

Simulationsbasierte Untersuchung von Energieflexibilität bei der Optimierung in der Hinterlandentwässerung

Marvin Hempel^{1*}, Jens Heger¹

¹Institut für Produktionstechnik und -systeme, Leuphana Universität Lüneburg, Universitätsallee 1, 21335 Lüneburg, Germany; *marvin.hempel@leuphana.de

Abstract. In this paper, the issue of adjusting pump activities to fluctuating energy availability in the context of hinterland drainage systems is addressed. Through mathematical modeling and optimization techniques, the potential for flexibility within regular pumping operations is evaluated. In addition to the intuitive approach which considers only the tides of the adjacent water body for the purpose of enhancing energy efficiency, electricity price patterns are also taken into consideration to promote grid-friendly behavior and reduce CO₂ emissions.

Einleitung

Die fortschreitende Energiewende verändert die Art und Weise, wie ein zeitgemäßer Umgang mit energieintensiven Anlagen umzusetzen ist. Durch den steigenden Anteil an erneuerbaren Energiequellen im Stromnetz erhöht sich naturgemäß die Fluktuation der Energieverfügbarkeit [1]. Diese Schwankungen haben einen direkten Einfluss auf die Energiepreise am Strommarkt. Tendenziell sind die Strompreise bei einem hohen Energieaufkommen aus erneuerbaren Quellen geringer und umgekehrt. Daraus ergibt sich neben dem Gedanken der Energieeffizienz ein zusätzliches Potenzial der Flexibilisierung, durch dessen Nutzung betreiberseitig Energiekosten gesenkt, gleichzeitig indirekte CO₂-Emissionen reduziert und das Stromnetz entlastet werden können.

Infolgedessen sollten die kosten- und energieintensive Pumpvorgänge bei der Hinterlandentwässerung durch intelligente Steuerungssysteme an die heute deutlich komplexeren Bedingungen am Strommarkt angepasst werden, um ganzheitlich optimierte Abschöpfstrategien zu gewährleisten. Die klimawandelbedingte Zunahme der Intensität von Regenereignissen und die steigenden Strompreise erschweren es den Schöpfwerksbetreibern ohnehin geeignete Entwässerungsmaßnahmen auf der Grundlage veralteter Konzepte anzuwenden. Es

reicht teilweise nicht aus manuelle, binäre Entscheidungen zu treffen und bei hohen Innen- bzw. niedrigen Außenpegelständen die Pumpen unter Volllast zu betreiben.

Durch Drehzahlregelung der Pumpen besteht z.B. die Möglichkeit unterschiedliche Wirkungsgrade zu erreichen, wobei eine geringe Drehzahl einen deutlich reduzierten Energieverbrauch zur Folge hat. Ebenfalls ist aber auch ein längerer Zeitraum notwendig, um dasselbe Volumen an Wasser abzuleiten und die Förderhöhe, die überwunden werden kann, reduziert sich. Die Wahl der optimalen Drehzahl hängt zu jeder Zeit unmittelbar von den aktuellen Pegelständen und dessen Änderungsrate als auch vom aktuellen Strompreis ab.

Um der globalen Zunahme an CO₂-Emissionen und den steigenden Energiekosten entgegenzuwirken, müssen also umfangreiche Kenntnisse generiert werden, die die vielschichtigen Zusammenhänge zwischen den kontrollierbaren (z.B. Pumpdauer, Drehzahl der Pumpe) und unkontrollierbaren (z.B. Gezeiten, Pegelstände, Witterungsbedingungen) Einflussfaktoren eines Entwässerungssystems abbilden. In Zukunft kann, mithilfe von Prognosedaten für Niederschlag, Gezeiten und Stromverfügbarkeit, eine angebotsorientierte Flexibilität des Energieverbrauchs erreicht werden.

1 Stand der Technik

Das Gebiet der Energieflexibilität ist aufgrund der vorherrschenden Energiewende ein sehr aktuelles Thema, das für viele Industriezweige beforscht wird [2]. In der Arbeit von Reinhart et al. wird Energieflexibilität als die Möglichkeit von Produktionssystemen zur schnellen und kosteneffizienten Anpassung an Änderungen am Energiemarkt beschrieben [3].

In der Literatur werden durch die Inklusion von Energieverbrauchsdaten in die klassischen Simulationsmo-

delle für Produktionsprozessplanung energetische Optimierungen durchgeführt. Mithilfe der zeitlichen Flexibilität einzelner Produktionsschritte kann eine optimierte Anpassung an die Schwankungen des Energieangebots bzw. der Strompreise umgesetzt werden [4, 5].

