batterie verlängert werden kann.

Auf Grundlage realer Betriebsdaten wird ein Algorithmus entwickelt, der die Dimensionierung des Speichers definiert. Der Verschleiß der Turbine wird mithilfe eines Finite Element Method-Modells (FEM-Modells) bewertet, das auf den aus der Optimierungsalgorithmus resultierenden Stellbewegungen und Lastverteilungen basiert. Das hybride System besteht aus einer Turbine und einem Batteriespeichersystem (BESS). Eine Erweiterung der Methodik auf Kaskaden von Laufkraftwerken ist ebenfalls vorgesehen, daher liegt der Fokus auf einem Algorithmus, der später auf die gesamte Kaskade übertragbar ist. Im Rehydro Projekt wurden im Speziellen drei Laufkraftwerke in der Rhein-Kaskade ausgewählt (Vogelgrün, Marckolsheim, Rhinau), dargestellt in Abbildung 1. Da diese Kraftwerke bezüglich der hydraulischen Kennwerte relativ ähnlich sind, wurde außerdem ein virtuelles Kraftwerk untersucht, um die Auswirkungen der Optimierung auf verschiedene Turbinendimensionen untersuchen zu können.

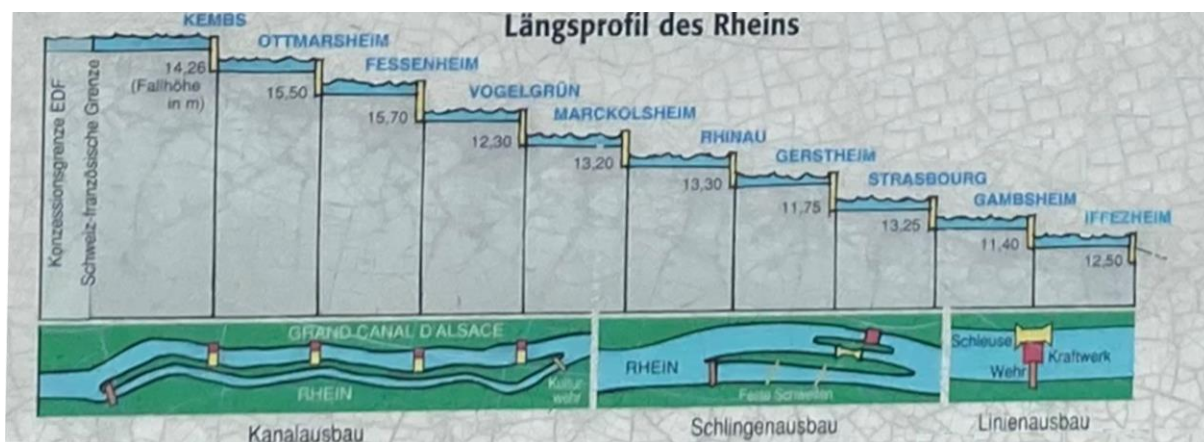


Abbildung 1 Rhein-Kaskade (EDF)

2 Äquivalente Hochdruck-Maschine

Da die die Kraftwerke in der Untersuchung relativ ähnlich sind, wird in dem Arbeitspaket untersucht, wie sich die Ergebnisse mit der Fallhöhe ändern. Dazu wird eine hypothetische Hochdruck-Maschine angenommen, welche für die Gesamtfallhöhe der drei Kraftwerke Vogelgrün, Marckolsheim und Rhinau ausgelegt wird. .

2.1 Allgemein

Die Lebensdauer von Turbinen wird maßgeblich durch Verschleiß (z. B. an Lagern oder Dichtungen) sowie durch die Ermüdung einzelner Bauteile bestimmt. Eine fundierte maschinenbauliche Auslegung ist daher essenziell, um lange Standzeiten zu gewährleisten. Lokale Spitzenspannungen in einzelnen Komponenten reduzieren die Lebensdauer erheblich, erhöhen das Risiko von Schäden und Ausfällen und führen zu kürzeren Wartungsintervallen.

Moderne FEA-Software (Finite-Elemente-Analyse) in Kombination mit leistungsfähigen HPC-Systemen erlaubt es heute, derartige Problembereiche bereits in der Entwicklungsphase vollständig zu identifizieren und zu minimieren. Ältere, durchflussgeregelter Anlagen, die ursprünglich ohne Einsatz dieser Berechnungsmethoden ausgelegt wurden, sind weniger für den frequenzgeregelten Betrieb geeignet.

Im Rahmen der Untersuchung wird analysiert, welche BESS-Größe für spezifische ältere Anlagen optimal ist. Während im Projekt XFLEX HYDRO Maschinen mit Fallhöhen unter 15 m betrachtet wurden und der Batteriespeicher auf eine hohe C-Rate ausgelegt wurde, wird hier die Anwendbarkeit auf große Hochdruckmaschinen und einer C-Rate von 1 untersucht.

2.2 Modellierung einer äquivalenten Hochdruck-Maschine

Gestartet wurde diese Analyse der Hochdruckmaschinenanwendung mit der Erstellung eines vollwertigen 3D CAD-Modells. Addiert man die Fallhöhen der Rhein Kaskade von Vogelgrün (12.3m), Marckolsheim (13.2m) und Rhinau (13.3m) ergibt sich eine Gesamtstaustufe von 38.8m. Im Layout (Abbildung 2) wurde eine fünf Flügel Hochdruck Kaplan Maschine mit folgenden Design Parametern gewählt:

- Fallhöhe 40 m
- Laufrad Durchmesser 8.6 m
- Leistung 180 MW

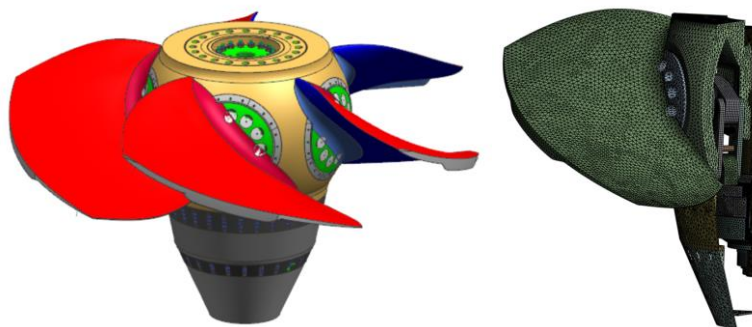


Abbildung 2 CAD-Model und FEA-Modell

2.2.1 Werkstoffe:

Den Stahlkomponenten der virtuellen Maschine wurden Standardmaterialeigenschaften zugewiesen (Abbildung 3).

