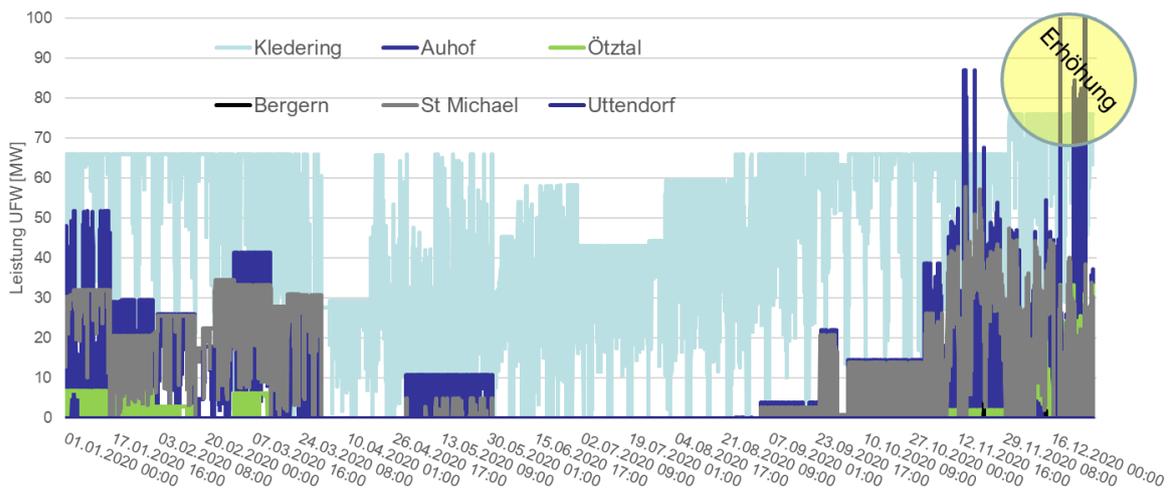


# StochOpt ÖBB

Ein Projekt finanziert im Rahmen der  
Verkehrsinfrastrukturforschung 2019  
VIF 2019



# **Stochastische Optimierung zur Risikoanalyse und –Absicherung der Speicherbewirtschaftung und Bahnstromversorgung der ÖBB**

## StochOpt ÖBB

Ein Projekt finanziert im Rahmen der  
Verkehrsinfrastrukturforschung  
VIF 2019

**Autorinnen und Autoren:**

**Dr. Thomas Schiel  
Dr. Georg Ostermaier**

**Auftraggeber:**

Bundesministerium für Klimaschutz  
ÖBB-Infrastruktur AG  
Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-Aktiengesellschaft

**Auftragnehmer:**

Decision Trees GmbH

## Impressum:

### Herausgeber und Programmverantwortung:

Bundesministerium für Klimaschutz  
Abteilung Mobilitäts- und Verkehrstechnologien  
Radetzkystraße 2  
1030 Wien

 Bundesministerium  
Klimaschutz, Umwelt,  
Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie

ÖBB-Infrastruktur AG  
Praterstern 3  
1020 Wien

  
INFRA

Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-  
Aktiengesellschaft  
Austro Tower  
Schnirchgasse 17  
1030 Wien

 ASFINAG

### Für den Inhalt verantwortlich:

Decision Trees GmbH  
Konrad Zuse Platz 8  
81829 München

 **decision trees**  
stochastic optimization

### Programmmanagement:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH  
Thematische Programme  
Sensengasse 1  
1090 Wien

 **FFG**  
Forschung wirkt.

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	4
1 Abstract.....	5
2 Einführung.....	6
3 Das Modell des Energieportfolios der ÖBB-Infrastruktur .....	7
3.1 Wasserspeicherkraftwerke .....	9
3.1.1 Pegeldifferenzenabhängige Maschineneffizienzen .....	9
3.1.2 Pegelstände im Kalenderjahr .....	10
3.2 Linear approximierte quadratische Leitungsverluste → konvexes Problem .....	10
3.3 Umformwerke (UFW) mit monatlichen und vierteljährlichen Leistungspreisen ...	12
3.4 Timelkam Vertrag.....	12
3.5 Netztopologie mit Einspeisung aus Laufwasser und Bahnstrombedarf.....	12
3.6 Regelenenergievorhaltungen .....	13
4 Deterministische Optimierung .....	13
4.1 Vergleich des Einkaufs an der EXAA .....	15
4.2 Pegelstände.....	16
4.3 Bedeutende Leitung Uttendorf – St Johann.....	17
5 Stochastische Optimierung .....	18
5.1 Besonderheiten des Modells.....	18
5.1.1 Aufbau der Netzübertragungsverluste.....	18
5.1.2 Vermeidung von Energieflüssen in gegenläufige Richtungen.....	19
5.2 Strompreisstochastik.....	19
5.2.1 Aufbau der Preisbänder .....	19
5.2.2 Analyse der historischen Preisdynamik.....	20
5.2.3 Neue Strompreisszenarios .....	21
5.2.4 Schattenportfoliobetrieb .....	22
5.3 Stochastik der Zuflüsse.....	22
5.3.1 Umgang der Modellierungssoftware mit den Zuflüssen.....	23
5.3.1 Saisonale Schätzparameter .....	24
5.4 Stochastik des Bahnstrombedarfs.....	26
5.4.1 Saisonale Schätzparameter .....	26
5.4.2 Modellierung des Bahnstrombedarfs.....	28
5.4.3 Konsequenzen durch die zusätzliche stochastische Einflussgröße des Bahnstrombedarfs .....	29
5.5 Ergebnisse der Profit/Kosten-Verteilungen .....	32
6 Backtesting .....	34

6.1	Berechnung des DAH-Fahplans im Anschluss an die Stochastik.....	34
6.2	Rollierungen des Kalenderjahres 2020.....	36
6.3	Rollierungen des Kalenderjahres 2021.....	40
6.3.1	Auswertung der finanziellen Jahresbilanzen.....	41
6.3.2	Vergleich Deterministische und Stochastische Rollierungsergebnisse .....	46
6.4	Schlussfolgerungen.....	54
7	Zusammenfassung.....	54
8	Abbildungsverzeichnis .....	56
9	Bibliography.....	58

## 1 Abstract

Decision Trees GmbH hat im von der österreichischen Forschungs-  
Förderungsgesellschaft unterstützten Projekt „**Stochastische Optimierung zur Risikoanalyse und –Absicherung der Speicherbewirtschaftung und Bahnstromversorgung der ÖBB-Infrastruktur**“ nach dreijähriger Forschungsarbeit maßgebliche Ergebnisse erarbeitet. Es hat sich gezeigt, dass durch die Berücksichtigung von wesentlichen zukünftigen Unsicherheiten wie der Börsenstrompreise, der Reservoir-Zuflüsse oder des Bahnstrombedarfs in der täglichen Optimierung der Bewirtschaftung nicht nur Kosten gesenkt, sondern auch das Gesamtsystem der Wasserkraft und des Leitungsnetzes schonender bewirtschaftet werden kann.

Im **ersten Projektjahr** wurde das gesamte Wasserkraft- und Bahnstromsystem der ÖBB-Infrastruktur mathematisch modelliert. Es wurden zunächst deterministische Optimierungen durchgeführt, um das Modell zu validieren. Weiterhin wurden deterministische Rollierungen, also tägliche iterative Optimierungen über das Jahr 2020 durchgeführt, um einen Benchmark für die Strombeschaffungskosten der ÖBB-Infrastruktur zu ermitteln. Ein weiterer Benchmark wurde durch eine ex-Post-Optimierung ermittelt, bei der im Nachhinein mit bekannten Verläufen der unsicheren Einflussfaktoren optimiert wird. Dieser ex-Post-Benchmark stellt einen nicht zu übertreffenden Wert dar.

Im **zweiten Projektjahr** wurde die **stochastische Optimierung unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der Börsenstrompreise sowie der Reservoirzuflüsse** entwickelt. Dies war insofern eine Herausforderung, da das sehr komplexe Wasserkraft- und Bahnstromsystem der ÖBB zum einen nur eine

begrenzte Anzahl an Szenarios (Verzweigungen im Szenariobaum) erlaubt, zum anderen die Unsicherheiten aber hinreichend modelliert werden müssen. Es wurden **stochastische Rollierungen über das Jahr 2020** durchgeführt.