Auch für Anwendungen aus dem Bereich der Wasserwirtschaft werden aufgrund der Kosten- und Energieintensität Möglichkeiten untersucht, um die Energieeffizienz der Prozessschritte zu steigern und Kosten zu senken. Zur Modellierung solcher Pumpsysteme werden in der Regel mathematische Modelle gebildet, die den mathematischen Zusammenhang zwischen Zu- und Abfluss von Wasser in einem Tank oder mehreren Tankkaskaden beschreiben. In der Literatur werden weitestgehend die Wasserversorgung oder die städtische Entwässerung betrachtet [6, 7]. Die Betrachtung von Entwässerungssystemen in küstennahen Regionen spielt kaum eine Rolle. Aber insbesondere für die Hinterlandentwässerung ergeben sich durch die Schwankungen am Strommarkt neuartige Methoden zur Entwässerungsoptimierung. Der klassischen Methode des Pumpens bei niedrigen Tideständen stehen nun Möglichkeiten für komplexere Pumpplanungsprozesse gegenüber, die die schwankenden Strompreisstrukturen berücksichtigen [8, 9].

2 Szenariobeschreibung

Der Unterhaltungsverband Kehdingen ist einer von 114 Verbänden in Niedersachsen und betreibt auf einer Fläche von rund 27.000 ha entlang der Elbe und im direkten Umland rund 160 Schöpfwerke mit insgesamt 400 Pumpen. Die Hauptaufgabe des Unterhaltungsverbandes besteht darin, das aufkommende Wasser aus dem natürlichen Niederschlagsgebiet abzuleiten. Aufgrund der niedrigen Höhenlagen (unter Normalhöhennull (NHN)) des Gebiets ist eine natürliche Vorflut nur selten möglich und das gesammelte Wasser wird bei Bedarf unter hohem Energieeinsatz mithilfe von Pumpen aus dem Unterhaltungsgebiet in die umliegenden Tidengewässer gehoben. In der Vergangenheit ist dabei für den Unterhaltungsverband und dessen Mitglieder ein jährlicher Energieverbrauch von circa 2,5 – 3 Mio. kWh entstanden. In 2021 bedeutete dies einen Ausstoß von durchschnittlich ca. 1300 t CO₂-Äquivalenten.

In einem klassischen Entwässerungssystem wird zwischen verschiedenen Arten von Schöpfwerken unterschieden, die je nach Ebene im System unterschiedliche Aufgaben zu bewältigen haben. Die sogenannten Polderschöpfwerke sammeln das abzuführende Wasser direkt

im Binnenland und leiten es über Pumpen und Rohrssysteme in Speicherbecken auf höhere Höhenniveaus ab. Auf diesen höheren Ebenen können entweder Stufenschöpfwerke das Wasser erneut auf ein höheres Niveau heben oder es wird unmittelbar von Mündungsschöpfwerken in angrenzende Tidengewässer abgeleitet. Die Anzahl der spezifischen Schöpfwerke variiert und ist den jeweiligen Bedingungen angepasst. Dabei spielen Faktoren wie die Gebietsgröße und die Gesamtförderhöhe eine Rolle. Generell kann davon ausgegangen werden, dass verhältnismäßig viele Polderschöpfwerke im Binnenland verteilt sind, einige Stufenschöpfwerke bei gesondertem Bedarf eingesetzt werden und eine relativ geringe Anzahl an Mündungsschöpfwerken an den Deichkanten zur Verfügung stehen. Die Leistung der Mündungsschöpfwerke ist dementsprechend um ein Vielfaches höher, als die der Schöpfwerke auf unterer Ebene, um das gesamte abzuführende Niederschlagswasser aus dem Gebiet verarbeiten zu können.

Einige Schöpfwerke besitzen feste Überlaufkanten. Dies bedeutet, dass das abzuleitende Wasser zu jedem Zeitpunkt über ein Rohrsystem auf ein Niveau gehoben wird, das über dem Wasserspiegel des nächsten Speicherbeckens gelegen ist. Von dort aus kann es in das nachgelagerte Sammelbecken fließen. Die momentane Förderhöhe ist daher ausschließlich vom Pegelstand des vorgelegerten Sammelbeckens abhängig.

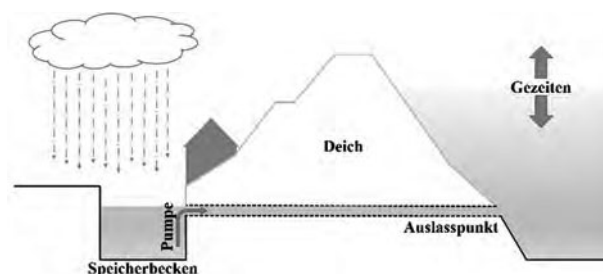


Abbildung 1: Schematische Darstellung eines Schöpfwerks zum Abpumpen von Niederschlagswasser unter dem Deich in Tidengewässer.