- E-Modul: $E = 206 \text{ GPa}$
- Poissonsche Zahl: $\nu = 0.3$
- Dichte: $\rho = 7700 \text{ kg/m}^3$

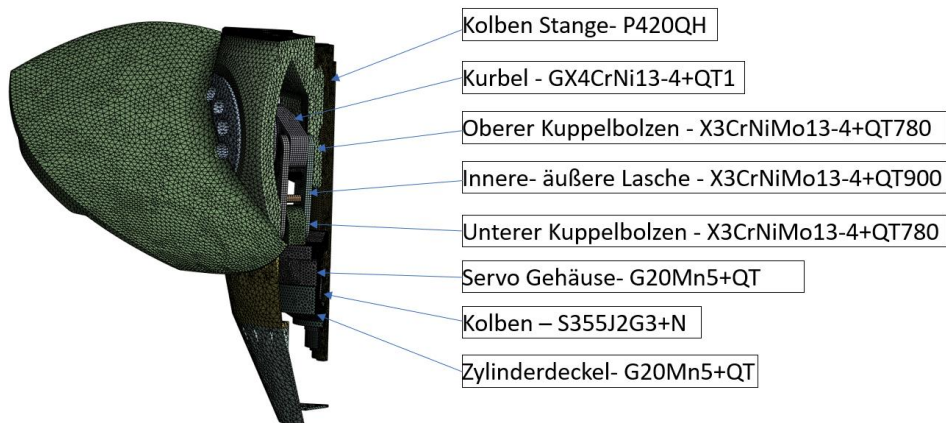


Abbildung 3 Materialeigenschaften der Komponenten

Auf der Rhein Kaskade Bronze Lager verbaut wurden, wurde den Lagern der virtuellen Maschine folgende Bronzematerialeigenschaften zugewiesen (Abbildung 4).

- E-Modul: $E = 100 \text{ GPa}$
- Poissonsche Zahl: $\nu = 0.34$
- Dichte: $\rho = 8000 \text{ kg/m}^3$

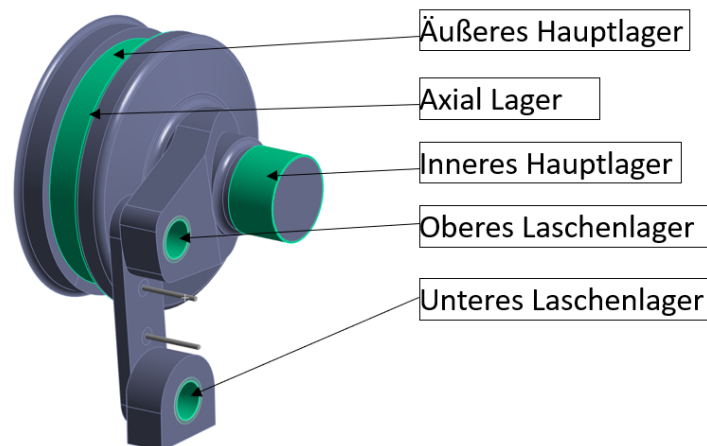


Abbildung 4 Überblick der Turbinenlager

Lastfälle:

Mit dem zyklisch-symmetrischen FEA-Modell wurden folgende Lastfälle simuliert.

- [Hmax/Pmax] - Maximale Fallhöhe und maximale Leistung
- BEP – Best Efficiency Point

Kaplanmaschinen können in vielen Betriebspunkten arbeiten. Da eine vollständige FE-Berechnung aller Punkte zu aufwändig wäre, wurde das mechanische System zusätzlich in Mathcad abgebildet. Die Mathcad-Rechnung eignet sich zur Bewertung weiterer Betriebspunkte durch die Extrapolation der FE-Resultate..

2.3 Lagerverschleiß der Turbinen

2.3.1 Archard WEAR Model

In der Archard Wear FEM-Simulation wird mit einem Sub Model gearbeitet um die Rechenzeit zu reduzieren. Für die Implementierung des Verschleißes in FEA-Simulation wurde mit einem APDL Code im Kontakt vorgegangen::

```
!*****
!new Archard Wear Law
!*****

K=0.011168
H=1 !hardness
m=1. !exponent on contact pressure
n=0.0 !exponent on relative surface velocity
!
TB,WEAR,cid,, ,ARCD
TBFIELD,TIME,0
TBDATA,1,K,H,m,n,1
```

Die Simulation wurde zeitbasiert durchgeführt, sodass eine Sekunde Simulationszeit einer realen Betriebsdauer von 40 Jahren entspricht. Das Vorgehen gestaltet sich wie folgt:

1. Initiale Lastaufbringung:

Im ersten Zeitschritt wurden sämtliche Lasten und daraus resultierenden Verformungen für das Öffnen der Laufschaufel aufgebracht. Ein zyklisches Wechseln der Lastrichtung nach jedem realen Lastzyklus ist numerisch nicht umsetzbar, weshalb dieses Vorgehen gewählt wurde.

2. Abriebssimulation für die Öffnungsrichtung:

Durchführung der Abriebssimulation für die im ersten Schritt aufbrachten Lasten.

3. Umschalten auf Schließrichtung:

Nach Abschluss des Öffnungszyklus wurden die Lasten vollständig auf die Schließrichtung umgestellt.

4. Abriebssimulation für die Schließrichtung:

Im finalen Schritt erfolgte erneut eine Abriebssimulation, diesmal unter den Lasten der Schließbewegung.

Der dabei eingegangene Kompromiss besteht darin, dass zunächst die vollständigen 40 Betriebsjahre im Zustand „Laufschaufel öffnen“ simuliert werden und im Anschluss die 40 Betriebsjahre „Laufschaufel schließen“.

Zusätzlich ist anzumerken, dass das System in der Simulation statisch berechnet wird und keine Rotation erfährt. Dadurch entsteht Abrieb immer an derselben Stelle, was in der Realität nicht der Fall ist. Die tatsächlichen Abriebszonen fallen daher größer aus als jene in den gezeigten Simulationsergebnissen. Die Simulation basiert auf Messwerten eines Kraftwerks für einen Zeitraum von einem halben Jahr erhoben und gespeichert wurden. In dem verwendeten Datensatz wurden alle 5 Sekunden Messwerte aufgenommen. Variable K wurde aus dem Datensatz bestimmt indem mittels Zeitstempel, Schaufelöffnungswinkel in Prozent (in Relation zum Maximalen Schaufelöffnungswinkel), die Regelbewegungen der Maschinen aufsummiert werden kann. Damit wurde der aussagekräftige Wert n berechnet, welcher die durchschnittliche gesamte Lagerumdrehung pro Tag angibt. Dieser Wert wird unter der Annahme halbiert das die Stellbewegungen in Öffnungs- und Schließrichtung identisch sind (Tabelle 1). Damit kann der Wert K wie folgt:

$$K = WR * n * 365 * Y * D * \pi$$

Die für einen Lagerwerkstoff geltende Konstante WR ist der Verschleißkoeffizient und ist Bronzen $1.0 \mu\text{m}/(\text{km} * \text{MPa})$. Y definiert die Anzahl der Jahre und die Variable D den Lagerdurchmesser.

