

# Stochastische Methode zur Optimierung der Einsatzplanung von Wasserkraftwerken

Anton Lüthi

## Zusammenfassung

Die Schweizer Wasserkraftwerke werden an den verschiedenen nationalen und internationalen Energiemärkten vermarktet. Ziel der Einsatzplanung ist es, die Werke bestmöglich, d. h. mit dem höchsten Ertrag, an den verschiedenen Märkten einzusetzen. Um den optimalen Einsatz von Wasserkraftwerken zu berechnen, werden sowohl die stochastische wie auch die deterministische Optimierung eingesetzt. Im Gegensatz zur deterministischen Optimierung berücksichtigt die stochastische Optimierung Unsicherheiten in den Inputdaten, insbesondere bei den Strompreisen. Die stochastische Methode liefert daher eine realistischere Grundlage für die Einsatzplanung von Kraftwerken. In einem umfangreichen Backtesting konnte bei BKW nachgewiesen werden, dass die Methodik in der täglichen Bewirtschaftung von flexiblen Anlagen zu besseren Entscheidungen und entsprechendem Mehrertrag führt. Aus diesen Gründen optimiert BKW Handel konsequent ihr ganzes flexibles Portfolio täglich mittels stochastischer Optimierung vollautomatisch.

## 1. Einleitung

Die Schweizer Wasserkraftwerke werden an den verschiedenen nationalen und internationalen Energiemärkten vermarktet. Ziel der Einsatzplanung ist es, die Werke bestmöglich, d. h. mit dem höchsten Ertrag, an den verschiedenen Märkten (unter anderem Day-Ahead, Intraday, SDL, Terminmärkte) einzusetzen. Bei allen grösseren Stromerzeugern wird die Einsatzplanung durch numerische Hilfsmittel unterstützt. Dabei soll die numerische Optimierung den optimalen Einsatz der Produktionsanlagen berechnen. Mit optimal ist gemeint, dass die berechneten Einsatzprofile gegenüber der aktuellen Preisprognosen den maximalen Ertrag einbringen.

In der täglichen Bewirtschaftung werden die meist im Stundenraster errechneten Profile insbesondere für zwei Tätigkeiten verwendet: Aus den errechneten optimalen Einsatzplänen wird die offene Position des gesamten Portfolios berechnet, um entsprechende Mengen am Markt absichern zu können (Hedging). Für den Day-Ahead-Einsatz wird aus den optimalen Einsatzprofilen für jedes Kraftwerk ein Grenzpreis berechnet, anhand dessen Turbinen- und Pumpengruppen täglich an die Börse gestellt werden. Zur Optimierung werden neben der Preisprognosen die technischen Randbedingungen wie maximale/minimale Speicher-

füllstände, Lawinenschutzquoten, Mindestabflussmengen, geplante Revisionen, Reservevorhaltung sowie Prognosen über Zuflüsse in jedem einzelnen Speicher berücksichtigt.

Zur numerischen Optimierung werden sowohl deterministische (lineare) [1] wie stochastische Verfahren [2] eingesetzt. Im Gegensatz zur deterministischen Optimierung berücksichtigt die stochastische Optimierung die in der Realität vorkommenden Unsicherheiten auf den Inputgrössen, namentlich auf den Preisen. Für die stochastische Optimierung existieren verschiedene Methoden, wobei manche Verfahren indirekt auf deterministischer Optimierung basieren. Die bei BKW eingesetzte stochastische Optimierung (Kapitel 2) basiert auf dynamischer Programmierung [3], in welcher das zu optimierende Problem in Teilprobleme zerlegt wird, welche einzeln unter Unsicherheit optimiert werden. Die Untersuchungen an realen Kraftwerken hat dabei gezeigt [4], dass diese Variante der stochastischen Optimierung gegenüber der deterministischen Optimierung sowohl finanzielle als auch methodische Vorteile bietet (Kapitel 3). Aus diesem Grund setzt die BKW konsequent für die Einsatzplanung aller flexiblen Kraftwerke auf die stochastische Optimierung (Kapitel 4).

## 2. Methodik

### 2.1 Deterministische (lineare) Optimierung

In der linearen Optimierung wird die zu optimierende Kraftwerksanlage, hier beispielhaft eine Anlage mit zwei Speichern (Bild 1) und einem Umwälzwerk dazwischen, mit einem linearen Gleichungssystem dargestellt:

Zu maximieren:

$$E = \sum_{j=1}^m (\varepsilon_g g^j - \varepsilon_p p^j) e^j; j =$$

$$1, \dots, m; i = 1, 2$$

Unter den Bedingungen:

$$b_1^j = b_1^{j-1} + f_1^j - g^j + p^j \quad (2)$$

$$b_2^j = b_2^{j-1} + f_2^j + g^j - p^j \quad (3)$$

$$b_i^0 = b_i^{\text{start}} \quad (4)$$

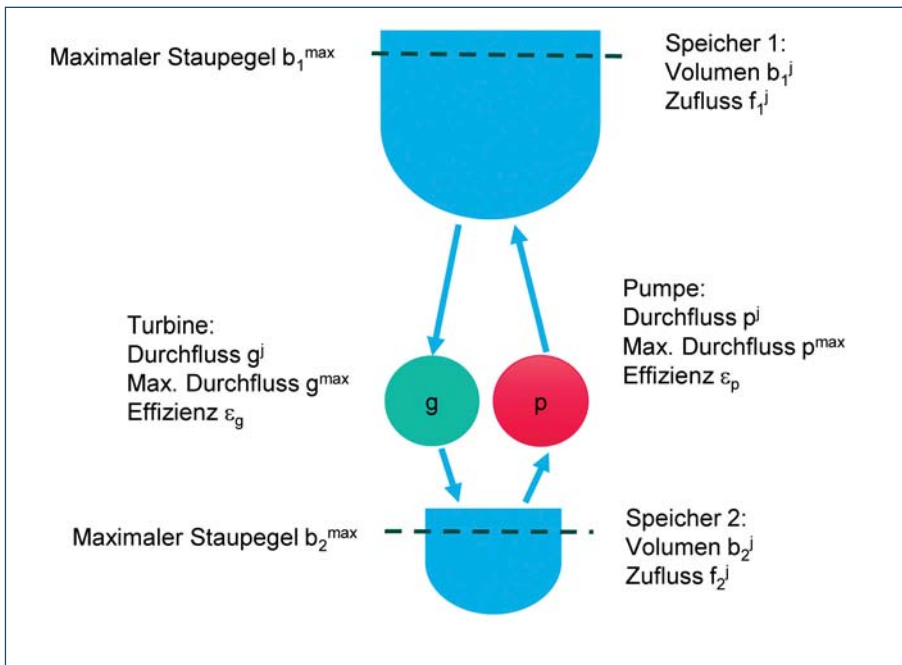
$$b_i^m = b_i^{\text{end}} \quad (5)$$

$$0 \leq g^j \leq g^{\text{max}} \quad (6)$$

$$0 \leq p^j \leq p^{\text{max}} \quad (7)$$

$$0 \leq b_i^j \leq b_i^{\text{max}} \quad (8)$$

Zu maximieren ist der Ertrag  $E$  mithilfe der Produktion  $\varepsilon_g g^j$  der Turbine und dem Verbrauch  $\varepsilon_p p^j$  der Pumpe. Hier stehen  $g^j, p^j$  für den Durchfluss der Turbine respektive der Pumpe und  $\varepsilon_g, \varepsilon_p$  für die Effizienz (Leistung/Durchfluss). Der Durchfluss (und damit die Leistung) in den Einzelstunden darf die maximalen Durchflussmengen ( $g_i^{\text{max}}, p_i^{\text{max}}$ ) nicht überschreiten. Für die Speicher gelten die Volumeneinschränkungen  $b_i^{\text{max}}$ . Im so definierten Optimierungsproblem sind die Eingabgrössen, d. h. insbesondere die Preise  $e^j$  und die Zuflüsse  $f_i^j$  zu den Speichern, bekannt und vorgegeben. Die Beziehungen zwischen den einzelnen, zu optimierenden Variab-



**Bild 1. Einfaches Wasserkraftwerke mit zwei Speichern und Umwälzwerk dazwischen.**

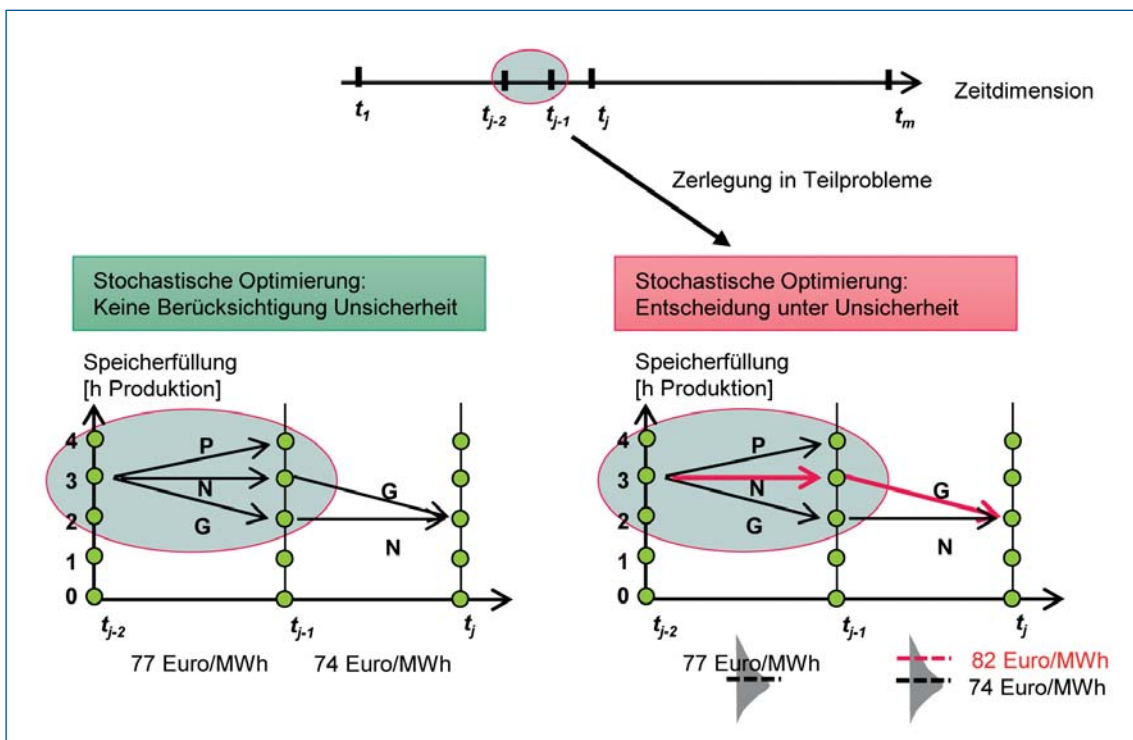
len ( $g^j, p^j, b_1^j, b_2^j$ ) sind linear und es kann ein Optimum (zumindest ein lokales) gefunden werden, falls das Problem überhaupt lösbar ist. Die Lösung ergibt den maximal möglichen zu erwirtschaftenden Ertrag und den optimalen Kraftwerkseinsatz  $g^j, p^j$  ( $j=1..m$ ), falls sich die Preise wie prognostiziert und angenommen realisieren. Der Einsatz ist nicht optimal, falls sich andere als die prognostizierten Preise an der Börse ergeben. Die Optimierung berücksichtigt damit Unsicherheiten in den Eingabegrößen nicht.