Insbesondere bei Mündungsschöpfwerken findet ein anderes Konzept Anwendung, da hier das Wasser unter dem Deich in ein Tidengewässer gepumpt wird. Dessen Pegelstand ist in der Regel höher als der Auslasspunkt des Pumpendurchlaufs (siehe Abbildung 1). Daher ergibt sich für dieses Konzept die momentane Förderhöhe durch die Differenz des Außen- und Innenpegelstandes

der vor- und nachgelagerten Gewässer. Da die Pegelstände von Tidengewässern aufgrund der Gezeiten zyklisch um mehrere Meter variieren können, ergeben sich Zeitfenster mit relativ hohen bzw. geringen Förderhöhen.

Um spezifische Merkmale des Systems bei schwankenden Pegelständen zu analysieren, werden Messdaten bei unterschiedlichen, systemrelevanten Parameterzuständen erhoben. Dafür wird die Motordrehzahl der Pumpe durch eine zeitdiskrete sinusförmige Anpassung zwischen 65 % und 100 % der händlerspezifischen Nenndrehzahl im Arbeitsbereich unter Realbedingungen variiert. Mithilfe von implementierten Messsystemen (Durchfluss-, Leistungs- und Pegelstandmessungen) können systembezogene Datenpunkte aufgenommen werden.

3 Mathematisches Modell

In diesem Abschnitt wird die mathematische Modellierung eines einzelnen Mündungsschöpfwerks mit einer drehzahlregelbaren Pumpe dargestellt und basierend auf diesem Modell werden unterschiedliche Szenarien hinsichtlich einer mathematisch optimierten Abschöpfstrategie miteinander verglichen.

3.1 Beschreibung des Modells

Die Grundlage für die nachfolgende mathematische Modellierung ist die gemischt-ganzzahlige nichtlineare Optimierung (MINLP) aus der Arbeit von Fecarotta et al. [6]. Aufgrund der Gegebenheit, dass ein Entwässerungssystem in der Regel aus einem Verbund mehrstufiger Pumpen und Speicherbecken besteht, die eine systematische Interdependenz aufweisen, wird das Problem durch Linearisierungs- und Diskretisierungstechniken in ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (MILP) überführt. Die Reduktion der Komplexität soll unter Realbedingungen eine Berechnung von mehrstufigen Pumpplänen in vertretbarer Zeit gewährleisten.

Zu Beginn ergeben sich durch die Klassierung der gemessenen, systemspezifischen Datenpunkte der Pumpe $N = 7$ äquidistante Drehzahlbereiche (N_1 : 65 %–70 %, N_2 : 70 %–75 %, ...). Durch die Anwendung von linearen Regressionsverfahren lassen sich im weiteren Verlauf diskretisierte, lineare Systemkennlinien ableiten. Diese Kennlinien definieren den Zusammenhang zwischen Förderhöhe bzw. Leistung und Durchfluss (Fördermenge) der Pumpe und geben einen Einblick in die generelle Funktionsweise einer entsprechenden Schöpfwerkspumpe im Arbeitsbereich (siehe Abbildung 2).

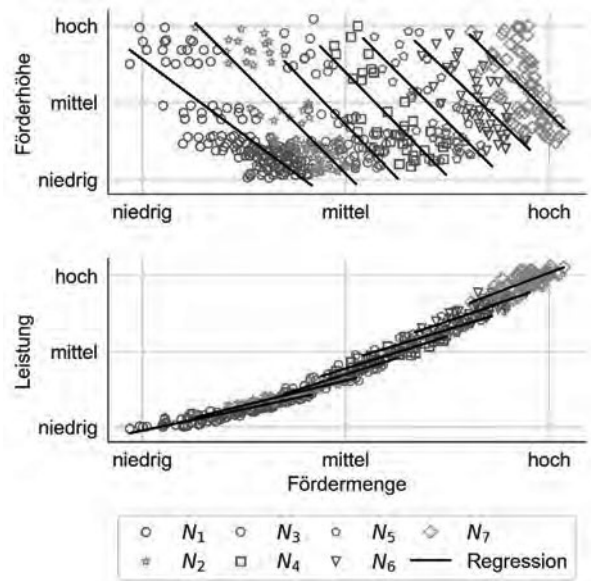


Abbildung 2: Gemessene Datenpunkte mit resultierenden Systemkennlinien einer installierten Schöpfwerkspumpe im Drehzahlbereich ($N_1 - N_7$) von 65 % - 100 % der vorgegebenen Nenndrehzahl.