Tabelle 1 Überblick der FEA-Archard-Parameter

	Ohne BESS		mit 3,2MWh BESS	
	n [Umdrehungen / Tag]	K [mm/Mpa/s]	n [Umdrehungen / Tag]	K [mm/Mpa/s]
Äußeres Hauptlager	1.336	0.0872	0.346	0.0226
Axial Lager	1.336	0.0923	0.346	0.0239
Inneres Hauptlager	1.336	0.0300	0.346	0.0078
Oberes Hauptlager	1.470	0.0149	0.360	0.0036
Unteres Hauptlager	0.140	0.0014	0.010	0.0001

2.3.2 Übersicht aller Betriebsbedingungen die Lagerverschleiß verursachen

Last auf das Lager

Um das Potential besser beurteilen zu können wurde anhand der Betriebsdaten erhoben welche Betriebszustände den Lagerverschleiß verursachen und welchen Anteil sie am Gesamtverschleiß haben.

Zusätzlich muss erwähnt werden, das je nach Betriebspunkt (Stationärer Betrieb) der Maschine (Teillastpunkt oder Voll-Last) die Lagerbelastungen variierten und die damit verbundene Lagerpressung. Trotz dieser betriebspunktabhängigen Unterschiede weist die Untersuchung darauf hin, dass

das potenzielle Reduktionspotenzial des Lagerverschleißes bei einer frequenzgeregelten Maschine mit 88 % außergewöhnlich hoch ausfällt (Abbildung 5). Dies verdeutlicht, dass eine optimierte Betriebsstrategie einen erheblichen Beitrag zur Lebensdauersteigerung der Lagerkomponenten leisten kann.

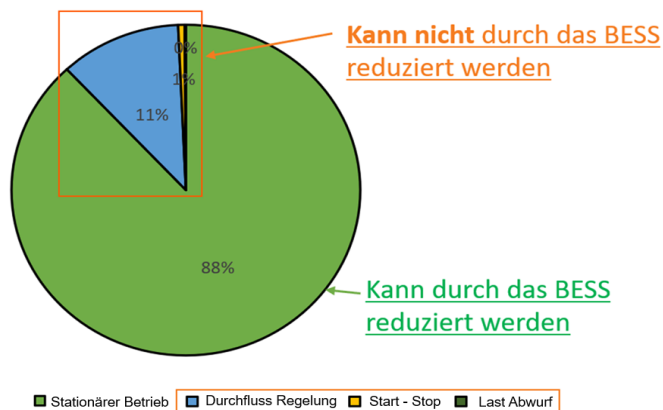


Abbildung 5 Anteil sie am Gesamtverschleiß

Rotationswinkel bzw. Gleitstrecke

Der Rotationswinkel – und damit die resultierende Gleitstrecke im Lager – wird primär durch die jeweilige Regelstrategie der Anlage vorgegeben. Moderne Wasserkraftanlagen mit digitalem Regler und frequenzgeregeltem Betrieb weisen typischerweise eine hohe Anzahl kleiner Stellbewegungen auf, was zu erhöhten relativen Bewegungen im Lagerverbund führt. Im Gegensatz dazu sind bei älteren Anlagen mit analoger Durchflussregelung die Stellfrequenzen deutlich geringer, wodurch die Gleitstrecken und damit die Verschleißintensität reduziert ausfallen.

Aufgrund des zunehmenden Anteils volatiler erneuerbarer Energien wie Solar- und Windkraft besteht jedoch eine wachsende Notwendigkeit, Wasserkraftanlagen auf frequenzgeregelte Betriebsarten umzurüsten. Diese Umstellung ermöglicht eine höherwertige Netzdienstleistung und trägt zur Stabilisierung des Stromnetzes bei, führt jedoch gleichzeitig zu veränderten Belastungsprofilen der Lagerkomponenten.

Lager Werkstoffe

Die Auswahl der Lagerwerkstoffe erfolgt üblicherweise in der Entwurfs- und Auslegungsphase einer Anlage und bleibt während der gesamten Lebensdauer im Regelfall unverändert. Moderne Wasserkraftanlagen sind branchenüblich mit Polymer- bzw. Kunststoffverbundlagern ausgestattet. Diese Werkstoffe weisen im Vergleich zu klassischen Bronze-Lagerungen einen um etwa eine Größenordnung geringeren Verschleißkoeffizienten auf, wodurch die tribologische Beanspruchung signifikant reduziert wird.

Daraus ergibt sich, dass das BESS-System insbesondere bei Anlagen mit konventionellen Bronze-Lagern ein höheres Wirksamkeitspotenzial besitzt. Bei solchen Anlagen kann durch die Reduktion von Relativbewegungen und die Optimierung des Belastungskollektivs eine deutlich ausgeprägtere Verschleißminderung erzielt werden als bei bereits mit polymerbasierten Lagern ausgerüsteten Anlagen.

Lager Auslegung

Im Rahmen der Auslegungsphase des Laufrades werden sowohl der Lagerdurchmesser als auch die Lagerlänge festgelegt. Diese geometrischen Parameter bestimmen maßgeblich die spezifische Lagerpressung sowie die resultierende Kantenpressung innerhalb der Gleitlagerverbindung. Besonders bei Bronze-Lagern können aufgrund des vergleichsweise hohen Elastizitätsmoduls – etwa 50 % desjenigen von Stahl – erhöhte Kantenpressungen auftreten.

Im Gegensatz zu polymeren Verbundlagern besitzen Bronze-Werkstoffe nur eine eingeschränkte Fähigkeit, lokale Spitzenlasten plastisch oder viskoelastisch umzulagern, zu verteilen oder abzubauen. Dies führt dazu, dass sich Lastspitzen unmittelbar in Form lokaler Pressungserhöhungen manifestieren, was die Entstehung ausgeprägter, räumlich begrenzter Verschleißzonen begünstigt. Dieser Verschleiß verlangsamt sich zwar nach einer gewissen Einlaufphase, bleibt jedoch aufgrund der begrenzten Anpassungsfähigkeit des Werkstoffes grundsätzlich erhöht.

2.4 Ermüdung der Laufradkomponenten

2.4.1 Übersicht aller Betriebsbedingungen die Lastzyklen verursachen

Analog zur Verschleißanalyse wurde auch für die Betriebsfestigkeit untersucht, welche Betriebszustände welche Anzahl von Lastzyklen erzeugen. Dabei wurden die relevanten Lastkollektive ermittelt und auf eine Anlagenlebensdauer von 40 Jahren extrapoliert. Die Analyse ergibt folgende charakteristische Lastspielzahlen:

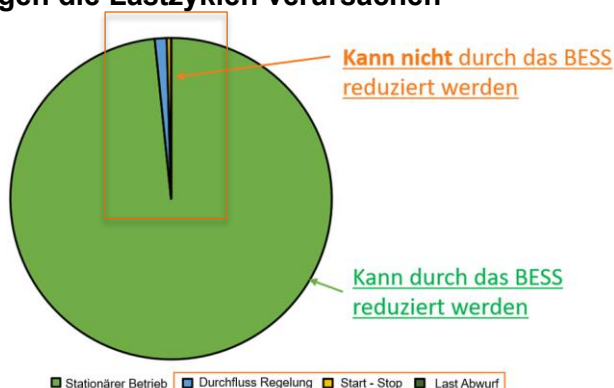


Abbildung 6 Anteil sie am Gesamtverschleiß

- Start-Stopp-Vorgänge: ca. 960 Lastzyklen
- Durchflussregelung: ca. 486 700 Lastzyklen
- Frequenzregelung: ca. 4.0×10^7 Lastzyklen

Lastabwürfe wurden in den Betriebsdaten nicht explizit erfasst, jedoch konservativ mit 360 Lastzyklen in die Berechnung einbezogen.