## 2.2 Stochastische Optimierung mit dynamischer Programmierung

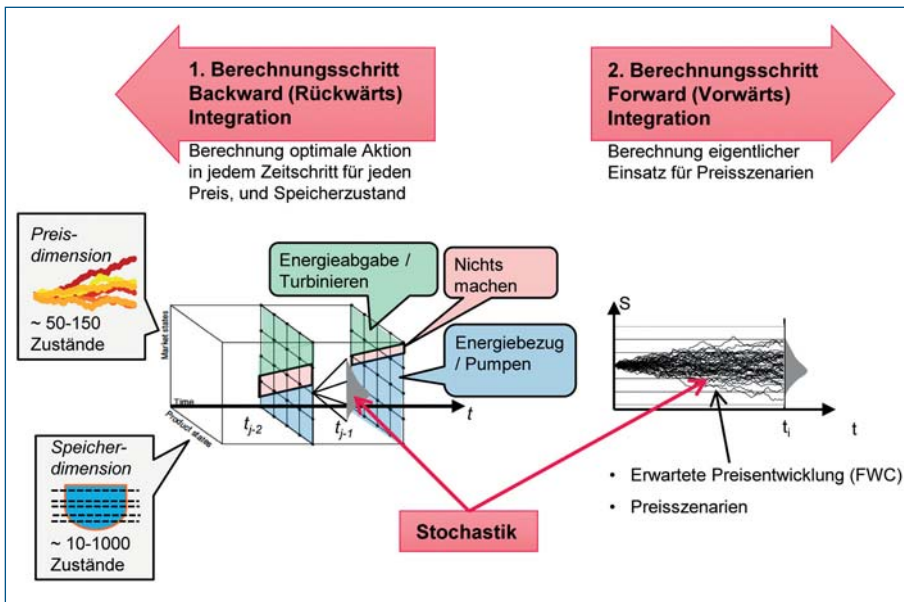
Es gibt verschiedene Möglichkeiten, die Unsicherheit auf den Inputgrößen in der Optimierung zu berücksichtigen. Eine Variante ist, mit linearer Programmierung verschiedenen Szenarien, insbesondere ein Set von Preisszenarien, zu optimieren. Das Resultat ist dann eine Menge verschiedener optimaler Einsatzprofile, die aber für die Bestimmung des eigentlichen Kraftwerkseinsatzes (z. B. Ableitung des Grenzpreises für die Börsenstellung) schwierig zu gebrauchen sind. Ein anderer Ansatz

ist die robuste Optimierung [5], in welcher eine Lösung gesucht wird, welche robust (optimal) gegenüber allen möglichen Veränderungen der Inputgrößen bleibt. Auch hier wird im Grundsatz ein lineares Gleichungssystem aufgesetzt und gelöst.

BKW setzt für die Optimierung von flexiblen Kraftwerkseinheiten (und auch von Verträgen mit optionalem Charakter) die Optimierungssoftware TS-Energy (TSE) von Time-Steps AG ein. In der von TSE genutzten Methodik der dynamischen Programmierung wird das zu optimierende Problem in Teilprobleme zerlegt, für welche das Optimum gesucht wird. Die optimale Lösung der Teilprobleme wird dabei unter Berücksichtigung der Unsicherheit auf den Inputgrößen gesucht. In der Praxis entspricht das Teilproblem der in jeder Kraftwerkseinsatzstunde zu treffenden Entscheidung («Turbinieren», «Pumpen» oder «nichts machen»), welche unter Unsicherheit der zukünftigen Preise, Zuflüsse etc. zu treffen ist. Werden die Lösungen der Teilprobleme zusammengesetzt, entsteht die optimale Lösung für das ganze Problem. Das Optimierungsprinzip ist schematisch in *Bild 2* aufgeführt. Aufgrund der Unsicherheit können gegenüber der deterministischen Optimierung durchaus andere Entscheidungen entstehen. Bei einer Preisprognose von 77 Euro/MWh in Stunde  $t_{j-2}$  und 74 Euro/MWh in Stunde  $t_{j-1}$  bei der Möglichkeit, in den zwei Stunden eine Stunde zu turbinieren, würde deterministisch der Ertrag durch Turbinieren in der ersten Stunde maximiert. Da im Moment der Entscheidung zur Stunde  $t_{j-2}$  im Prin-