Im **dritten Projektjahr** wurde die stochastische Optimierung um die **Unsicherheit des Bahnstrombedarfs** erweitert. Weiterhin wurden mehrere stochastische Rollierungen für die Jahre 2020 und 2021 durchgeführt, jeweils unter Berücksichtigung der drei Unsicherheiten (Börsenstrompreise, Reservoirzuflüsse, Bahnstrombedarf). Während die stochastische Rollierung im Jahr 2020 bezogen auf das ex-Post-Optimum um 2,8% schlechter abschnitt als die deterministische Rollierung, konnte sie im Jahr 2021 die Gesamtkosten um 5,6% der deterministischen Rollierung verringern. **Über zwei Jahre betrachtet konnten also Einsparungen von 3,5 Prozentpunkten erzielt werden.**

Detaillierte Analysen der Ergebnisse der stochastischen Rollierungen führten zur Erkenntnis, dass sich im Vergleich zur deterministischen Optimierung mehrere für das Wasserkraft- und Bahnstromsystem vorteilhafte Bewirtschaftungsfahrpläne ergaben. So werden die großen **Wasser-Reservoirs bei der stochastischen Optimierung nicht an ihre minimalen oder maximalen Grenzen gefahren**, es wird immer ein „Puffer“ vorgehalten, der bei unerwarteten Entwicklungen von Unsicherheiten genutzt werden kann. Weiterhin werden durch die stochastische Optimierung die Leitungen bzw. Umformer weniger in Anspruch genommen und somit werden **Umformerverluste reduziert**.

Für die Bewirtschaftung des komplexen Wasserkraftsystems mit Jahresspeicherseen gemeinsam mit dem Bahnstromsystem der ÖBB-Infrastruktur ist eine **leistungsfähige, detaillierte Modellierung** und Optimierung **zur kostenminimalen Bestimmung aller Systemfahrpläne** erforderlich. Nichtlineare Zusammenhänge wie z.B. die Umformerverluste sowie die Fallhöhen-Abhängigkeit der Turbinenleistungen müssen berücksichtigt werden. Weiterhin ist basierend auf den Ergebnissen des Projektes StochOptÖBB eine **stochastische Langfrist-Optimierung** zur Bestimmung der Wasserwerte der Speicher **zu empfehlen**.

## 2 Einführung

Die Bewirtschaftung von Wasserkraftsystemen mit großen Speichern in den Alpen stellt vor dem Hintergrund der immer weiter voranschreitenden Energiewende eine große Herausforderung dar. Neben den erheblichen Unsicherheiten in den natürlichen Speicher- und Laufwasserzuflüssen bestehen große Unsicherheiten in der mittel- und langfristigen

Entwicklung der Strompreise in unterschiedlichen Märkten. Dies sind die Börsenstrompreisentwicklungen (Day Ahead) in Deutschland und Österreich, die Entwicklungen der Intraday-Preise in Deutschland und Österreich sowie die Entwicklung der Regelenergiepreise in Österreich. Hinzu kommt noch die Unsicherheit des zukünftigen Bedarfs an Bahnstrom. All diese zukünftigen Unsicherheiten haben großen Einfluss auf den Wert des Wassers in den Speicherbecken der ÖBB-Infrastruktur, welcher maßgeblich ist für die kurzfristige Beschaffung und Vermarktung von Strom. Daher kann eine erhebliche Effizienzsteigerung in der Nutzung des Wassers der ÖBB-Speicherseen erreicht werden, wenn die mittel- und langfristige Bewertung des Wassers basierend auf stochastischen Optimierungsansätzen erfolgt. Decision Trees GmbH hat als Spezialist in der Optimierung energiewirtschaftlicher Portfolios langjährige Erfahrung insbesondere in der stochastischen Optimierung von Wasserkraftsystemen. Basierend auf den wissenschaftlichen Ansätzen des Instituts für Operations-Research und Computational Finance der Universität St. Gallen ist es gelungen, die Szenariobaum-basierte stochastische Optimierung bei großen Wasserkraftunternehmen in den Alpen in die tägliche Praxis einzuführen, wie z.B. bei der Salzburg AG, der Tiroler Wasserkraft AG oder beim Elektrizitätswerk Zürich (ewz). Decision Trees GmbH hat diese große wissenschaftliche und praktische Erfahrung in das Forschungsvorhaben der ÖBB-Infrastruktur eingebracht und darüber hinaus die spezifischen Problemstellungen der Beschaffung und Bereitstellung von Bahnstrom in die stochastische Optimierung im DT.Energy-System eingearbeitet.

### **Absolute Beträge**

Alle im vorliegenden Bericht genannten Kosten und Preise ergaben sich aus Modellannahmen und sind nicht zwingend genau wie in der Realität. Das Modell berücksichtigt auch nicht alle Kosten. Zum Beispiel sind die Kosten für Laufwasser nicht aufgenommen, ebenso der Arbeitspreis des Timelkam Vertrags. auch Wartungskosten fehlen. Wo es möglich ist, stehen daher und aus rechtlichen Gründen relative Angaben. Absolute Werte bitten wir ggf. bei uns nachzufragen. Bei den Ergebnissen der stochastischen Jahresoptimierung schließlich, ist die Streuung so groß, dass wir die Modellwerte belassen hatten.

## **3 Das Modell des Energieportfolios der ÖBB-Infrastruktur**

Zum Durchführen der Optimierungsrechnungen und des Backtestings ist zuerst ein Modell erstellt worden, das die in Abbildung 1 gezeigte Topologie des Wasserkraft- und Bahnstromsystems der ÖBB-Infrastruktur derart abbildet, dass die mathematische Optimierung durchgeführt werden kann. Die Modellierung geschieht mit der Software DT.Energy.