Aus diesen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass insbesondere frequenzgeregelte Anlagen aufgrund der sehr hohen Anzahl an Lastwechseln eine ausgeprägte Sensitivität gegenüber Betriebsfestigkeitseinflüssen aufweisen. Systeme mit hoher zyklischer Beanspruchung können daher in erheblichem Maße von einem BESS-System profitieren, da die Reduktion von Stellbewegungen bzw. Lastwechseln einen signifikanten Beitrag zur Lebensdauersteigerung der betroffenen Komponenten leisten kann (Abbildung 6).

3 Optimierung

In diesem Abschnitt wird die Modellbildung und Optimierung beschrieben.

3.1 Modellbeschreibung

Um den Optimierungsalgorithmus durchführen zu können, müssen zunächst geeignete mathematische Modelle für das hybride System erstellt werden. Dafür wird sowohl ein Modell für die Turbine als auch eines für die Batterie benötigt. Für eine Turbine mit niedriger Fallhöhe liegen CAM-Daten vor. Bei festgelegter Fallhöhe und konstanter Drehzahl können die Stellgrößen α (Öffnungswinkel der Leitschaufeln) und β (Öffnungswinkel der Laufschaufeln) so eingestellt werden, dass die Effizienz der Turbine maximiert wird. Aus den gemessenen Daten werden empirische Formeln hergeleitet, um ein mathematisches Modell der Turbinenleistung als Funktion der Stellgrößen α und β zu erhalten. Dieser Ansatz ermöglicht es, das Modell bei Vorliegen entsprechender Messdaten problemlos auf andere Turbinen zu übertragen.

Für die Fallhöhen stehen reale Betriebsdaten zur Verfügung. Es wird jeweils eine Polynomregression dritten Grades durchgeführt, wobei die Koeffizienten mittels Least-Squares-Minimierung bestimmt werden. Zwischen den vorhandenen Fallhöhen wird linear interpoliert. Die Parametrierung erfolgt in der Form:

$$P(s) = a_3s^3 + a_2s^2 + a_1s + a_0$$

Die Einführung der Parametervariable $s \in [0,1]$ ermöglicht eine kontinuierliche Durchlaufung der Kurve (wie in Abbildung 7 zu sehen). Über eine entsprechende Umrechnung können für jeden Parametrierwert s die normierten Stellgrößen α und β ermittelt werden. Dadurch wird gewährleistet, dass die Turbine stets im effizienten Bereich betrieben wird. Die Koeffizienten werden für jede Fallhöhe separat bestimmt. In ähnlicher Weise kann ein Modell für den Vollumstrom durch die Turbine erstellt werden. In Abbildung 7 ist für die Fallhöhe 40m die Cam - Kurve in Abhängigkeit der Stellgrößen exemplarisch dargestellt.

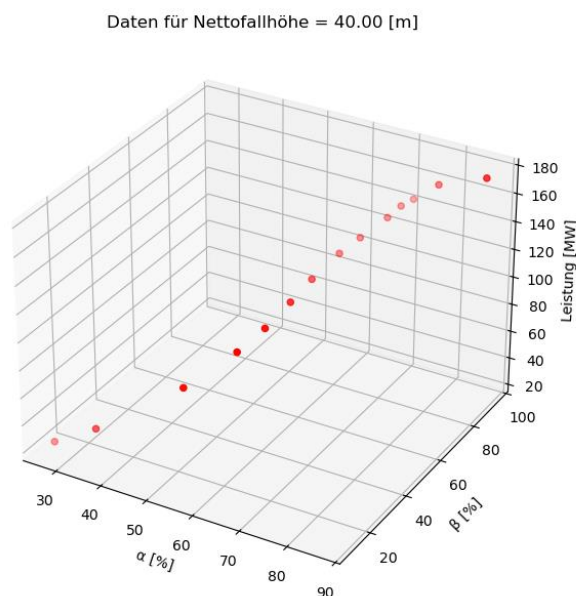


Abbildung 7 Für die Nettofallhöhe von 40m ist der typische Verlauf der Cam-Kurve in Abhängigkeit von den Stellgrößen α und β dargestellt

Ein einfaches mathematische Modell für den Ladezustand der Batterie kann wie folgt dargestellt werden mit Entladewirkungsgrad η_{dch} , Ladewirkungsgrad η_{ch} , P_{Bess} Leistung der Batterie und $1/dt$ der Zeitschritt. Über den Zeitschritt $1/dt$ wird P_{Bess} konstant angenommen.

$$SOC(P_{Bess}) = \begin{cases} P_{Bess} \cdot \eta_{laden} \cdot 1/dt, & P_{Bess} < 0 \\ P_{Bess} / \eta_{entladen} \cdot 1/dt, & P_{Bess} \geq 0 \end{cases}$$

3.2 Optimierung

Kleine Stellbewegungen (0° - 1° - Bereich) sollen durch die Batterie abgefangen werden, da der meiste Abrieb bei der in Bewegungssetzung der Leitschaufeln zustande kommt. Falls eine Änderung notwendig ist, soll es eine größere durchgehende Bewegung der Schaufeln stattfinden, anstatt viele kleine Bewegungen mit Richtungswechseln. Das Optimierungsproblem kann nach (1) formuliert werden unter den Nebenbedingungen (u.d.N) (2)(3)(4)(1)(2):

$$\begin{aligned} \underset{P_{Hpp}, P_{Bess}}{\text{minimize}} \quad & ||P_{soll} - P_{Hpp} - P_{Bess}|| + \omega_1 |\Delta\alpha| + \omega_2 |\Delta\beta| \\ & + \omega_{sgn2} \text{sgnc}(\beta) + \omega_{sgn1} \text{sgnc}(\alpha) \end{aligned} \quad (3)$$

u.d.N:

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (4)$$

$$P_{Bess} \leq P_{entladen} \quad (5)$$

$$P_{Bess} \leq P_{laden}, \quad (6)$$

$$|\alpha - \alpha_{t-1}| \leq \text{rateLim}\alpha \quad (7)$$

$$|\beta - \beta_{t-1}| \leq \text{rateLim}\beta \quad (8)$$

mit P_{soll} die Einspeiseleistung, ω die Gewichtungsfaktoren, SOC_{min} minimaler Ladezustand der Batterie, SOC_{max} maximaler Ladezustand der Batterie, $P_{entladen}$ maximaler Entladeleistung, P_{laden} maximale Ladeleistung der Batterie, $\Delta\alpha, \Delta\beta$ Minimierung der Änderung der Stellbewegungen, $\text{sgnc}(\alpha), \text{sgnc}(\beta)$, Minimierung des Vorzeichenwechsels, $|\alpha - \alpha_{t-1}|, |\beta - \beta_{t-1}|$ Änderungsrate der Stellwinkel ist physikalisch begrenzt, mit $t - 1$ wird der Simulationszeitschritt davor bezeichnet, P_{Hpp} Leistung der Turbine und P_{Bess} die Leistung der Batterie. Die geforderte Einspeiseleistung wird im Algorithmus stärker gewichtet, um die Einspeiseleistung zu garantieren. Die Batterie wird mit den formulierten Nebenbedingungen im optimalen Lade- und Entladebereich betrieben, um die Lebensdauer zu maximieren und die Alterung zu reduzieren. Die Darstellung der Eingangs- und Ausgangsgrößen im Algorithmus ist in Abbildung 8 dargestellt. H bezeichnet den Pegel. Unter den Stellbewegungen sind α, β zusammengefasst.