**Bild 2. Prinzip der stochastischen Optimierung mit Zerlegung in Teilprobleme und Entscheidungsfindung unter Unsicherheit.**



**Bild 3. Stochastische Optimierung in TSE mit zwei Berechnungsschritten.**

zip noch nicht klar ist, welche Preise sich in Stunde  $t_{j-1}$  realisieren werden, kann es aus Sicht der stochastischen Optimierung durchaus sinnvoll sein, in Stunde  $t_{j-2}$  nicht zu turbinieren, um dann in Stunde  $t_{j-1}$  bei möglicherweise höheren Preisen (82 Euro/MWh im Beispiel) das Kraftwerk einsetzen zu können. Effektiv besteht die Möglichkeit von Preisen über 77 Euro/MWh auch bei einer mittleren Preiserwartung von 74 Euro/MWh.

Die in TSE implementierte stochastische Optimierung wird konkret in zwei Schritten durchgeführt (Bild 3). In einem ersten Schritt – in der Backward-Integration – werden für eine vorgegebene Kraftwerkstopologie (oder Vertragstopologie) und eine Preis-Forward-Kurve (FWC – mittlere, erwartete Preise) optimale Aktionen für eine diskrete Anzahl von Kombinationen von Marktpreisen und Speicherfüllständen berechnet (Zerlegung in Teilprobleme). Unter Aktion wird generell die Art der Möglichkeit gemeint, wie auf das System (Kraftwerk) von einem Zeitpunkt zum anderen agiert werden kann. Die Anzahl möglicher Aktionen hängt dabei von der Kraftwerkstopologie ab. Bei einfachen Topologien bestehen nur wenige Aktionen (im obigen Beispiel 3 Aktionen, nämlich «Turbinieren», «Pumpen» und «nichts machen»), bei komplexen Anlage multiplizieren sich die Aktionsmöglichkeiten. Die Auswahl der optimalen Aktion wird unter Berücksichtigung zweier Faktoren getroffen: zum einen die bedingte Wahrscheinlichkeitsverteilung des Preises (was ist der erwartete Preis zum Zeitpunkt  $t_{j-1}$ , gegeben der Preis bei  $t_{j-2}$ ) und zum anderen der Restwert (remaining value: wie hoch ist der restliche erwartete Ertrag nachdem

eine Aktion ausgeführt wird). Die bedingten Wahrscheinlichkeitsverteilungen und die Restwerte werden nicht nur für alle Beckenzustände, sondern auch für alle Preiszustände berechnet. Die optimale Aktion maximiert die Summe aus Restwert und Wert der Aktion (erwarteter Preis \* Leistung der Aktion). Der in TS-Energy bei der Berechnung der Erwartungswerte üblicherweise verwendete stochastische (Preis-) Prozess ist ein log-normal-Prozess

$$d \ln S(t) = [\theta(t) - \alpha(t) \ln S(t)] dt + \sigma(t) dW(t) \quad (9)$$

mit den Parametern  $\alpha(t)$  für die jährliche mean-reversion der logarithmierten Preise  $S(t)$ , der jährlichen Volatilität  $\alpha(t)$  sowie dem Drift  $\theta(t)$ , der durch die zugrundeliegende Forward-Kurve (FWC) bestimmt wird.  $dW(t)$  ist ein Standard-Wiener-Prozess. Es stehen jedoch auch andere Prozesse zur Verfügung.

Das Aktionsgitter wird schrittweise von hinten nach vorne aufgebaut, daher der Name «Backward»-Integration. Sind alle optimalen Aktionen zur Zeit  $t_{j-1}$  (und auch später) bestimmt, wird daraus jedem Gitterpunkt zur Zeit  $t_{j-1}$  ein erwarteter Restwert zugewiesen. Ein Schritt weiter in der Backward-Integration werden nun die optimalen Aktionen für die Zeit  $t_{j-2}$  berechnet. Resultat der Backward-Integration ist schlussendlich ein Aktionsgitter (Action Grid), in welchem für jede Turbine und Pumpe und für jeden Speicher- und Marktzustand die optimalen Aktionen («Turbinieren», «Pumpen» oder «nichts machen») gespeichert sind. Im einfachsten Fall, wie demjenigen in Bild 3, ist das

Gitter 3-dimensional (Achse nach vorne: Speicherzustände; Achse nach oben: Marktzustände; Achse zur Seite: Zeit), kann aber in komplexen Fällen bis zu 20 oder mehr Dimensionen enthalten. Werden beispielsweise die Unsicherheiten auf Zuflüssen auch berücksichtigt, so wäre jeder Zufluss eine weitere Dimension im Aktionsgitter. Für ein konkretes Kraftwerk kann die Berechnung des Aktionsgitters auch als Festlegung einer Bewirtschaftungsstrategie passend zur zugrundeliegenden Forward-Kurve gesehen werden. Die optimalen Aktionen im Aktionsgitter definieren dabei die optimale Bewirtschaftungsstrategie auf dem Wissensstand, der der Forward-Kurve entspricht.