Es lassen sich vier verschiedene Vektoren zur Abbildung der Kennlinien erzeugen. Dabei bilden die Vektoren M_H bzw. M_P die Steigung der Regressionsgraden für die Förderhöhen- bzw. Leistungskennlinie ab. B_H bzw. B_P bilden den Ordinatenabschnitt der Kennlinien ab.

Die Grundlage der mathematischen Optimierung bildet in dieser Arbeit eine multikriterielle Minimierung der Summe aus den akkumulierten Energieverbräuchen P_t und den Energiekosten K_t mit einem Gewichtungsfaktor w :

$$\min ZF = \sum_{t \in T} (w \cdot P_t + (1 - w) \cdot s \cdot K_t) \cdot dt \quad (1)$$

Hierbei gibt T die Anzahl und dt die Dauer der Planungsperioden an. Die Energiekosten setzen sich aus den Energieverbräuchen und den Energiepreisen p_t der einzelnen Perioden zusammen ($K_t = P_t \cdot p_t$). Durch einen Skalierungsfaktor s werden die Kosten an den Wertebereich der Energieverbräuche angepasst. Dabei nimmt s den Durchschnittswert von p_t an. Mithilfe des Gewichtungsfaktors w kann die Präferenz für die unterschiedlichen Zielkriterien beliebig variiert werden.

Die Entscheidungsvariablen des Optimierungsmodells werden durch die binären Variablen $x_{t,n} \in \{0,1\}$ mit $n \in \{0,1, \dots, N\}$ repräsentiert, wobei $x_{t,0} = 1$ die Deaktivierung der Pumpe in Periode t darstellt. Für alle $n \in$

$\{1, \dots, N\}$ repräsentiert $x_{t,n}$ die Wahl einer der N spezifischen Drehzahlbereiche.

Das System unterliegt des Weiteren verschiedenen Restriktionen, die den Rahmen der Optimierungsmöglichkeiten durch eine Beschränkung des Lösungsraums vorgeben. Diese Restriktionen werden im folgenden Verlauf formal dargestellt.

Durch eine diskretisierte Kontinuitätsgleichung:

$$H_{in_t} = H_{in_{t-1}} + \frac{dQ_{in_t} - dQ_t}{S} dt \quad (2)$$

wird beispielsweise sichergestellt, dass die Änderung des Innenpegelstandes H_{in_t} im Speicher in konsekutiven Zeitfenstern konsistent zum durchschnittlichen Ab- ($dQ_t = \frac{Q_t + Q_{t-1}}{2}$) und Zufluss ($dQ_{in_t} = \frac{Q_{in_t} + Q_{in_{t-1}}}{2}$) des Tanks ist. Dieser setzt sich aus den Ab- Q bzw. Zuflüssen Q_{in} zweier konsekutiver Zeitfenster zusammen.

Da der Pegel des Tanks sowohl einen Minimal- (c_{lb}) als auch einen Maximalpegelstand (c_{ub}) nicht unter- bzw. überschreiten darf, werden Kapazitätsrestriktionen definiert, die einen Leerlauf- bzw. Überlaufschutz darstellen:

$$c_{lb} \leq H_{in_t} \leq c_{ub} \quad (3)$$

Mithilfe folgender Gleichung wird die Förderhöhe H_{f_t} in jedem Zeitfenster in Abhängigkeit vom Innen- und Außenpegelstand H_{out_t} definiert:

$$H_{f_t} = H_{out_t} - H_{in_t} \quad (4)$$

Die nachfolgenden vier Ungleichungen ermöglichen eine diskrete Auswahl aus den N zur Verfügung stehenden Regressionsgraden der unterschiedlichen Drehzahlbereiche. Dabei wird durch die Wahl ausreichend hoher Werte für $H_{f,max}$ und P_{max} sichergestellt, dass die Restriktionen für nicht-gewählte Drehzahlbereiche $x_{t,n} \forall n \in N \setminus \{0\}$ aufgeweicht werden, um den verfügbaren Lösungsraum nicht zu beschränken.

$$M_{H_n} \cdot Q_t + B_{H_n} - H_{f,max} \cdot (1 - x_{t,n}) \leq H_{f_t} \quad (5)$$

$$M_{H_n} \cdot Q_t + B_{H_n} + H_{f,max} \cdot (1 - x_{t,n}) \geq H_{f_t} \quad (6)$$

$$M_{P_n} \cdot Q_t + B_{P_n} - P_{max} \cdot (1 - x_{t,n}) \leq P_t \quad (7)$$

$$M_{P_n} \cdot Q_t + B_{P_n} + P_{max} \cdot (1 - x_{t,n}) \geq P_t \quad (8)$$

Die beiden nachstehenden formalen Zusammenhänge gewährleisten, dass der generierbare Durchfluss bzw. die benötigte Leistung gleich Null gesetzt werden, sofern die Pumpe deaktiviert ist. Durch die Wahl ausreichend hoher Werte für Q_{max} und P_{max} werden die Restriktionen für

eine aktive Pumpe soweit aufgeweicht, dass diese im Arbeitsbereich nicht beschränkt wird.