Die Dynamik der Turbine wird durch die maximale Lauf- und Stellradverstellung [deg/s] abgebildet, welches den Leistungsgradienten bestimmt. Schnelle oder Sprunghafte Leistungsänderungen können mit dem Batteriespeicher durchgeführt werden.

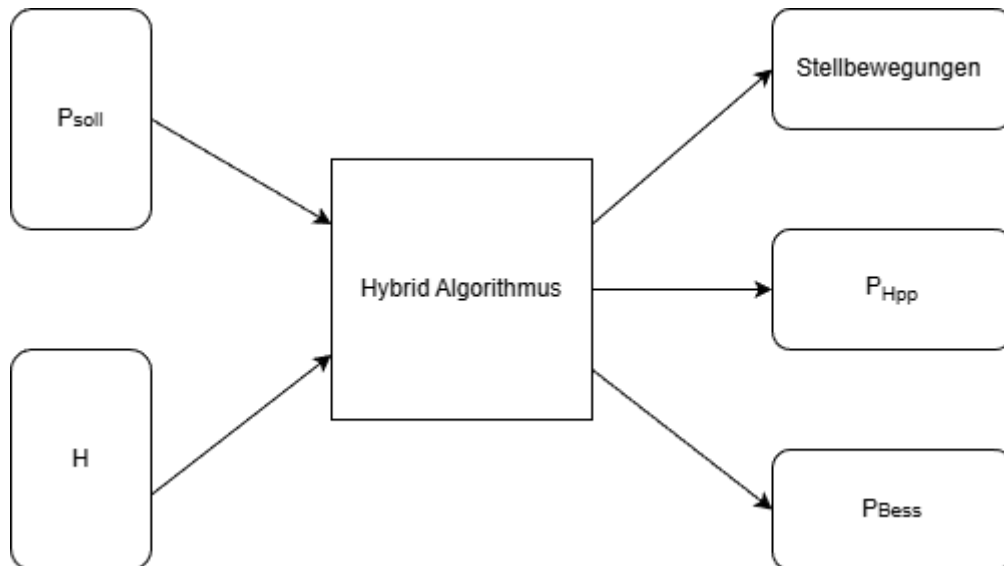


Abbildung 8 Darstellung der Eingangs- und Ausgangsgrößen beim Optimierungsalgorithmus

3.3 Simulation

Da der Fahrplan für die Durchflussregelung ist über einen Horizont von 15 Minuten immer bereits im Voraus bekannt ist, wird ein Model Predictive Control (MPC) verwendet um das Optimierungsproblem zu lösen. Ein MPC ist hier sinnvoll, weil er vorausblickend optimiert:

- zukünftige Soll-Einspeiseleistungen werden berücksichtigt
- technische Beschränkungen der Turbine und Batterie werden eingehalten
- und die Leistung kann gezielt zwischen Wasserkraftwerk und Batteriespeicher aufgeteilt werden

Für den Vergleich der zwei untersuchten Betriebsszenarien, Hybridsystem (Wasserkraftwerk + BESS) und gewöhnliches Wasserkraftwerk wird ein einheitlicher Pegel-Verlauf verwendet. Dabei handelt es sich um reale Messwerte der hydraulischen Kenngrößen (Pegel, Durchfluss) und der Einspeiseleistung.

In der Analyse werden die gemessenen Pegel berücksichtigt, da die Änderungen des Durchflusses gering gehalten werden.

Durch diese Vereinfachung wird sichergestellt, dass alle Varianten unter einem identischen hydraulischen Rahmen betrachtet werden. Die beobachteten Unterschiede in der Turbinenbelastung entstehen somit ausschließlich aufgrund der verschiedenen Leistungsaufteilungen und Betriebsweisen.

Die ursprünglich vorgesehene Optimierung über einen Zeithorizont von 15 Minuten wird aufgrund der hohen Rechenzeit auf einen Horizont von 1 Minute reduziert.

Es stehen reale Messdaten für die Monate Januar bis Juni des Jahres 2024 zur Verfügung, sowohl hinsichtlich der eingespeisten Leistung als auch der daraus resultierenden Änderung der Fallhöhe. Die Daten liegen in 5-Sekunden-Abtastintervallen vor und werden als Eingangsdaten für die Optimierung herangezogen.

Die Optimierung wird für einen ausgewählten Tag innerhalb dieses Zeitraums durchgeführt. Die Batterie wird im Bereich von 20 % bis 80 % SOC (weiches Limit) und 0 % bis 100 % SOC

(hartes Limit) betrieben, damit sie bei Bedarf in das harte Limit gehen kann, um die geforderte Einspeiseleistung sicherzustellen. Eine Lade- bzw. Entladerate von 1C wird angenommen. 1C bedeutet, dass die Batterie in 1 Stunde vollständig geladen oder entladen werden kann. Die Batteriegröße wird variiert, um anschließend eine Sensitivitätsanalyse durchführen zu können. Auf Basis der Sensitivitätsanalyse wird eine Batteriegröße bestimmt und die Verschleißanalyse durchgeführt. Anschließend kann bestimmt werden in welchem Maß die Lebensdauer mit der ausgewählten Größe der Batterie und Turbine gesteigert werden kann.

4 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse präsentiert.

4.1.1 Simulationsverhalten

Für eine 3.2 MWh-Batterie mit einer C-Rate von 1C sowie einem exemplarischen Tag im April ist das Verhalten des Algorithmus in Abbildung 9 dargestellt. Im obersten Diagramm wird die Leistung des Wasserkraftwerks im Hybridbetrieb (rot) der Referenz ohne Batterie (blau) gegenübergestellt. Der Hybridbetrieb folgt dem Leistungssollwert deutlich glatter und weist reduzierte hochfrequente Schwankungen auf. Dies verdeutlicht, dass das Wasserkraftwerk im Hybridfall primär die niederfrequenten Änderungen übernimmt, während die Batterie die restlichen klein-amplitudigen Leistungsabweichungen kompensiert, wie im zweiten Diagramm ersichtlich.

Die Batterieleistung P_{BESS} bleibt stets innerhalb der markierten Lade- und Entladegrenzen (gestrichelte Linien). Die häufigen Wechsel zwischen Laden und Entladen zeigen, dass die Batterie die hochfrequenten Komponenten des Leistungssignals abfängt und dadurch die Stellanforderungen an das Wasserkraftwerk erheblich reduziert.