In einem zweiten Schritt – in der Forward-Integration – werden für vorgegebene Startbedingungen und ausgewählte Preisszenarien (es darf auch nur ein einzelnes Szenario sein – die Praxis für die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes bei BKW die Aktionen im Aktionsgitter für die konkreten Preise ausgewertet und dabei wird für jedes Szenario ein Einsatzprofil und ein Ertrag berechnet. Es wird wie folgt vorgegangen: Für ein Preisszenario wird, basierend auf dem Startzustand des Speichers, die optimale Aktion für die erste Stunde aus dem Aktionsgitter gelesen. Aus der gewählten Aktion wird der effektive neue Speicherfüllstand einen Zeitschritt später berechnet. Dieser Speicherfüllstand wird verwendet, um zusammen mit dem in dieser Stunde gültigen Preis die optimale neue Aktion auszulesen. Eine Fortsetzung dieser Logik ergibt in einfacher Weise den tatsächlichen Einsatz des Kraftwerks für dieses Preisszenario.

Zentraler Aspekt der vorliegenden Implementation der stochastischen Optimierung ist, dass die Stochastik nicht über ein Set von Preisszenarien (oder Variationen anderer Inputgrößen) berücksichtigt wird, sondern auch explizit in die Entscheidungsfindung (Auswahl der optimalen Aktion) einfließt.

### 3. Mehrwert durch stochastische Optimierung

Zur Bestimmung des finanziellen Mehrwerts der stochastischen Optimierung wurde durch BKW eine komplette Simulationskette des Kraftwerkseinsatzes mit Börsenstellung, Berechnung der Börsenzuschläge und anschliessendem Dispatching der Anlage aufgebaut (Bild 4). Das umfangreiche Backtesting besteht dann in der Gegenüberstellung der deterministischen und stochastischen Bewirtschaftung der flexiblen Kraftwerke.

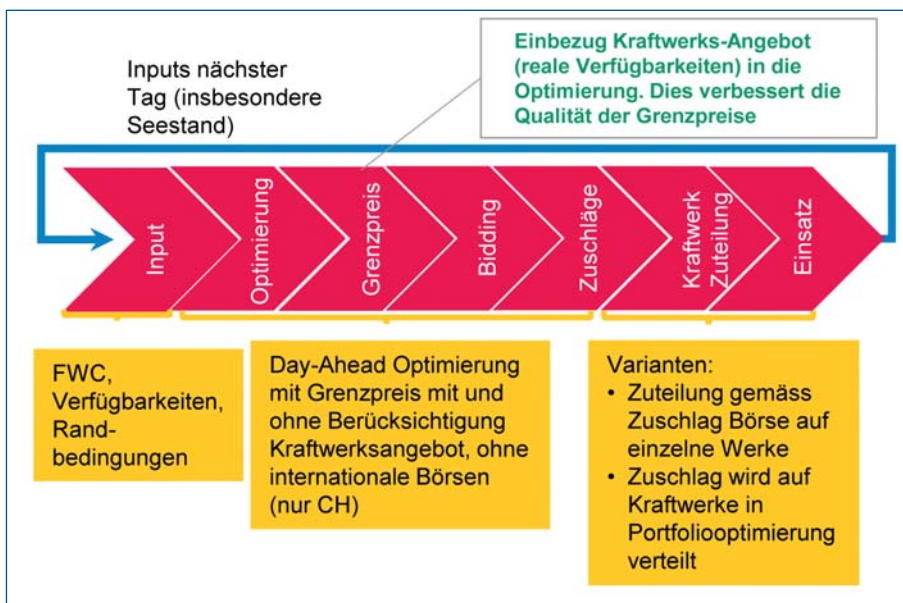


Bild 4. Rollierende Simulation der täglichen Bewirtschaftung.

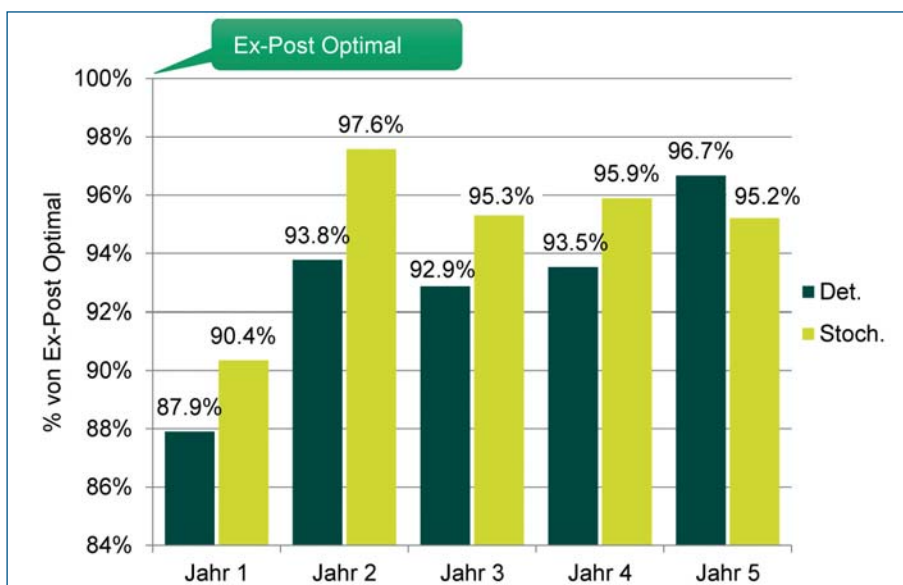


Bild 5. Höherer Ertrag in der stochastischen Optimierung im Vergleich zur deterministischen Optimierung für typischen Speicherkraftwerk.