$$(1 - x_{t,0}) \cdot Q_{max} \geq Q_t \quad (9)$$

$$(1 - x_{t,0}) \cdot P_{max} \geq P_t \quad (10)$$

Es wird durch folgende Gleichung außerdem definiert, dass die Pumpe innerhalb eines Zeitfensters entweder deaktiviert ist ($n = 0$) oder exakt ein einziger Drehzahlbereich der Pumpe aktiviert ist ($n \in N \setminus \{0\}$).

$$\sum_{n=0}^N x_{t,n} = 1 \quad (11)$$

Aus Gründen der Plausibilität gelten sowohl für den Durchfluss als auch für die Leistung die Nichtnegativitätsbedingungen:

$$Q_t \geq 0 \quad (12)$$

$$P_t \geq 0 \quad (13)$$

3.2 Durchführung der Experimente

Bei der Durchführung der nachfolgenden Experimente werden unterschiedliche Datenwerte in das vorgestellte MILP eingepflegt, um mithilfe des Gurobi Solvers einen optimalen Pumpplan für vier aufeinanderfolgende Tage (bzw. 384 Zeitschritte mit einem Zeitfenster von 15 Minuten) zu berechnen. Neben der Implementierung von drei unterschiedlichen Strompreisverläufen (Strompreis 1, 2 und 3) mit unterschiedlich starken Strompreisschwankungen (siehe Abbildung 3), wird durch eine Sinusfunktion mit 12-stündigem Zyklus das Gezeitenverhalten eines Tidengewässers simuliert.

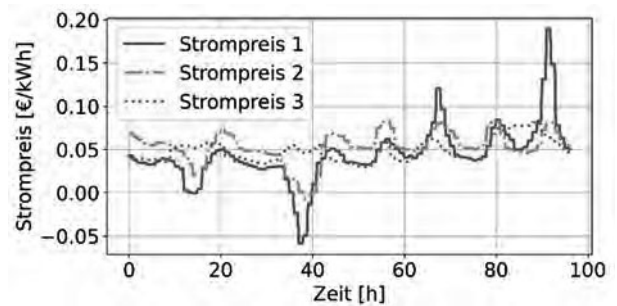


Abbildung 3: Viertägige Verläufe mit viertelstündiger Auflösung unterschiedlicher, vergangener Großhandelspreise für Strom in Deutschland/Luxemburg auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur [11].

Der Anfangsfüllstand des Sammelbeckens wird auf einen festen Wert bei halber Höhe des abpumpbaren Pegelstandes gesetzt. Des Weiteren wird mithilfe einer Linearspeicher-kaskade zur Umwandlung von Niederschlags- in Abflussdaten der Zufluss zum Sammelbecken der Pumpe modelliert [10]. Hierbei wird ein Zuflussmuster aus drei zufällig aufeinanderfolgenden, unterschiedlich intensiven Zuflüssen gewählt. Außerdem wird durch die Skalierung des Zuflussmusters mit dem Faktor 1,5 ein zweiter, stärkerer Zufluss modelliert, um unterschiedliche Auswirkungen zu untersuchen.