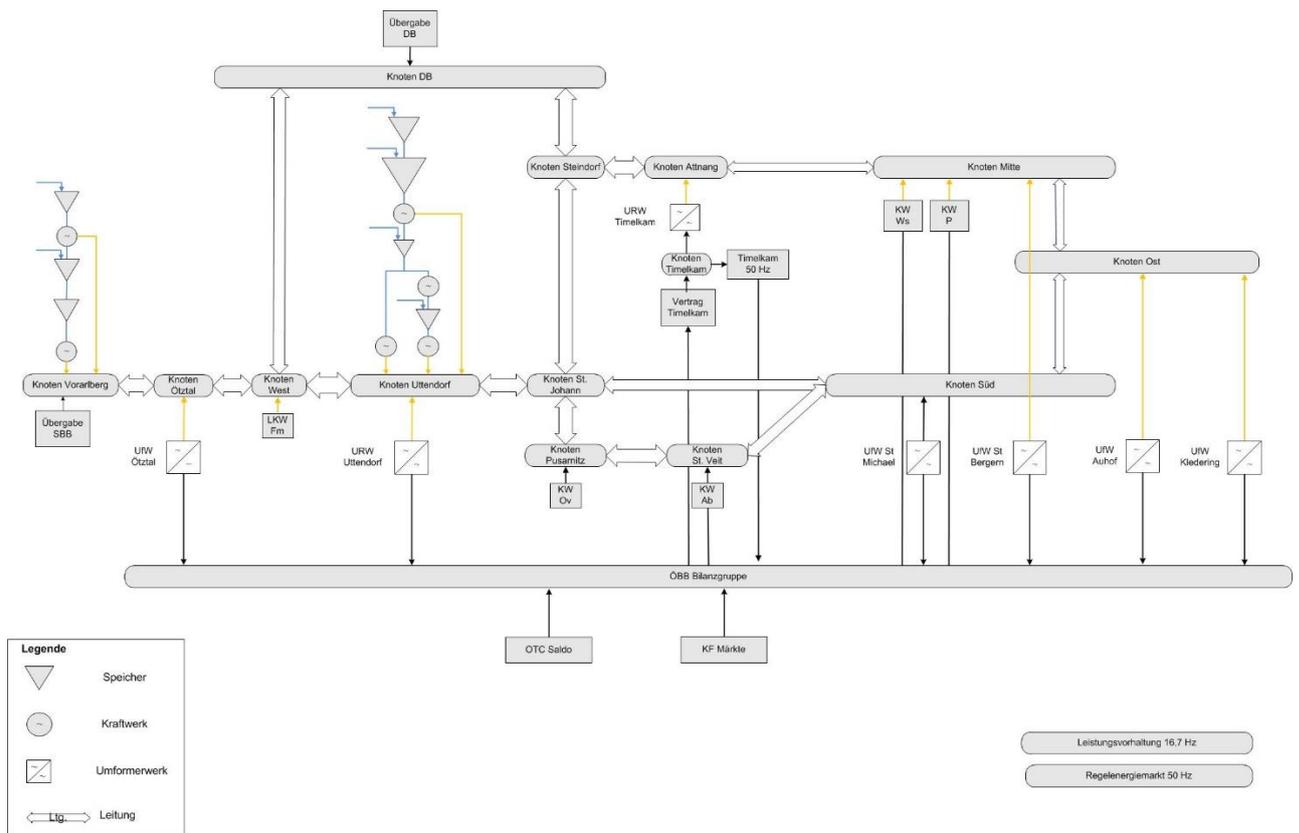


Abbildung 1: Topologie des Wasserkraft- und Bahnstromsystems der ÖBB-Infrastruktur

**Das Modell** beinhaltet **folgende** Komponenten des Wasserkraft- und Bahnstromsystems der ÖBB-Infrastruktur:

- Zwei Speicherkraftwerke
- Knoten & Kanten des Übertragungsnetzwerks:
  - 15 Knoten
  - 15 Leitungen mit 16,7 Hz
  - Leitungen mit 50 Hz
  - 6 Umformwerke
- Verbräuche
- Partnerkraftwerke
- Vertrag Timelkam

Die von der ÖBB-Infrastruktur zur Verfügung gestellten statischen Daten dieser Komponenten (z. B. maximaler Inhalt der Reservoire etc.) sind im Modell hinterlegt.

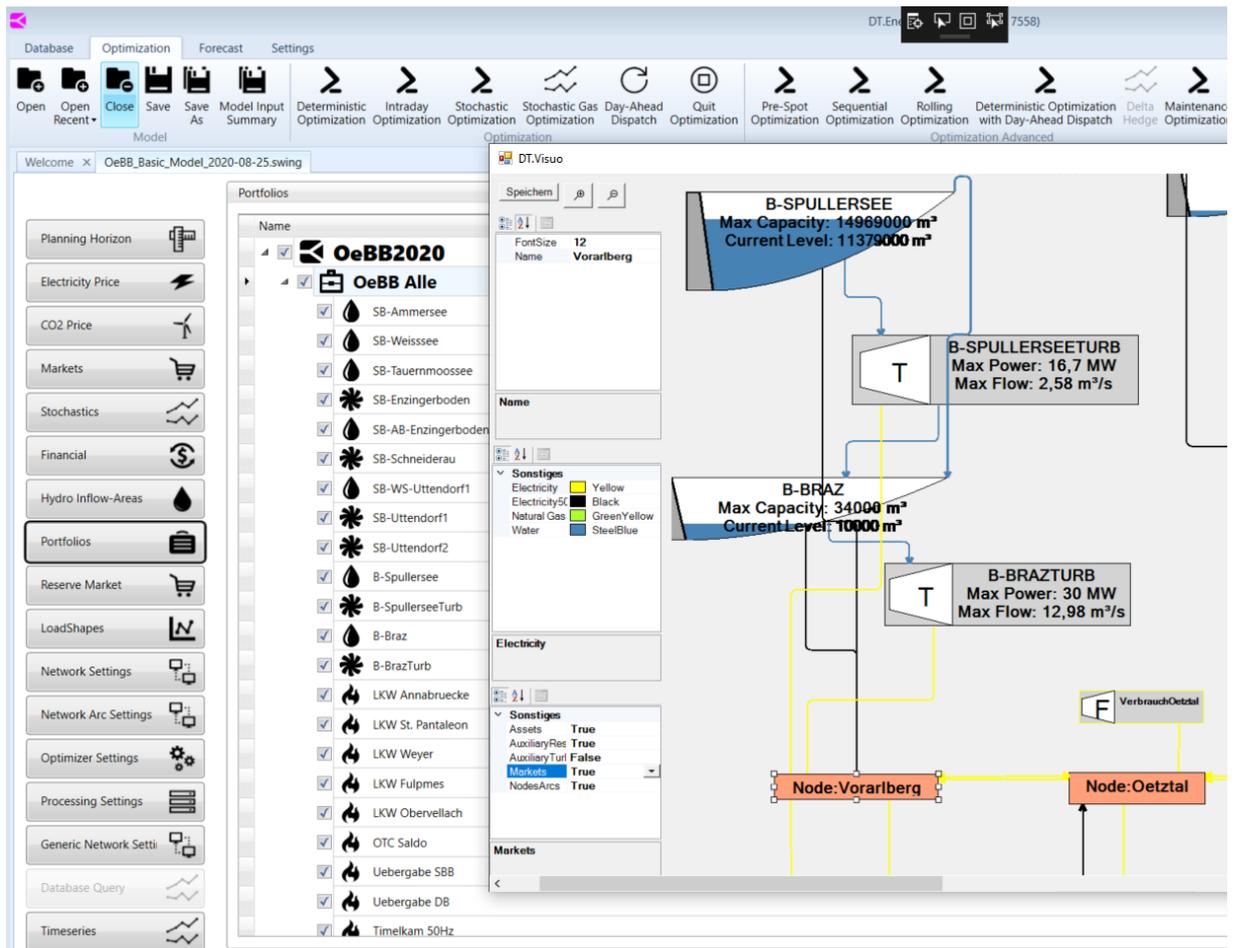


Abbildung 2: Sicht auf die Portfolioelemente des ÖBB Modells in DT.Energy mit Visualisierung der Wasserkraftwerke in Vorarlberg.

Vor den ersten Optimierungsläufen wurde die Datenbank mit den notwendigen Zeitreihen, wie zum Beispiel den Hourly Price Forward Curves (HPFCs) der Marktdaten der EXAA befüllt.

### 3.1 Wasserspeicherkraftwerke

Die Turbinen und Reservoirs der beiden Kraftwerksgruppen Stubachtal und Braz wurden angelegt. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf zwei Punkte gelegt, die Pegeldifferenz-abhängigen Effizienzen der Turbinen und die Endpegel der Reservoirs.

#### 3.1.1 Pegeldifferenzenabhängige Maschineneffizienzen

Zwei der Erzeugungseinheiten der ÖBB-Infrastruktur haben Effizienzen, die je nach Pegelstand des Oberlieger-Stausees deutlich variieren. Da sowohl der Pegelstand als

auch die turbinierete Wassermenge im Modell als Entscheidungsvariablen dargestellt werden, führt die funktionale Abhängigkeit der Turbinenleistung sowohl vom Pegelstand als auch von der turbiniereten Wassermenge zu einer multiplikativen Verknüpfung von Entscheidungsvariablen und damit zu einer Nicht-Linearität im Modell. Das Modell in DT.Energy basiert auf der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung, dennoch kann in DT.Energy diese Abhängigkeit berücksichtigen. Dazu kommt ein Verfahren zum Einsatz, siehe (Fosso & Belsnes, 2004), mit dem beginnend mit einer initialen Effizienzkurve das Modell iterativ immer wieder neu gelöst wird und der Pegelverlauf und damit der Effizienzverlauf von Iteration zu Iteration bis hin zu einer ausreichenden Konvergenz aktualisiert wird. Es zeigte sich, dass dies Verfahren für das komplexe Gesamtmodell einerseits zu qualitativ guten Ergebnissen führt, andererseits aber lange Rechenzeiten erfordert, die insbesondere im Rahmen des Backtestings (Rollierung) nicht möglich sind. Daher wurden für die durchgeführten Modellrechnungen typische Jahresverläufe für die Pegelstand-abhängigen Effizienzen hinterlegt<sup>1</sup>.