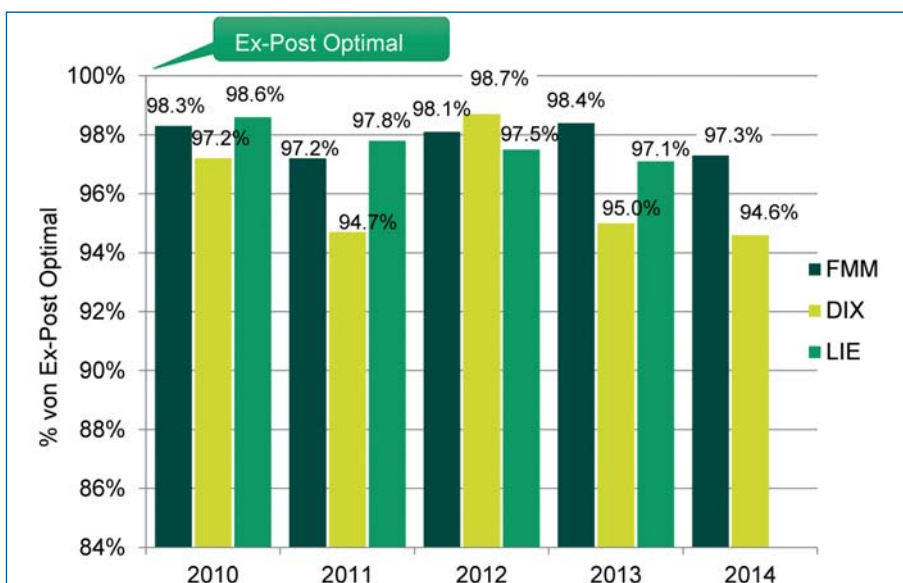


Bild 6. Erreichbarer Ertrag im Kraftwerkseinsatz am Day-Ahead auf Basis stochastischer Optimierung gegenüber ex post optimalem Ertrag.

Dazu wird der tägliche Börsengang mittels Grenzpreisen für beide Methoden rollierend über den Bewertungshorizont simuliert. Als Grundlage für die jeweils stochastische bzw. deterministische Optimierung werden die historisierten FWCs der BKW und Zuflussprognosen verwendet. Für den Börsengang mit deterministischer Methode werden, für ein festes Zeitfenster aus dem täglich neu berechneten Optimierungsprofil, die Grenzpreise der Turbine und Pumpe abgeleitet. Die stochastische Optimierung liefert durch eine Auswertung der optimalen Aktionen im Aktionsgitter ohne Zusatzrechnung direkt die Grenzpreise. Die nachgelagerte Bewirtschaftungssimulation berechnet täglich die Evolution der Speicherfüllstände aus dem an der Börse realisierten Programm und den tatsächlichen Zuflüssen. Aus der Simulation resultieren jeweils für beide Optimierungsmethoden der Kraftwerkseinsatz über den Simulationshorizont (hier 1 Jahr) und der daraus erzielte Ertrag.

Als Benchmark dient der ex post optimale Wert, d. h. der maximal mögliche Ertrag, welcher hätte erreicht werden können, wären alle Inputdaten und insbesondere die Strompreise zum Einsatzzeitpunkt bekannt gewesen (auch als sogenannter Perfect Foresight Value bezeichnet). Bild 5 zeigt die erreichten Anteile am ex post optimalen Wert (in Grün: deterministische Methode, in Gelb: stochastische Methode) für ein typisches Schweizer Speicherkraftwerk. Mit Ausnahme des Jahres 5 erreicht die stochastische Methode in jedem Jahr einen signifikant höheren Deckungsbeitrag im Bereich von 2.5%. Für ein spezielles Jahr wurde sogar ein Mehrertrag von 4% errechnet.

In einem zweiten Schritt der Überprüfung wurde die Methodik zur Ableitung der Grenzpreise aus dem Aktionsgitter verfeinert (Berechnung einer Volumen-Preis-Kurve für die Börsenstellung aus dem Gitter) und gleichzeitig die effektiv verfügbare Kraftwerksleistung gemäss den von den Kraftwerken versendeten Angeboten in der Simulation berücksichtigt (zuvor war nur die generelle, langfristige Revisionsplanung in die Simulation eingeflossen). Diese Angebote treffen in der Regel morgens kurz vor der Börsenstellung beim Kraftwerkseinsatz ein und geben die Kraftwerksleistung an, mit der das Werk an der Börse vermarktet werden kann oder, im Falle von zu turbinierender Laufenergie, auch eingesetzt werden muss. Weiter wurden die eigentlichen Optimierungsmodelle, welche die Kraftwerkstopologie und die Bewirtschaftungsmöglichkeiten abbilden,

überarbeitet. TSE bietet dabei unter anderem folgende Abbildungsmöglichkeiten:

- Komplexe Kraftwerke und Kaskaden: Komplexe Abhängigkeiten und Kraftwerkskaskaden wie beispielsweise bei den Kraftwerken Oberhasli oder den Maggia-Kraftwerken können im gleichen Modell abgebildet werden.
- Maschinenindividuelle Abbildung und Höhenabhängigkeit: Die einzelnen Maschinen der Kraftwerke können je nach gewünschtem Detaillierungsgrad berücksichtigt und abgebildet werden. Dabei kann die Abhängigkeit von Leistung und Durchflussmenge von der Nettofallhöhe (Differenz Seestand oberer und unterer Speichersee) berücksichtigt werden. Die Höhenabhängigkeit von Energiegleichwerten und Wirkungsgraden wird dabei über die Höhenabhängigkeit von Leistung und Durchfluss implizit auch abgebildet. Ebenfalls können die für die Optimierung von Systemdienstleistungen wichtigen Grundlasten der Maschinen berücksichtigt werden.
- Systemdienstleistungen: Symmetrisch vorzuhaltende Leistungsbänder (Primär- und Sekundärregelleistung) sowie asymmetrische Bänder (Tertiärregelleistung negativ und positiv) können über Einschränkungsvorgaben definiert werden. Maschinen, welche für Regelleistung eingesetzt werden sollen, werden dabei gruppiert, und die Optimierung verteilt das vorzuhaltende Leistungsband so über die Maschinen, dass der höchste Ertrag resultiert (Minimierung der Opportunitätskosten).
- Verfügbarkeit der Produktionsanlagen: Die Verfügbarkeit von einzelnen Maschinen und Kraftwerkszentralen kann ebenfalls über Einschränkungsvorgaben abgebildet werden.
- Speicherreserven: Einschränkungen in der Bewirtschaftung der Speicher, wie z. B. das Vorhalten von Reservewasser, können über die Vorgabe von Minimal- und Maximalvolumen modelliert werden. Vorgaben können, wie für Leistungs- oder Regelleistungsvorgaben, stundenscharf erfolgen.

Der neue Vergleich mit dem ex post optimalen Wert (Bild 6) zeigt, dass die verfeinerte Methodik zur Ermittlung der Grenzpreise, die überarbeiteten Kraftwerksmodelle und der Einbezug des Kraftwerksangebots erlaubt, bis zu 98 bis 99 % des ex post optimalen Wertes zu erwirtschaften. Damit hat das Vorgehen beim Kraftwerkseinsatz am Day-Ahead einen

hohen Stand erreicht, und methodisch kann an diesem Markt kaum noch mehr Ertrag erzielt werden.

Neben dem finanziellen Mehrwert zeigt sich ein weiterer gewichtiger Vorteil: Die stochastische Methode führt durch die Berücksichtigung von Unsicherheiten zu einer vorsichtigeren Speicherfahrweise und somit zu einer Reduktion von Bewirtschaftungsrisiken. Bild 7 zeigt den Verlauf eines Speichervolumens für die lineare und stochastische Optimierung. Anders als die grüne Kurve (deterministische Optimierung) vermeidet die gelbe Kurve (stochastische Optimierung) erfolgreich extreme Speicherfüllstände (grau gestrichelt).

#### 4. Tägliche Optimierung bei BKW (stochastische Optimierung in der Praxis)

Nachdem im Backtesting aufgezeigt werden konnte, dass mit einem Day-Ahead-Kraftwerkseinsatz, basierend auf stochastischer Optimierung, ein substanzieller Mehrwert erzielt werden kann, hat BKW zusammen mit Time-steps AG die stochastische Optimierung konsequent umgesetzt. Der gesamte flexible Kraftwerkspark der BKW wird heute mithilfe der Software von Time-steps stochastisch optimiert und täglich gemäss den Modellresultaten eingesetzt. Bild 8 zeigt einen Überblick über die Optimierung bei BKW. Herz des Sys-

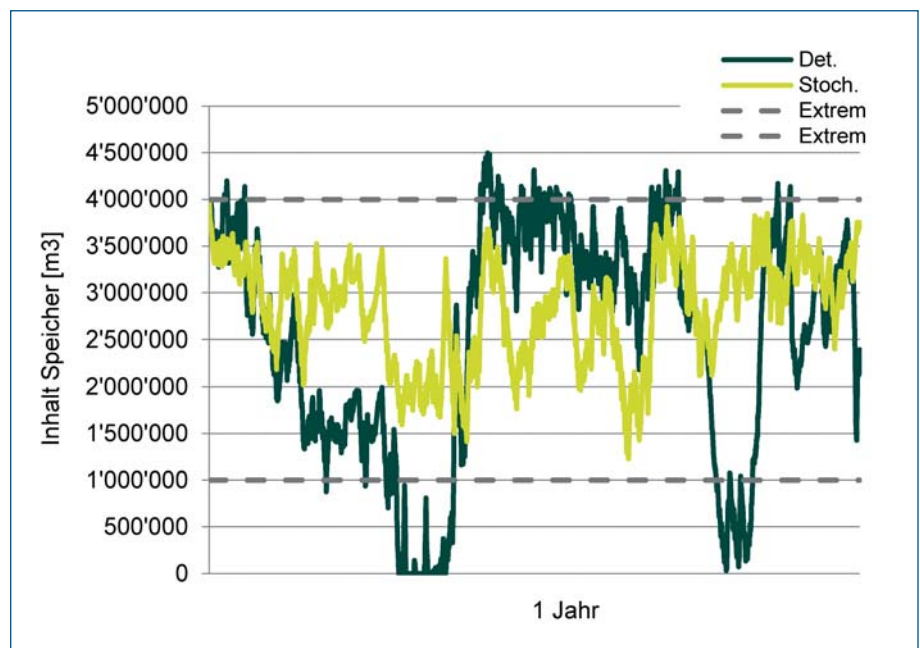


Bild 7. Vorsichtigerer Speicherfahrweise in der stochastischen Optimierung im Vergleich zur deterministischen Optimierung.