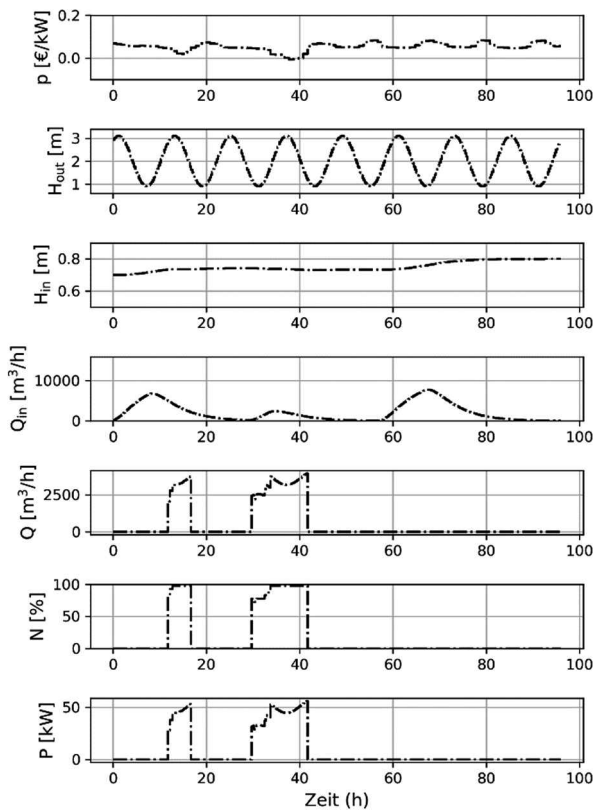


Abbildung 4: Exemplarisches, optimiertes Pumpszenario für vier Tage bei schwankendem Strompreis (Strompreis 2) und schwachem Zuflussmuster für $w = 0$.

In Abbildung 4 ist eine exemplarische Darstellung eines einzelnen Szenarios mit optimierter Pumpplanung über einen Zeithorizont von vier Tage abgebildet. In der ersten Zeile des Diagramms werden die zugrundeliegende Strompreisverläufe dargestellt. Die zweite Zeile visualisiert das tideähnliche Verhalten des Außenpegels. Danach folgt der durch eine Optimierung resultierende Verlauf des Innenpegelstands des Sammelbeckens, der

zum Startzeitpunkt den Mittelwert der Kapazitätsgrenzen (untere Grenze: 0,6 m und obere Grenze: 0,8 m) annimmt. In Zeile 4 wird das angewendete Zuflussmuster dargestellt und in den nachfolgenden drei Zeilen werden die optimalen Verläufe der Pumpenkenndaten (Durchfluss, Drehzahl und Leistung) gezeigt.

Aus den genannten Rahmenbedingungen ergeben sich, wie in Tabelle 1 dargestellt, sechs unterschiedliche Untersuchungsszenarien, die jeweils einen der drei Strompreisverläufe und eine der beiden Zuflussstärken verwenden. Innerhalb dieser Szenarien wird der Gewichtungsfaktor w in äquidistanten Schritten zwischen 0 und 1 variiert, wodurch entweder ausschließlich die Energiekosten bzw. der Energieverbrauch oder eine gewichtete Kombination aus beiden Größen betrachtet und optimiert wird.

	Schwacher Zufluss	Starker Zufluss
Strompreis 1	Relative starke Preisschwankungen bei mäßigem Niederschlag	Relative starke Preisschwankungen bei stärkerem Niederschlag
Strompreis 2	Mittlere Preisschwankungen bei mäßigem Niederschlag	Mittlere Preisschwankungen bei stärkerem Niederschlag
Strompreis 3	Relative schwache Preisschwankungen bei mäßigem Niederschlag	Relative schwache Preisschwankungen bei stärkerem Niederschlag

Tabelle 1: Darstellung der Untersuchungsszenarien für unterschiedliche Strompreisverläufe und verschiedenen Zuflussstärken.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Ergebnissen unter Anwendung der verschiedenen Preisverläufe herzustellen, wird eine Simulation durchgeführt, bei der die mathematische Optimierung jeweils auf 38 zyklische Verschiebungen des Zuflussmusters angewendet wird. Hierbei wird die Datenreihe vor jedem Optimierungsdurchlauf um zehn Zeitschritte verschoben. Durch diese Verschiebung wird gewährleistet, dass unterschiedliche, zufällige Parameterzustände zwischen aktuellem Preis und Zufluss eintreten.

Ausgewertet werden die resultierenden durchschnittlichen Energieverbräuche und die durchschnittlichen Energiekosten. Die Basis für die sechs Szenarien aus Tabelle 1 werden jeweils durch die Optimierungsergebnisse

bestimmt, die sich bei Annahme eines konstanten Durchschnittspreises für den zugrundeliegenden Strompreisverlauf ergeben. Diese Annahme steht stellvertretend für eine Optimierung bei tarifgebundenem Strombezug.

4 Ergebnisse der Studie

Die Ergebnisse in Abbildung 5 machen deutlich, dass sich das Pumpmuster durch die Variation des Gewichtungsfaktors verändert. Der Basisansatz zur Minimierung des Energieverbrauchs mit $w = 1$ führt dazu, dass die notwendigen Pumpaktivitäten zu relativ niedrigen Tidenphasen geplant werden. Im Umkehrschluss wird ebenfalls verdeutlicht, dass durch die Minimierung der Energiekosten mit $w = 0$ eine Anpassung der Pumpaktivitäten an die Niedrigpreisphasen stattfindet.