### 3.1.2 Pegelstände im Kalenderjahr

Üblicherweise werden bei Jahresoptimierungen von Portfolios mit Speicherseen Start- und Endzeitpunkte gewählt, an denen die Füllstände der Speicherseen extremal sind, zum Beispiel von April bis April, dann sind die Seen in der Regel leer. Weil wir hier jedoch den Planungshorizont von Jänner 2020 bis Jänner 2021 betrachten, haben wir mit den Projektpartnern vereinbart, die Pegelstände für das Ende des Planungshorizonts auf den Vorjahreswert zu fixieren.

## 3.2 Linear approximierte quadratische Leitungsverluste → konvexes Problem

Es stellte eine Herausforderung dar, die Leitungsverluste bzw. Umformerverluste zu berücksichtigen. Dazu wurde der Modellgenerator von DT.Energy erweitert. Abbildung 3 zeigt das Beispiel einer Übertragungsleitung. Der Verlust dieser Leitung wurde zum Beispiel in drei Bereiche unterteilt, wie auf der negativ-Seite der Grafik zu sehen ist. Bis zu einem Betrag von 20,5 MW Übertragungsleistung ist demnach der Leitungsverlust 5,5 %.

---

<sup>1</sup> Im zweiten Zwischenbericht hatten wir erwähnt, dass *wir noch Verbesserungsbedarf sehen in der Modellierung der nicht-linearen Zusammenhänge zwischen Pegelstands-Differenzen und Turbinen- bzw. Pump-Effizienzen insbesondere beim Spullersee und Tauernmoossee*. Dies haben wir inzwischen nachgeholt und an verschiedenen Beispielen belegt, dass die Pegeldifferenzabhängigkeit gut von DT.Energy berücksichtigt werden kann. Am Beispiel eines Pumpspeicherkraftwerkes, das wir im Modell zwischen Tauernmoossee und Weisssee einfügten, wurde die Pegeldifferenzabhängigkeit gezeigt.

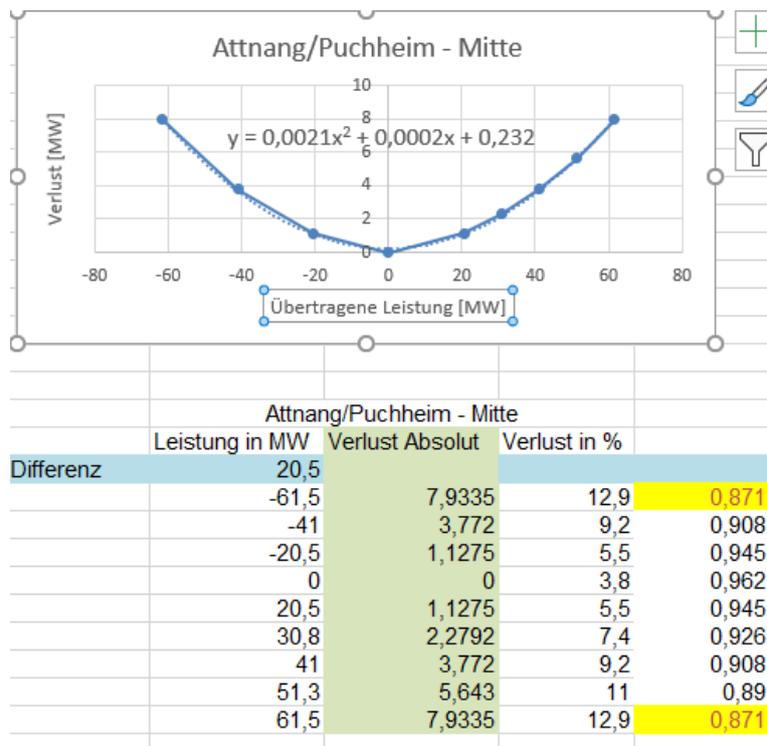


Abbildung 3: Zur übertragenen Leistung proportional quadratische Verluste mit Rohwerten und Fitparabel

In Abbildung 4 ist die Modellierung einer weiteren Transportleitung (Knoten Uttendorf nach Knoten West) dargestellt.

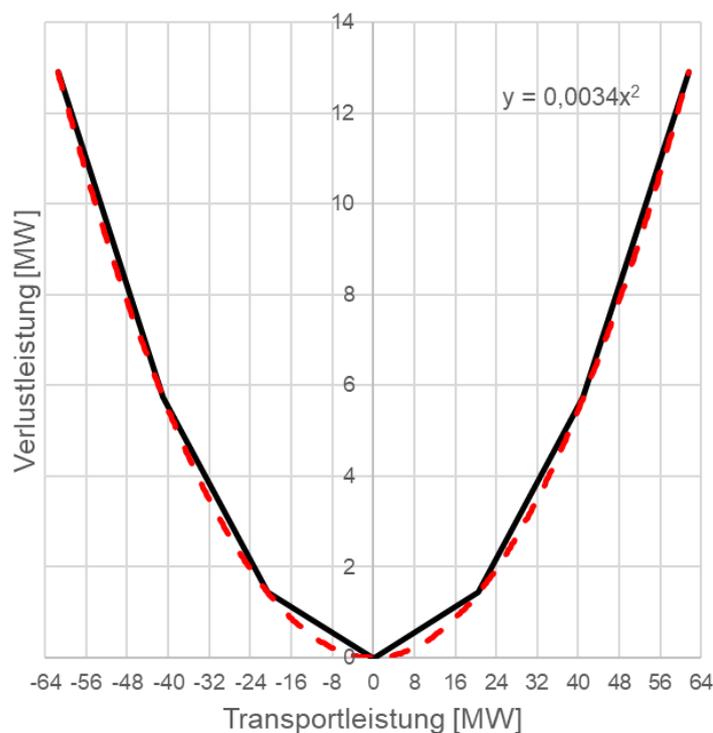


Abbildung 4: Modellierung einer weiteren Transportleitung, rot: Verlustleistung nach dem Ohm'schen Gesetz, schwarz: stückweise linearisierte Approximation im Modell.

Im Laufe des Projektes wurden alle Transportleitungen lediglich mit zwei Abschnitten stückweise linearisiert, um die Komplexität des Optimierungsproblems zu reduzieren.

### 3.3 Umformwerke (UFW) mit monatlichen und vierteljährlichen Leistungspreisen

Für die monatlich bzw. vierteljährlich über die UFW/URW übertragenen Maximalleistungen sind Leistungspreise zu bezahlen. Daher gilt es zu optimieren, dass die maximal umgerichtete oder umgeformte Leistung innerhalb eines bestimmten Zeitraumes minimal ist. Dieser Zeitraum beträgt meist einen Monat. Für einige UFW ist dieser Zeitraum ein Vierteljahr. Die exakte Modellierung aller Leistungspreise wurde im Rahmen des Projektes mit DT.Energy ermöglicht.

### 3.4 Timelkam Vertrag

Der komplexe Vertrag für die Nutzung des Stromes aus dem Kraftwerkspark Timelkam wurde abgebildet. Hierbei wurden die Leistungspreise wie bei den Umformwerken und die monatlichen Bezugsmengen sowie die Staffelung der Vermarktungskosten berücksichtigt. Spezielle Restriktionen für den stundengenauen Bezug aus dem Vertrag (Bezugsgradienten) wurden jedoch zugunsten der Rechenzeit nicht berücksichtigt. Diese Details wären für die Generierung der täglichen Fahrpläne relevant. Für die im Rahmen dieses Projektes verwendeten Planungshorizonte von einem Jahr oder mehr sind sie jedoch unnötig.