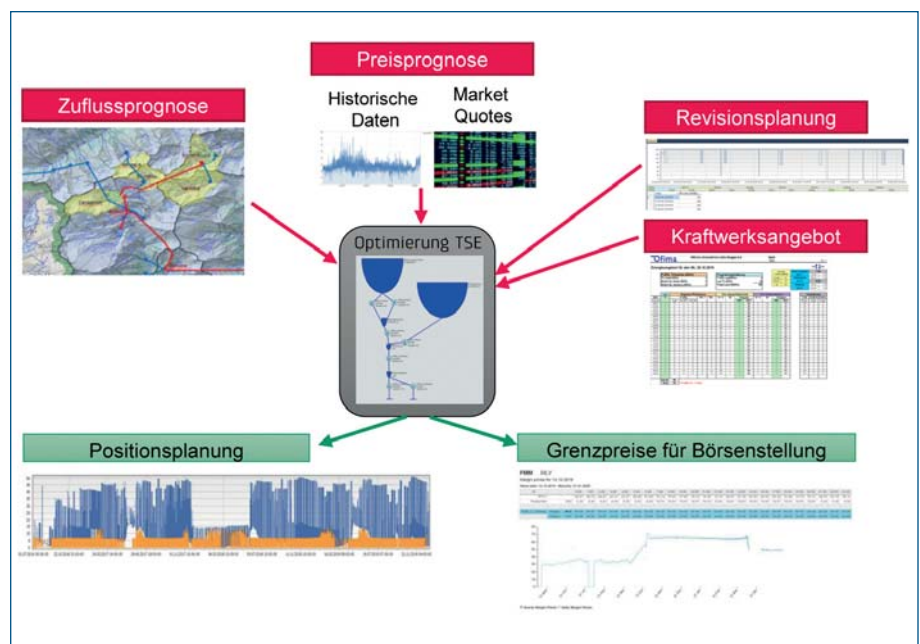


Bild 8. Übersicht über tägliche, stochastische Optimierung bei BKW.

tems ist die TSE-Optimierung, welche über ein Workflow-System gesteuert und mittels einer Website überwacht wird (Monitoring). Über die Website rufen die Kraftwerkseinsatzmanager täglich auch die Grenzpreise für die Börsenstellung ab. In weiteren Systemen werden die für die Optimierung wichtigen Eingabegrößen (insbesondere Preis- und Zuflussprognosen) bereitgestellt. Die Preisprognosen werden täglich auf Basis historischer Marktdaten und aktueller Market-Quotes der Terminprodukte neu berechnet. Für die Zuflussprognosen werden detaillierte physikalische Modelle der Einzugsgebiete genutzt [6] und die Zuflüsse auf Basis von Ist-Wetterdaten und Wetterprognosen ebenfalls täglich neu berechnet.

## 5. Fazit

Die Untersuchungen an realen Kraftwerken haben gezeigt, dass die stochastische Optimierung gegenüber der deterministischen Optimierung sowohl finanzielle als auch methodische Vorteile bietet. Dies sind zusammenfassend:

- In der stochastischen Optimierung wird die Unsicherheit über die Zukunft in den Entscheidungen berücksichtigt. Die Methode widerspiegelt das reale Einsatzproblem näher als die deterministische Optimierung.
- Ein Kraftwerkseinsatz, basierend auf der stochastischen Optimierung, kann gegenüber der deterministischen Optimierung einen Mehrwert im Bereich von mindestens 2.5 % generieren, teilweise sogar deutlich mehr.
- Werden die jüngsten Eingabegrößen (Kraftwerksangebot, Preise, Zuflüsse, Seestände) in die Optimierung einbezogen, können mit einem Kraftwerkseinsatz, basierend auf der stochastischen Optimierung, bis zu 98 % des ex post optimalen Wertes erwirtschaftet werden.

Aus diesen Gründen optimiert BKW Handel ihr ganzes flexibles Portfolio täglich mittels stochastischer Optimierung vollautomatisch.

## Literatur

- [1] K. Werlen, «Optimale Einsatzplanung von Wasserkraftwerken», Bulletin SEV/AES 15/04.
- [2] H. Abgottspon, «Hydro power planning: Multihorizon modeling and its applications», PhD Thesis ETH Zürich, 2015.
- [3] R. Bellmann, «Dynamic Programming», Princeton University Press, 1957.
- [4] T. Kämpfer, E. Winnington, «Evaluating the Benefits of Stochastic Optimization for Hydro Assets», 4th IEEE and Cigré International Workshop in Bergen, 2012.
- [5] F. D'Andreagiovanni, G. Felici, F. Lacalandra, «Revisiting the use of Robust Optimization for optimal energy offering under price uncertainty», arXiv preprint arXiv:1601.01728.
- [6] S. Wiederkehr, R. Zogg, «Produktions- und Zuflussprognosen für Kraftwerke», Bulletin SEV/AES 2/2013.

## Anschrift des Verfassers

Dr. Anton Lüthi, Asset Optimisation & Analysis, Handel, BKW Energie AG, Tel. +41 58 477 50 75, anton.luethi2@bkw.ch