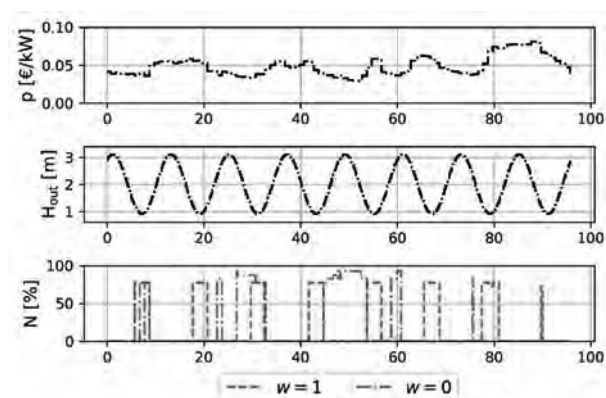


Abbildung 5: Vergleich für Energieverbrauchs- und Kostenoptimierung anhand von exemplarisch optimierten Pumpszenarien für vier Tage bei zufälligem Zuflussmuster (Strompreis 3).

Anhand von Abbildung 6 kann dies für eine detailliertere Betrachtung dargestellt werden. Es wird ersichtlich, dass für alle Szenarien aus Tabelle 1, durch steigende Werte für w , im Durchschnitt geringere Energieverbräuche bzw. höhere Energiekosten resultieren. Insbesondere die Kosten weisen in diesem Zusammenhang ein relativ starkes exponentielles Wachstum auf. Von oben nach unten betrachtet, nimmt dieser Effekt mit sinkender Schwankungsbreite im Strompreisverlauf rasant ab. Mit der Betrachtung von links nach rechts schwächt auch die Zunahme der Zuflussstärke diesen Effekt ab.

Unter Verwendung konstanter Durchschnittspreise ergeben sich für $w > 0$ konstante Durchschnittswerte für den Energieverbrauch bzw. die Energiekosten, da das

Kriterium der Kostenoptimierung aufgrund der fehlenden Strompreisschwankung keine Vorteile birgt. Der resultierende Energieverbrauch entspricht demnach stets dem Energieverbrauch für $w = 1$. Für die Energiekosten zeigt sich ein anderes Bild. Die Kosten bei konstanten Strompreisstrukturen weisen für $w < 1$ im dargestellten Bereich eine hohe negative Diskrepanz auf, da keine Niedrigpreisphasen für Pumpaktivitäten genutzt werden können.

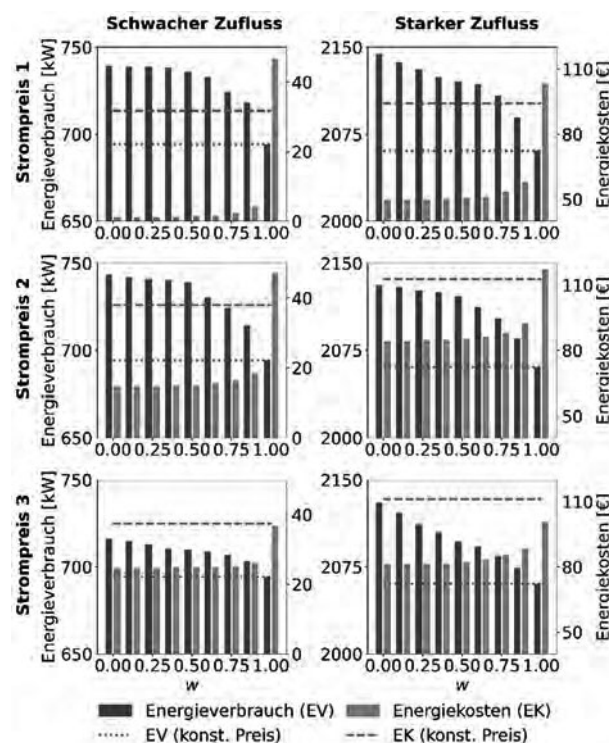


Abbildung 6: Simulationsergebnisse zur mathematischen Optimierung der Zielkriterien (Energieverbrauch und Energiekosten) unter Variation des Gewichtungsfaktors w für unterschiedliche Zuflussszenarien und Strompreisverläufe.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Kontext dieses Beitrags wurde ein vereinfachtes Mathematisches Modell (MILP) dargestellt, das einige der wichtigen Zusammenhänge eines Entwässerungssystems durch Linearisierungs- und Diskretisierungstechniken komplexreduziert beschreibt. Das MILP wurde genutzt, um verschiedene Szenarien im Hinblick auf Energieverbräuche und -kosten zu vergleichen. Es wurde dargelegt,

in welchem Maße die Kosten unter bestimmten Bedingungen reduziert werden können, wenn eine Betrachtung der Strompreisschwankungen bei der Planung der Pumpaktivitäten berücksichtigt wird. Durch Simulation wurden die Ergebnisse anhand einer größeren Bandbreite von äußeren Bedingungen getestet. Die Ergebnisse zeigen auf, dass bereits durch eine geringe Priorisierung der Energiekosten bei der Optimierung große kostensenkende Effekte entstehen. Um dieses Forschungsgebiet weiter zu untersuchen, bietet es sich an mehrstufige Entwässerungssysteme zu analysieren. Außerdem können durch die Betrachtung von stochastischen Schwankungen für Strompreise und Niederschlag bzw. Zuflüssen weitere wichtige Erkenntnisse erlangt werden. Z.B. kann hierdurch die Abweichung der Lösungsgüte vom berechneten Optimum untersucht werden.