### 3.5 Netztopologie mit Einspeisung aus Laufwasser und Bahnstrombedarf

Das Bahnstromnetz ermöglicht es, an verschiedenen Stellen theoretisch den Strom im Kreis laufen zu lassen, siehe Abbildung 5 und Abbildung 6. Dabei würde über die Leitungsverluste Strom vernichtet. Bei negativen Preisen wäre das zwar wirtschaftlich interessant, es soll aber im Modell nicht möglich sein. Die Software DT.Energy bietet die Möglichkeit dem Modell sogenannte „Generic Network Constraints“, hinzuzufügen. D.h. es werden benutzerdefinierte Zusatz-Restriktionen angelegt, die das modellierte Netz erfüllen muss, um diese Ringströme zu verbieten.

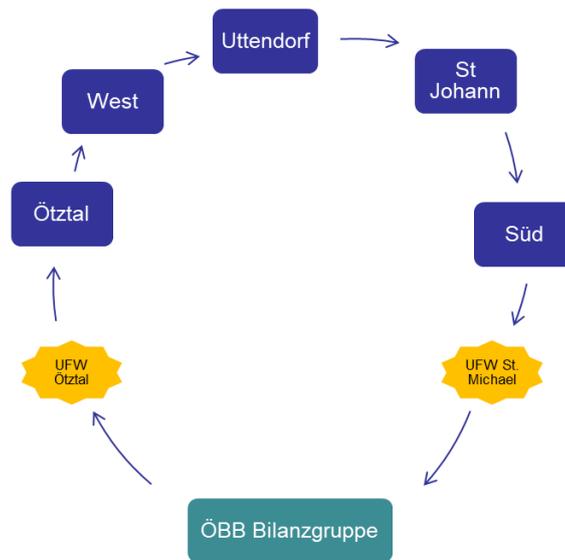


Abbildung 5: Theoretisch möglicher Ringstrom über Umformwerke

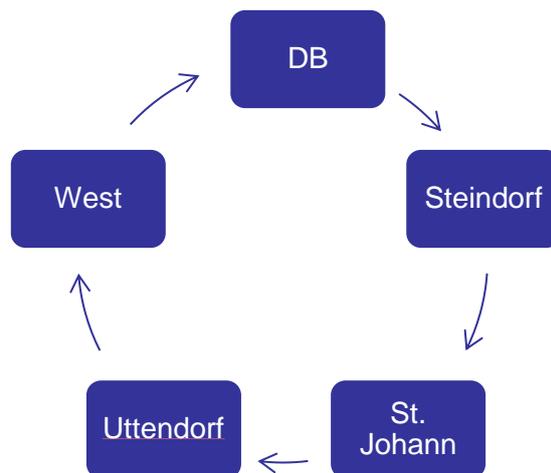


Abbildung 6: Ringstrom über fünf Leitungen zwischen fünf Knoten

### 3.6 Regelenergievorhaltungen

Die für die ÖBB-Infrastruktur sehr relevanten Regelenergievorhaltungen sind ebenfalls durch die sogenannten „Generic Network Constraints“ abgebildet worden.

## 4 Deterministische Optimierung

Als Benchmark für die später durchzuführenden stochastischen Optimierungen sind vor allem zwei Ergebnisse der deterministischen Optimierung bestimmt worden:

1. Das Ex Post Optimum:  
Dies ist die optimale Lösung des vorliegenden Modells basierend auf den real eingetretenen Strompreisen, Zuflüssen und dem Bahnstrombedarf des Jahres 2020. Daher kann dieses Ergebnis erst ex-post bestimmt werden. Es gibt die Antwort auf die Frage: „Wenn wir vorher gewusst hätten, wie sich Zuflüsse, Preise und der Bahnstrombedarf im Jahr 2020 verhalten, wie hätten wir Kraftwerke, Umformwerke und den Vertrag Timelkam verwendet, um die Gesamtkosten zur Deckung des Bahnstrombedarfs zu minimieren.“
2. Die Deterministische Rollierung:  
Diese Rollierung stellt ein Backtesting der deterministischen Optimierungen für das Jahr 2020 dar. Sie gibt Antwort auf die Frage: „Wie wären die Fahrpläne und wirtschaftlichen Resultate des Bahnstromsystems der ÖBB-Infrastruktur unter Verwendung einer deterministischen Planung/Optimierung gewesen?“  
Es wurden beginnend mit dem 01. Jänner 2020 für jeden Tag des Jahres 2020 sukzessive deterministische Optimierungen für das jeweilige Restjahr durchgeführt, also insgesamt 366 Optimierungen. Der Planungshorizont endete immer am 01.01.2021 um 00:00 Uhr, er wurde jeweils um einen Tag verkürzt. Die Ergebnisse des Vortages dienen als Startbedingungen des aktuellen Tages. Details zu Rollierungen siehe Abschnitt 6 und z. B. hier: (Dr. Jörg Borchert, 2009), (Ostermaier, 2001). Um die vergangene Situation korrekt abbilden zu können, müssen alle betrachteten unsicheren Einflussfaktoren, Bahnstrombedarf, Zuflüsse und Börsenstrompreise so vorliegen, wie sie jeden Tag des Jahres 2020 der ÖBB-Infrastruktur tatsächlich vorlagen. ÖBB-Infrastruktur hat uns hierfür täglich oder wöchentlich variierende historische Prognosen der unsicheren Einflussfaktoren für den gesamten Planungshorizont zur Verfügung gestellt.

In einem weiteren Schritt wurden die Ergebnisse der deterministischen Rollierung (des deterministischen Backtestings) mit den Ergebnissen des Ex-Post-Optimums verglichen.

Da von dem Ergebnis eines Rollierungsschrittes immer nur der erste Tag verwendet wird, haben wir den Input für die Rollierung so geändert, dass alle Preis-, Zufluss- und Verbrauchs-Prognosen am ersten Tag mit den real historisch eingetretenen Werten ersetzt wurden. Alle Prognosedaten wurden dementsprechend nachbereitet, bevor die Rollierung durchgeführt wurde.

Später im Projekt, bei den Stochastischen Rollierungen, wurde dasselbe Vorgehen gewählt. Ziel des Projektes ist die Quantifizierung des Mehrwerts der stochastischen

Optimierung. Wir erwarteten, dass bei gut gewählten stochastischen Prozessen für die Generierung von Szenarios der unsicheren Einflussfaktoren das Ergebnis der stochastischen Optimierung zwischen dem Ergebnis der hier beschriebenen deterministischen Rollierung und dem Ergebnis des Ex-Post-Optimums sein wird.

Seit Ende April 2021 lagen die Ergebnisse der beiden Referenzrechnungen des Kalenderjahres 2020 vor (Benchmarks). In der Gesamtbetrachtung zeigt sich:

- Ex-Post-Optimum:  
Die Gesamtkosten wurden auf 100 % gesetzt
- Deterministische Rollierung:  
Die Gesamtkosten entsprachen etwa 105 % vom Ex-Post-Optimum
- Es bleiben also ca. 5 % Spielraum, um durch die „Stochastik“ das Optimierungsergebnis zu verbessern.

#### 4.1 Vergleich des Einkaufs an der EXAA

Bei identischen Marktpreisen (rot) liefert das Ex Post Optimum (grün) andere Resultate für den Einkauf am Strommarkt als die deterministische Rollierung (orange).