Im dritten Diagramm ist der Ladezustand (SOC) dargestellt.

Das unterste Diagramm zeigt den Leitschaufelwinkel β (rot: Hybrid, blau: Wasserkraft ohne BESS). Im Hybridbetrieb treten deutlich weniger kurze und abrupte Stellbewegungen auf. Stattdessen verlaufen die Stellvorgänge glatter, gleichmäßiger und über längere Intervalle hinweg. Eine detaillierte Auswertung der in Abbildung 9 gezeigten Ergebnisse erfolgt in 4.1.2 und 4.1.3.

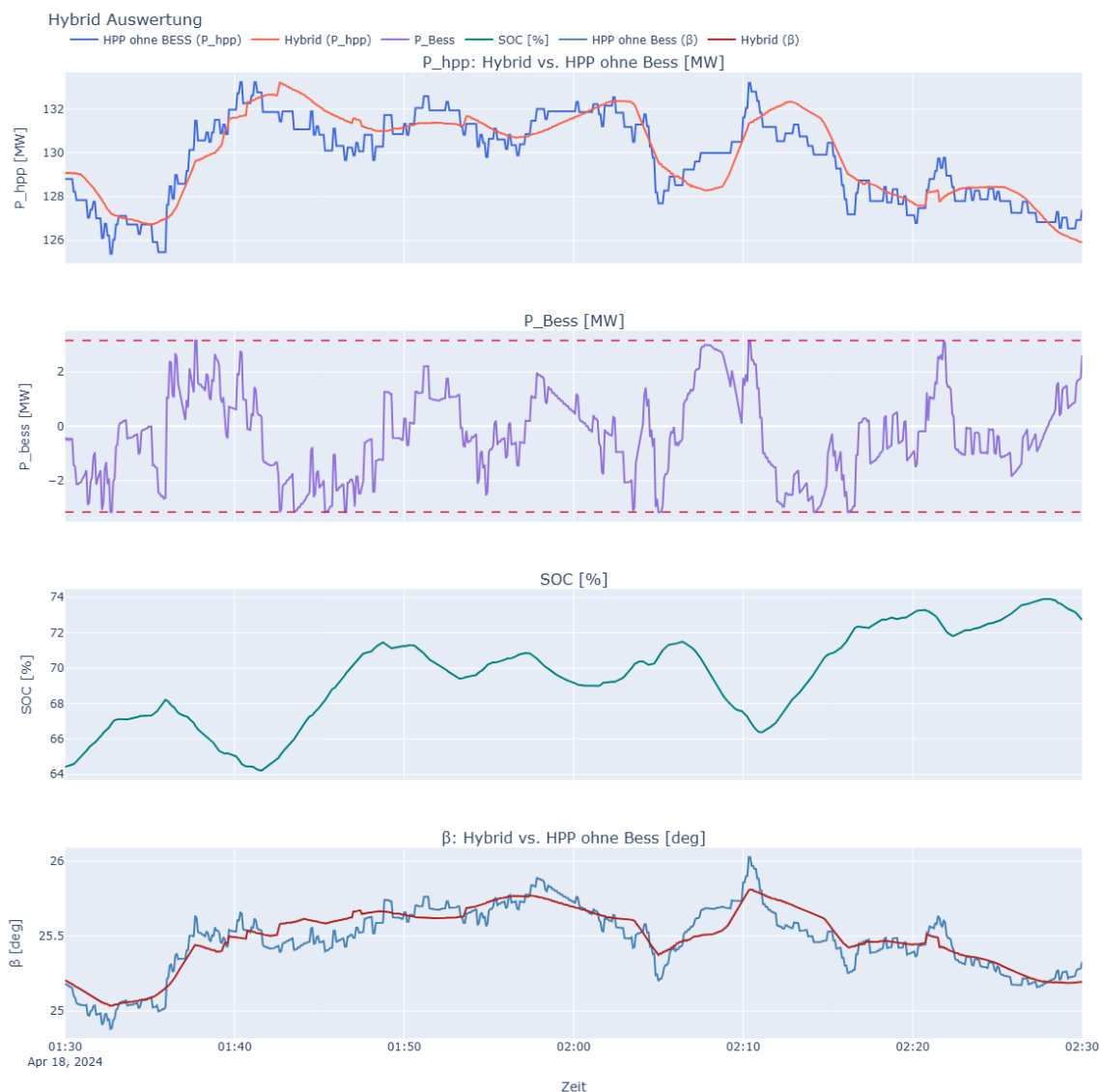


Abbildung 9 Gegenüberstellung der Sollwertänderungen mit und ohne BESS

4.1.2 Lagerverschleiß

In dieser Analyse wurde primär der Zusammenhang zwischen der Batteriegröße und dem erforderlichen Laufradverstellungswinkel untersucht. Wie in Abbildung 10 dargestellt, führt eine Erhöhung der installierten Batteriekapazität – insbesondere bis etwa 5 MWh – zu einer deutlichen Reduktion des notwendigen Verstellwinkels des Laufrades.

Damit wird ersichtlich, dass sich in diesem Bereich ein klarer Optimalpunkt („Sweet Spot“) der Batteriegröße ergibt, bei dem der hydraulische Stellaufwand signifikant minimiert wird. Eine weitere Vergrößerung der Batteriekapazität führt hingegen nur noch zu marginalen Verbesserungen, was den identifizierten Bereich als technisch und wirtschaftlich besonders vorteilhaft hervorhebt. Beziehungsweise kann das verbleibende Leistungsband eines leistungsstärkeren BESS für weitere Anwendungsfälle genutzt werden.