Danksagung

Dieser Beitrag wird durch das Verbundvorhaben „SCHOEPPFERK40 – Reduktion des Energieverbrauchs von Schöpfwerken durch intelligente Pumpsteuerung und -regelung“ unter der Nummer 03EN2008 A-C im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert. Des Weiteren bedanken wir uns für die Unterstützung bei unseren Projektpartnern, Herr Nicolai, Geschäftsführer und Technische Leitung des Unterhaltungsverbands Kehdingen und Herr Flathmann, Leitung Technisches Büro der Vetterkind GmbH.

Literatur

- [1] Bachmann, A.; Bank, L.; Bark, C.; Bauer, D.; Blöchl, B.; Brugger, M.; Buhl, H.U.; Dietz, B.; Donnelly, J.; Friedl, T.; Halbrügge, S.; Hauck, H.; Heil, J.; Hieronymus, A.; Hinck, T.; Ilieva-König, S.; Johnzén, C.; Koch, C.; Köberlein, J.; Köse, E.; Lochner, S.; Lindner, M.; Mayer, T.; Mitsos, A.; Roth, S.; Sauer, A.; Scheil, C.; Schilp, J.; Schimmelpfennig, J.; Schulz, J.; Schulze, J.; Sossenheimer, J.; Strobel, N.; Tristan, A.; Vernim, S.; Wagner, J.; Wagon, F.; Weibelzahl, M.; Weigold, M.; Weissflog, J.; Wenninger, S.; Wöhl, M.; Zacharias, J.; Zäh, M.F.: *Energieflexibel in die Zukunft - Wie Fabriken zum Gelingen der Energiewende beitragen können*. VDI Verlag 2021.
- [2] Sauer, A.; Abele, E.; Buhl, H.U.: *Energieflexibilität in der deutschen Industrie: Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt-Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)*. Fraunhofer Verlag 2019.
- [3] Reinhart, G.; Reinhardt, S.; Graßl, M.: *Energieflexible Produktionssysteme. Einführungen zur Bewertung der*

Energieeffizienz von Produktionssystemen. wt Werkstattstechnik Online 102 2012, S. 622–628.

- [4] Schulz, J.; Lütke, F.; Szabo, A.; Zaeh, M.F.: *Energy-orientated material flow simulation with stochastic optimisation for peak load management*. Procedia CIRP 107, 2022, S. 399–404.
- [5] Uhlig, B.; Kloock, M.; Mennenga, M.; Herrmann, C.: *Simulation-based energy flexibility analysis of manufacturing process chains: heat treatment in a foundry*. Procedia CIRP 107, 2022, S. 1379–1384.
- [6] Fecarotta, O.; Carravetta, A.; Morani, M.C.; Padulano, R.: *Optimal Pump Scheduling for Urban Drainage under Variable Flow Conditions*. Resources, 2018, 7(4): S. 73.
- [7] Luna, T.; Ribau, J.; Figueiredo, D.; Alves, R.: *Improving energy efficiency in water supply systems with pump scheduling optimization*. Journal of cleaner production, 2019, S. 342–356.
- [8] Fichter, C.; Müller, M.: *Intelligente Steuerung von Schöpfwerken zur Reduktion des Energieeinsatzes und der CO₂-Emissionen im Projekt Demand Side Management Sietentwässerung-DSMS*. Zeitschrift für Energiewirtschaft 2021, 45(4): S. 287–294.
- [9] Heger, J.; Voß, T.: *Simulationsbasierte Optimierung zur Energieersparnis und Verbrauchsflexibilisierung in der Hinterlandentwässerung*. 18. ASIM-Fachtagung Simulation in Produktion und Logistik, Chemnitz, 2019.
- [10] Eckhardt, K.: *Hydrologische Modellierung - Ein Einstieg mithilfe von Excel*. Heidelberg: Springer Spektrum 2014.
- [11] Bundesnetzagentur, 2017: *SMARD: Strommarktdaten*. Online verfügbar unter <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>, zuletzt geprüft am 06.01.2023.