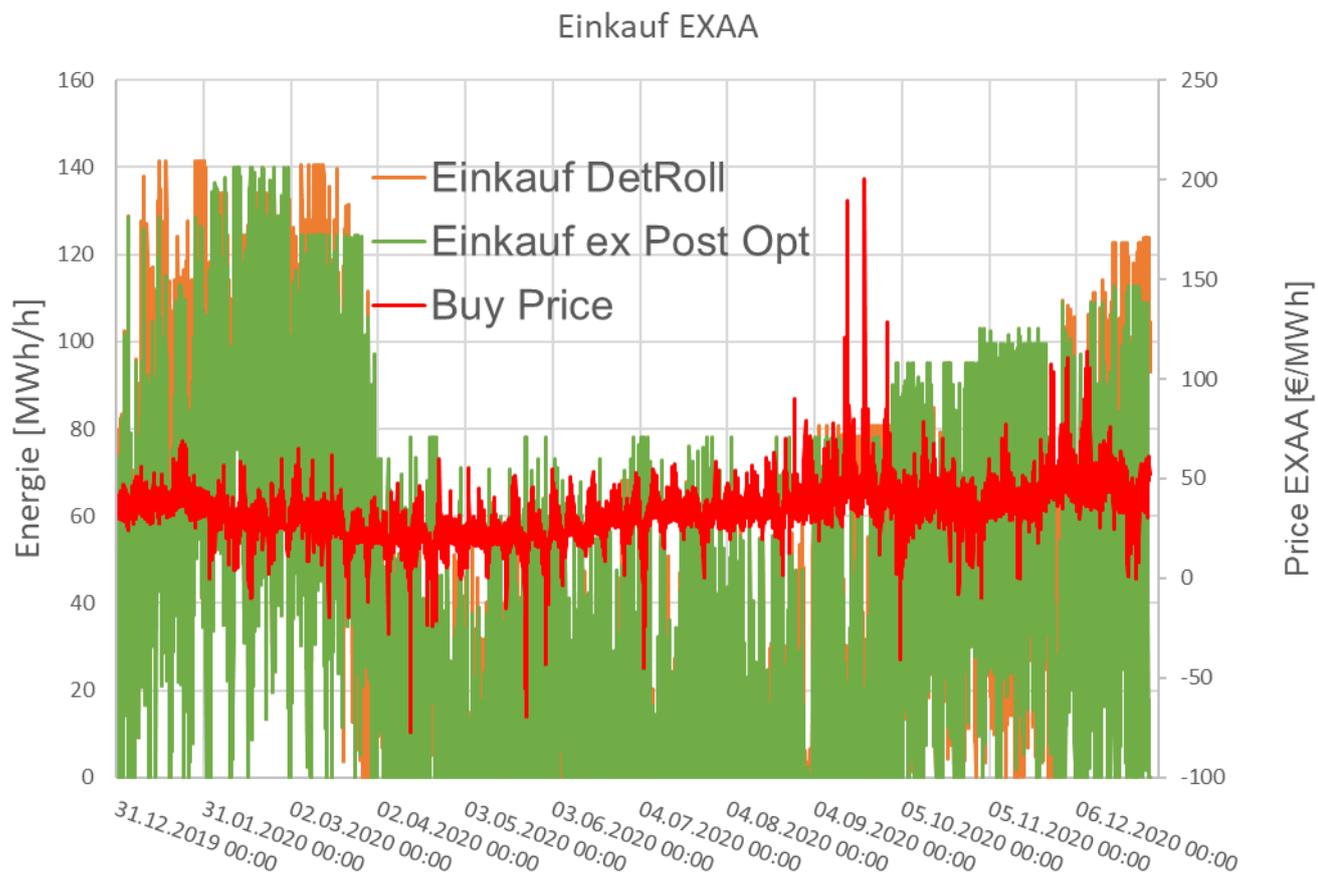


Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Einkäufe an der EXAA im Jahr 2020 als Ergebnisse der zwei Optimierungsstrategien

## 4.2 Pegelstände

Im Ex-Post-Optimum werden die Speicherseen weitaus mehr entleert als bei der deterministischen Rollierung, siehe Abbildung 8. Dies kann an den durch die Pandemiemaßnahmen unvorhersehbaren Einflüssen im Jahr 2020 liegen. Ansonsten ist die Fixierung der Endpegel gut zu erkennen.

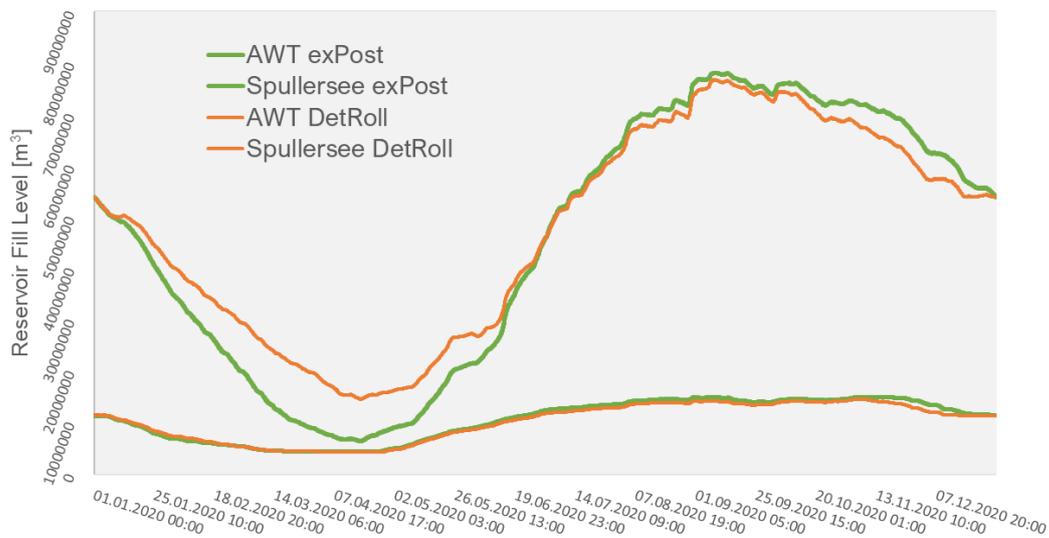


Abbildung 8: Zeitlicher Verlauf der Pegelstände der Großen Stauseen der Speicherkraftwerke der ÖBB im Jahr 2020 nach Ergebnissen der beiden Optimierungsstrategien. AWT bezeichnet die Summe über die Speichervolumina von Ammersee + Weisssee + Tauernmoossee, die oberen beiden Kurven.

### 4.3 Bedeutende Leitung Uttendorf – St Johann

In Uttendorf und Vorarlberg kann der Strom flexibel erzeugt werden. Der Strombedarf fällt jedoch mit über 50 % in den Knoten Süd und Ost an. Die bedeutendste Übertragungsleitung der ÖBB-Infrastruktur ist daher die von Uttendorf nach St. Johann. Wir sehen einen sehr deutlichen Unterschied zwischen den beiden Ergebnissen beim Stromfluss durch diese Leitung, siehe Abbildung 9.

Im Sommer muss die deterministische Rollierung hier viel mehr Strom fließen lassen, als optimal gewesen wäre.

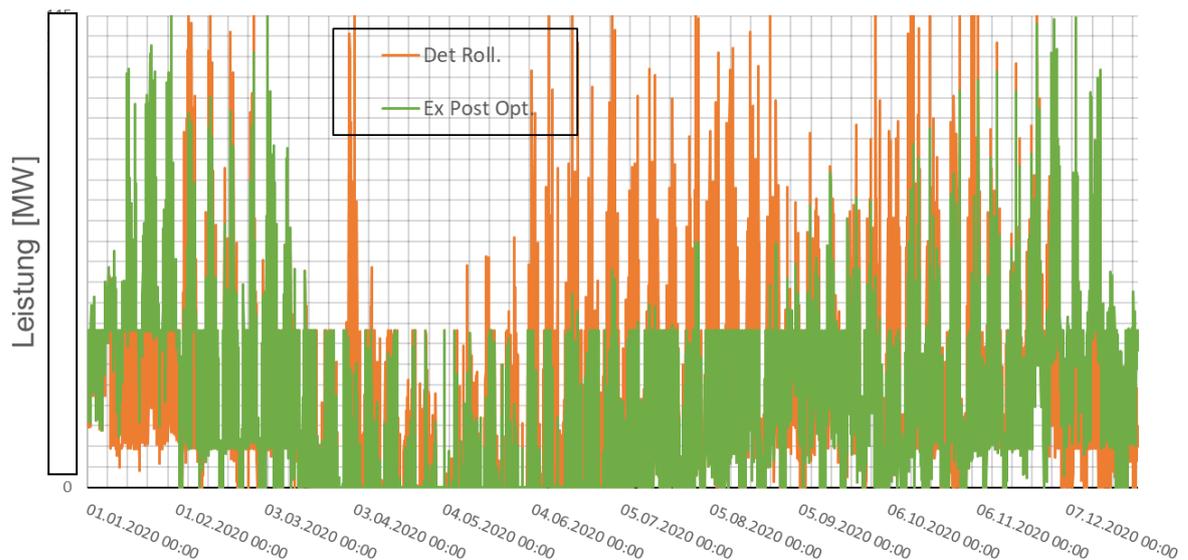


Abbildung 9: "Fahrplan" des Stromflusses durch die Leitung von Uttendorf nach St. Johann.