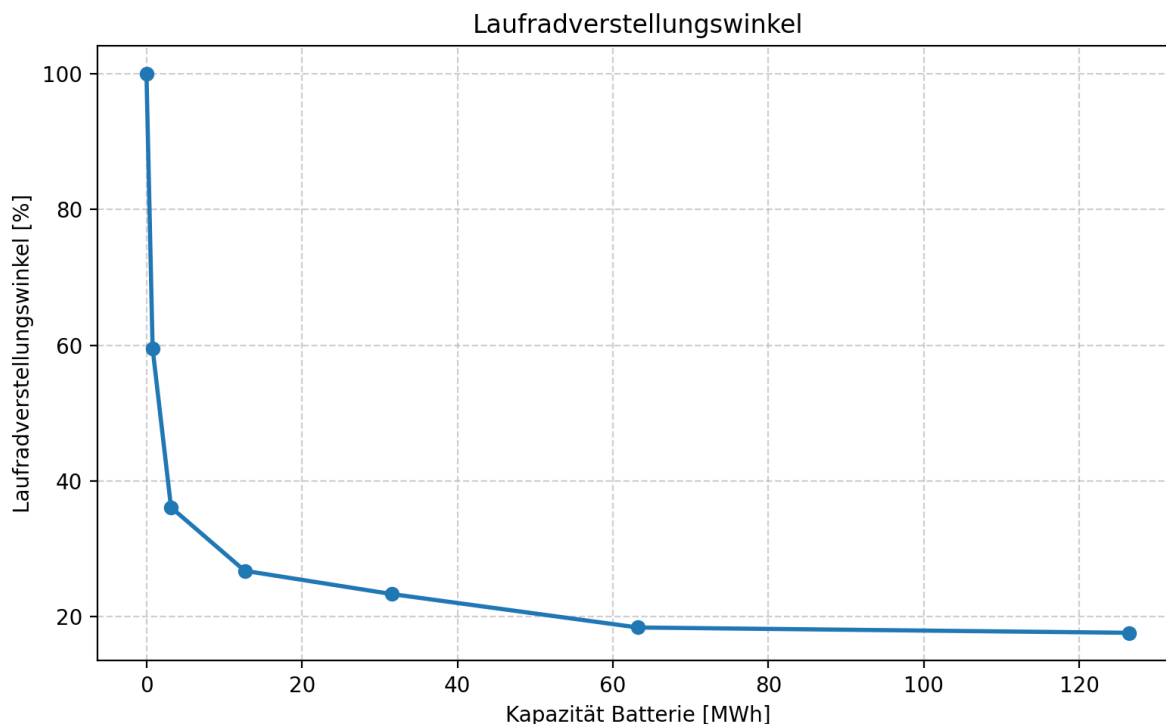


Abbildung 10 Verhältnis Laufradverstellungswinkel zu Batteriegröße

Die im Rahmen der FEA-Analysen ermittelten Verschleißwerte zeigen ein deutlich logarithmisches Verhalten. Dies äußert sich darin, dass selbst bei einer Reduktion des Laufradverstellungswinkels um rund 80 % der berechnete Lagerverschleiß lediglich um etwa 50 % abnimmt. Dieses asymptotische Verhalten ist typisch für viele tribologische Systeme, bei denen die Verschleißrate mit abnehmender Relativbewegung nicht linear, sondern abflachend sinkt. Die Simulation zeigt das die Ergebnisse, sensibel auf die Feinheit des Netzes der Kontakte reagieren

Die daraus resultierende Verschleißreduktion besitzt erhebliche praktische Relevanz: Sie kann die Service- und Wartungsintervalle der Lager um mehrere Jahre verlängern und somit die Verfügbarkeit der Anlage erhöhen. Ein zusätzlicher Vorteil ergibt sich aus der Verringerung oszillierender Mikro-Bewegungen, die bei Gleitlagern als besonders schädlich gelten, da sie mikroskopische Reibschwingungen und Oberflächenermüdung fördern.

Bei bestimmten Anlagen mit elastischen Komponenten in der Regelkette können solche Mikro-Bewegungen zudem Stick-Slip-Phänomene begünstigen. Durch die mit dem BESS-System verminderte Anzahl und Amplitude der Regelbewegungen lassen sich diese unerwünschten Effekte weitgehend vermeiden. Dies trägt sowohl zur Reduktion dynamischer Lastspitzen als auch zu einer stabileren regulatorischen Antriebsdynamik bei (Abbildung 11).

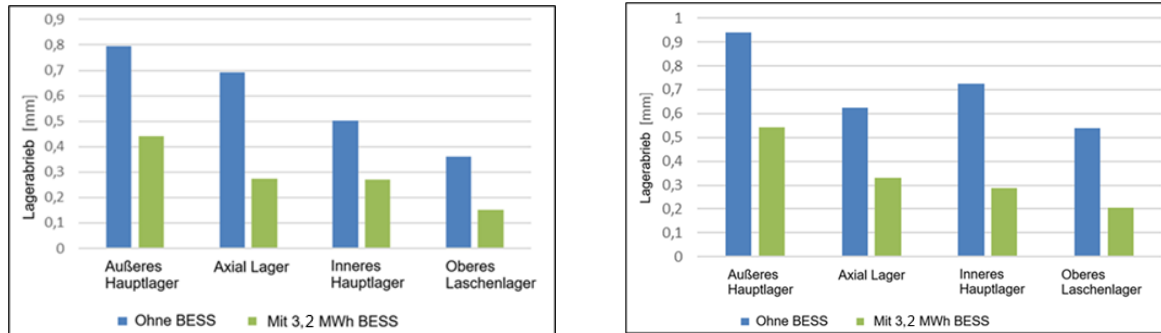


Abbildung 11 Absoluter Verschleiß im BEP-Betriebspunkt (links) / - im Hmax-Betriebspunkt (rechts)

4.1.3 Ermüdung der Laufradkomponenten

Im Rahmen dieser Analyse wurden für jede relevante Laufradkomponente die Peak-to-Peak-Spannungen ermittelt, die während der Öffnungs- und Schließbewegungen der Laufschaufeln auftreten. Aus diesen Spannungsamplituden lässt sich anschließend die zyklische Beanspruchung bestimmen, welche die Grundlage für die Lebensdauerbewertung gemäß den ASME-Richtlinien (ASME Section III, Division 1, Subsection NB – fatigue curves 3-F.1 bzw. 3-F.2) bildet.

Im Gegensatz zum Lagerverschleiß, dessen Verhalten häufig nichtlinear ist, zeigt sich bei der Betriebsfestigkeit ein annähernd lineares Verhältnis zwischen Anzahl der Lastwechsel und der resultierenden Lebensdauerverkürzung. Dies bedeutet, dass eine Reduktion der Lastzyklen nahezu proportional zu einer Erhöhung der Bauteillebensdauer führt.

Für die virtuelle 180-MW-Hochdruckmaschine, die mit einem 3,2-MWh-BESS-System ausgestattet wird, ergibt die Analyse eine Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 7,7 der dynamisch belasteten Komponenten (Abbildung 12). Dies stellt eine deutliche Verbesserung der Betriebsfestigkeit dar und kann sowohl die Wahrscheinlichkeit ungeplanter Produktionsausfälle als auch den gesamten Wartungsaufwand erheblich reduzieren.

Besonders relevant ist dieser Zugewinn in Situationen, in denen während der Wartung Risse in schwer zugänglichen Bereichen entdeckt werden. Solche Schäden führen typischerweise zu hohen Stillstandskosten und umfangreichen Montage- und Reparaturaufwänden. Eine deutliche Reduktion der Lastwechsel durch ein BESS-System trägt daher unmittelbar zur Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit, zur Kostenreduktion und zur Verbesserung der strukturellen Integrität der Laufradkomponenten bei.