## 5 Stochastische Optimierung

Während bei der Strompreisstochastik ein **zwei-Faktor-Modell (Pilipovic)** mit **langfristiger und kurzfristiger Preis-Volatilität** und der Unterteilung der Dynamik in Jahres- und Tagesperioden (Preisbänder) als Basis des stochastischen Prozesses dient, ist dies bei der Stochastik der Zuflüsse und auch des Bahnstrombedarfs ein „**ein-Faktor-Modell**“, mit ebenfalls der Unterteilung in Jahresperioden. Gerade bei den Zuflüssen ist es sehr wichtig, unterschiedliche Volatilitäten in unterschiedlichen Jahresperioden zu modellieren.

### 5.1 Besonderheiten des Modells

#### 5.1.1 Aufbau der Netzübertragungsverluste

Die Netzübertragungsverluste mussten wie im deterministischen Modell ebenfalls in das stochastische Modell neu aufgenommen werden, sowohl die linearen als auch die quadratischen Verluste. Letzteres wurde wie im deterministischen Modell mit mehreren stückweise linearen Gleichungen abgebildet und dabei die Konvexität der quadratischen Leitungsverlust-Funktion ausgenutzt. Dies wurde ins stochastische Modell übernommen (je Preisband-Variable).

## 5.1.2 Vermeidung von Energieflüssen in gegenläufige Richtungen

Um den zeitgleichen Fluss in gegenläufige Richtungen über eine Stromleitung zu verbieten, werden im deterministischen Modell binäre Variablen benutzt, die sich gegenseitig ausschließen. Dies ist wichtig, um beispielsweise künstliche Vernichtung von Energie bei negative Börsenstrompreisen zu verhindern. Da aus Laufzeitgründen im stochastischen Modell auf binäre Variablen verzichtet werden muss, wurde das Problem der Ringströme im stochastischen Modell mit zusätzlichen linearen Restriktionen gelöst. Diese vermeiden zwar Ringströme nicht vollständig, schränken jedoch die Verlustleistung durch die Ringströme sehr stark ein.

## 5.2 Strompreisstochastik

### 5.2.1 Aufbau der Preisbänder

Die große Anzahl an Variablen im stochastischen Optimierungsmodell hat neben der hohen Auslastung des Arbeitsspeichers auch zu Rechenzeiten von mehreren Tagen für den Planungshorizont von einem Jahr geführt<sup>2</sup>. Aus diesem Grund musste das Modell dahingehend angepasst werden, dass weniger Variablen benötigt werden.

Das wurde mit dem Prinzip der Preisbänder umgesetzt. Dabei werden alle 24 Stunden an einem Tag fünf verschiedenen Preisbändern zugeordnet. Nun wird nur noch für jedes Preisband je Tag eine Variable erstellt und nicht mehr für jede Stunde. Damit werden zwar einzelne stündliche Preisspitzen heraus gemittelt, aber mit einer adäquaten Preisband/Stundenzuordnung kann man Dynamik der stündlichen Strompreise und den daraus abgeleiteten Entscheidungen gut abbilden.

Wie in Abbildung 10 dargestellt wird, ist der Verlauf der PFC über einen Tag in vier Bereiche geteilt. Die Stunden, deren Preis in einem bestimmten Preisband liegen, werden diesem zugeordnet. Dadurch, dass die zusammengefassten Stunden ähnliche Strompreise haben, kann auch ein ähnliches Verhalten der optimalen Lösung erwartet werden und legitimiert somit diesen Ansatz.

---

<sup>2</sup> Auf einem Server mit 4 GHz Taktfrequenz, 12 Rechenkernen und für das Modell ausreichend Speicher von über 64 GB RAM.

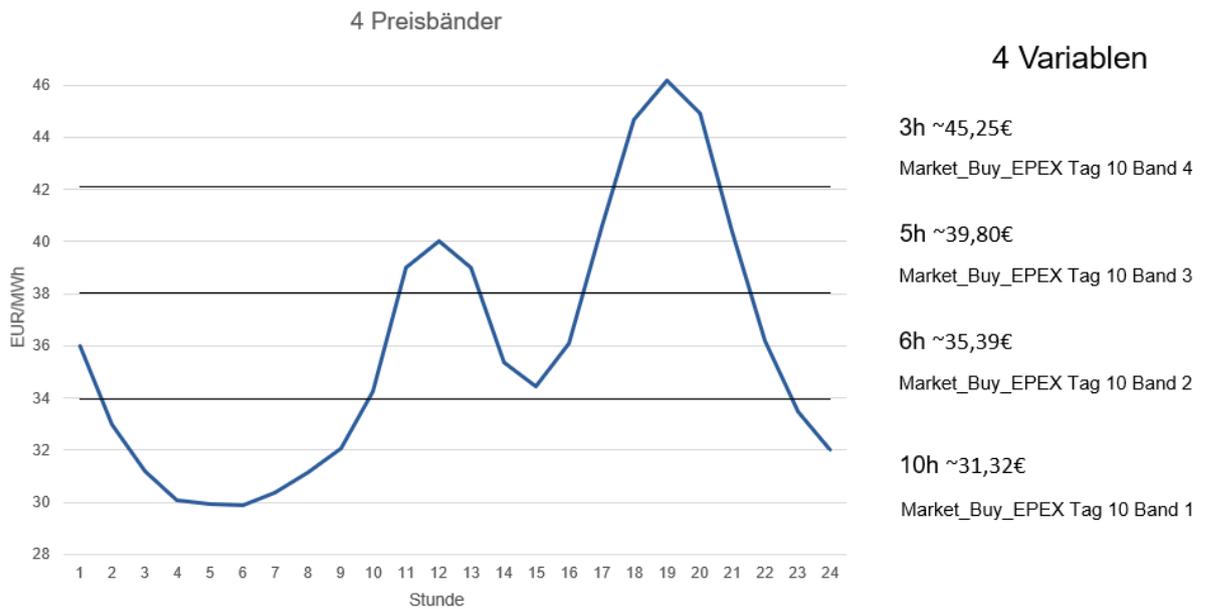


Abbildung 10: Visualisierung der Preisbänder

Durch die Preisband-Modellierung mussten neben den entsprechenden Entscheidungsvariablen auch alle Restriktionen im Modell darauf angepasst werden.

## 5.2.2 Analyse der historischen Preisdynamik

Weiterhin wurde die Analyse der historischen Börsenstrompreise im Hinblick auf die Ermittlung von stochastischen Parametern wie Volatilitäten, Mean Reversions und Preissprüngen durchgeführt. Es ist von großer Bedeutung, die Dynamik der Börsenstrompreise differenziert je nach Jahres- und Tageszeit zu betrachten. Auch die Art der Wahrscheinlichkeitsverteilung ist abhängig von Jahres- und Tageszeit: während in manchen Zeitabschnitten sie die Preisschwankungen positiv-log-normalverteilt darstellen, sind sie in anderen Zeiten normalverteilt oder negativ-log-normalverteilt. Wir haben basierend auf den von ÖBB-Infrastruktur zur Verfügung gestellten historischen Preisen an der EXAA sowie basierend auf historischen Preisprognosen (HPFCs), die stochastischen Parameter der Verteilung der Abweichungen der historischen Preise von der HPFC ermittelt. Damit werden Strompreis-Szenarios für das Jahr 2020 erzeugt, die dann wiederum in Form von Szenariobäumen in das Backtesting (ex-post-Rollierung) eingehen.