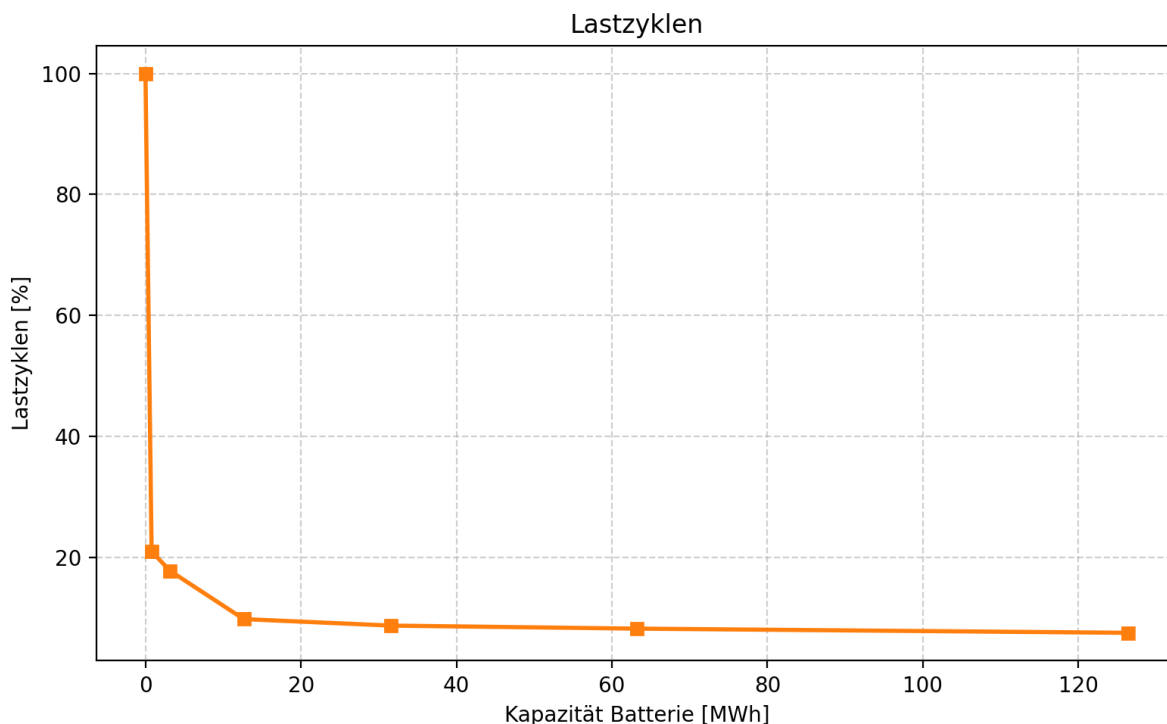


Abbildung 12 Lastzyklen in Abhängigkeit von der Batteriegröße

5 Zusammenfassung und Ausblick

Das Simulationsframework ermöglicht die Analyse des Zusammenspiels einer Turbine mit einem Batteriespeicher. Mit diesem Ansatz können Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden, um unter verschiedenen Betriebsstrategien und Randbedingungen die optimale Batteriegröße zu bestimmen.

Wie in Abbildung 13 zu erkennen konnte nachgewiesen werden dass die Laufradstellbewegungen und Lastzyklen signifikant reduziert werden können. Das Diagramm bestätigt wie der Optimierungsalgorithmus zahlreiche kleine Regelbewegungen mit dem Einsatz des BESS-Systems in größere, weniger häufige Regelungen übergeführt.

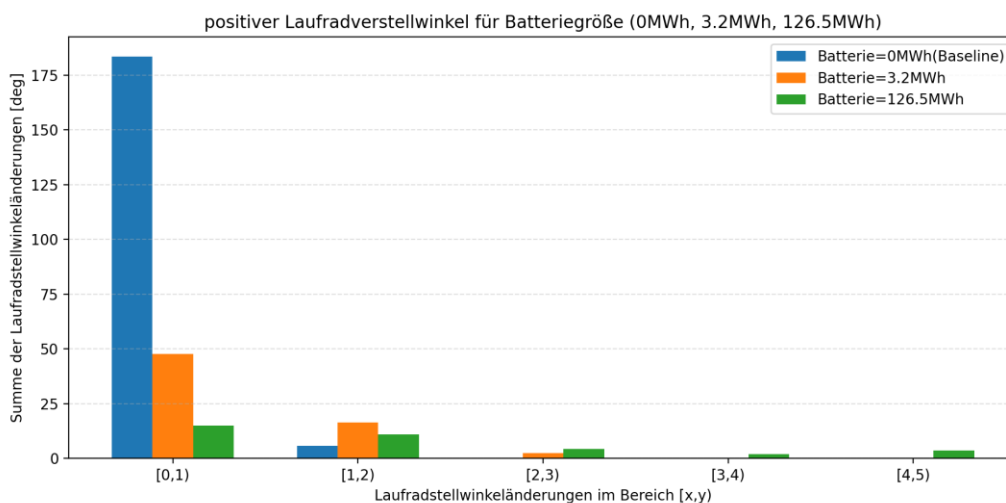


Abbildung 13 Positiver Laufradverstellungswinkel für 24h

Im nächsten Projektabschnitt wird der bisher verwendete Modellierungsansatz, bei dem alle Szenarien mit einem identischen Verlauf der Fallhöhe berechnet wurden, durch ein erweitertes Modell zur Berechnung der Fallhöhe ergänzt. Auf dieser Grundlage können die Wasserstände im Oberwasser und Unterwasser für jedes Szenario bestimmt werden. Dies ermöglicht eine Abbildung auf eine Kaskade von Laufkraftwerken und schafft die Grundlage, um Hybridisierung einer Kaskade zu bewerten. Des Weiteren ist die Durchführung einer Kosten-Nutzen Analyse geplant.



Referenzen

- [1] "ReHydro." Accessed: Nov. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.rehydro.eu/>
- [2] R. Scipioni, M. E. Gil Bardají, L. Barelli, M. Baumann, and S. Passerini, Eds., *Hybrid Energy Storage: Case Studies for the Energy Transition*, vol. 47. in *Lecture Notes in Energy*, vol. 47. Cham: Springer Nature Switzerland, 2026. doi: 10.1007/978-3-031-97755-8.
- [3] V. Durvasulu *et al.*, "Rationale for adding batteries to hydropower plants and tradeoffs in hybrid system operation: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 202, p. 114673, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.rser.2024.114673.
- [4] Y. Liu, H. Zhang, P. Guo, C. Li, and S. Wu, "Optimal Scheduling of a Cascade Hydropower Energy Storage System for Solar and Wind Energy Accommodation," *Energies*, vol. 17, no. 11, Art. no. 11, Jan. 2024, doi: 10.3390/en17112734.
- [5] K. Lindgren, "Dynamic Control, Modeling and Sizing of Hybrid Power Plants".
- [6] D. Laban, P. Norrlund, and U. Lundin, "Comparison of model performance and field data for hydro-battery hybrid systems providing frequency control," pp. 47–52, Jan. 2024, doi: 10.1049/icp.2024.1817.
- [7] "XFLEX HYDRO - EU Horizon 2020 project," XFLEX HYDRO - EU Horizon 2020 project. Accessed: Jan. 20, 2020. [Online]. Available: <https://xflexhydro.net>
- [8] S. Kadam *et al.*, "Hybridization of a RoR HPP with a BESS—The XFLEX HYDRO Vogelgrun Demonstrator," *Energies*, vol. 16, no. 13, Art. no. 13, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16135074.
- [9] F. Gerini, E. Vagnoni, M. Seydoux, R. Cherkaoui, and M. Paolone, "Enhanced Frequency Containment Reserve provision from battery hybridized hydropower plants: Theory and experimental validation," *Electric Power Systems Research*, vol. 235, p. 110765, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.epr.2024.110765.