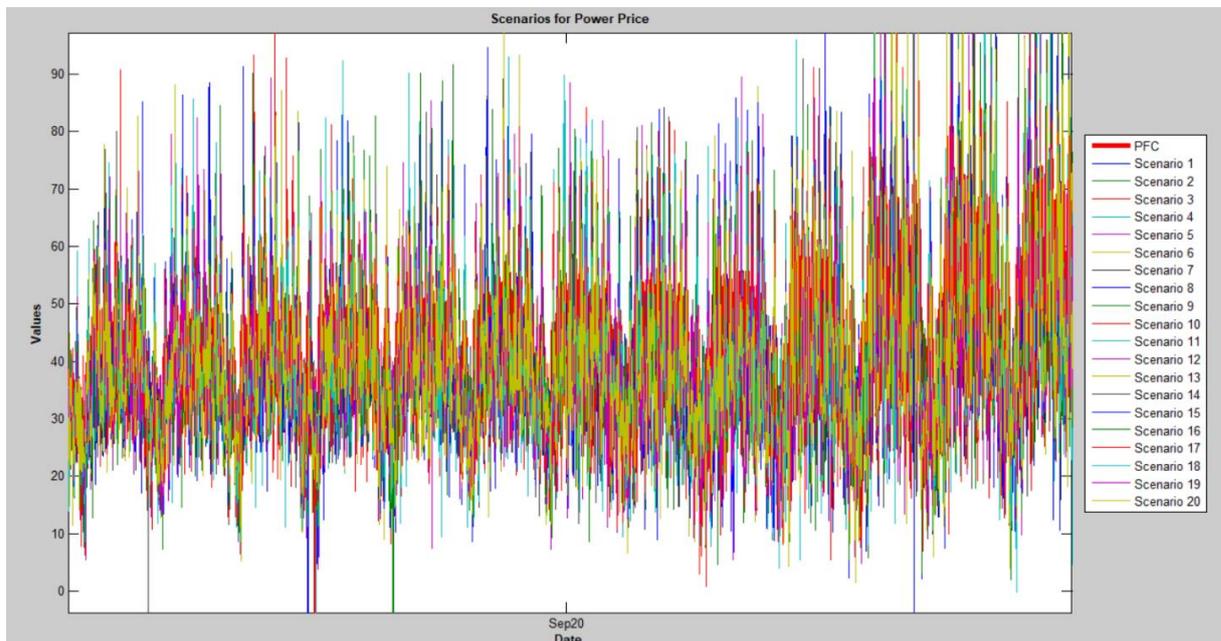


Abbildung 11: Strompreis Szenarios

Die grundsätzliche Implementierung eines stochastischen Modells mit Strompreisszenarios wurde bereits im zweiten Projektjahr durchgeführt. Im dritten Projektjahr wurden die Rechnungen mit verbesserten Szenarios wiederholt. Außerdem wurde auch die Unsicherheit der Zuflüsse mit in die Stochastik aufgenommen.

### 5.2.3 Neue Strompreisszenarios

Die erste Rollierungsrechnung des Jahres 2020 hatten wir im zweiten Zwischenbericht analysiert und dabei festgestellt, dass die Szenariogenerierung für die Strompreise überarbeitet werden muss.

Dies führten wir durch und schätzten neue Parameter unter Verzicht des Jahres 2020 in der historischen Preisgrundlage. Wir führten fortan alle stochastischen Rollierungsrechnungen mit den neuen Schätzparametern (Schätzzeitraum 2017 bis 2019) und neuem Szenario-Generierungsalgorithmus durch. In Abbildung 12 sehen wir ein Beispiel von den neuen Szenarios einiger weniger Tage aus dem Jahre 2021.

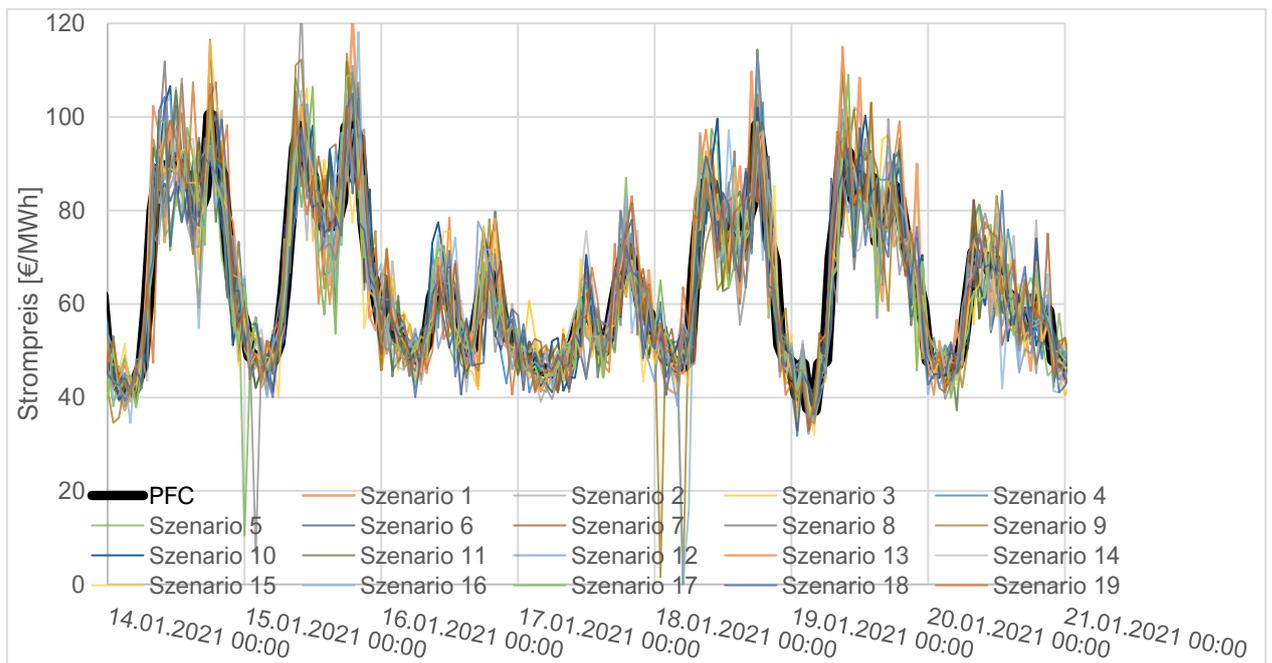


Abbildung 12: Szenarios für eine Woche im Jänner 2021 mit neuen Parametern

Tatsächlich war das Ergebnis der Rollierungsrechnung mit den neuen Szenarios besser als das mit den alten, siehe Tabelle 1, Seite 37 (mit den alten Strompreisszenarios lagen die Gesamtkosten über 20 % höher als im Ex Post Optimum). Das Resultat bestimmt die „Güte“ der Szenarios. Je besser das Ergebnis, desto besser sind die Szenarios. Allerdings darf nicht das Wissen über die tatsächlichen Preise (bzw. generell die Zufallsvariable) in die Szenariogenerierung einfließen. Das ist ohnehin nur bei Ex-Post-Betrachtungen möglich.

#### 5.2.4 Schattenportfoliobetrieb

Um die Bewirtschaftung nach stochastischen Optimierungsergebnissen fundamental zu testen, wird der Betrieb eines Schattenportfolios empfohlen. Das heißt, dass parallel zum real bewirtschafteten Betrieb ein oder mehrere Portfolios parallel betrieben werden, wobei die Umsätze am Markt nicht tatsächlich geschehen, sondern es wird nur so getan, als ob diese stattfinden. Gleiches gilt für die Wasserflüsse etc. Nach einiger Zeit können Vergleiche etwa über die kumulierten Kosten, wie in Abbildung 39 erstellt, und über den Einsatz der Stochastik final entschieden werden.

### 5.3 Stochastik der Zuflüsse

Im Verlauf des zweiten Projektjahres wurde die Analyse der historischen Zuflüsse bzw. der Abweichung der historischen Zuflüsse von Zuflussprognosen analysiert. Auch hier ist es sehr wichtig, die Dynamik der Zuflüsse je nach Jahreszeit unterschiedlich zu betrachten, da sie sich im Frühling und Sommer völlig anders verhalten als im Winter.

### 5.3.1 Umgang der Modellierungssoftware mit den Zuflüssen

Die Prognose der Zuflüsse wird im deterministischen Betrieb automatisch aus der Datenbank eingelesen, siehe Abbildung 13.

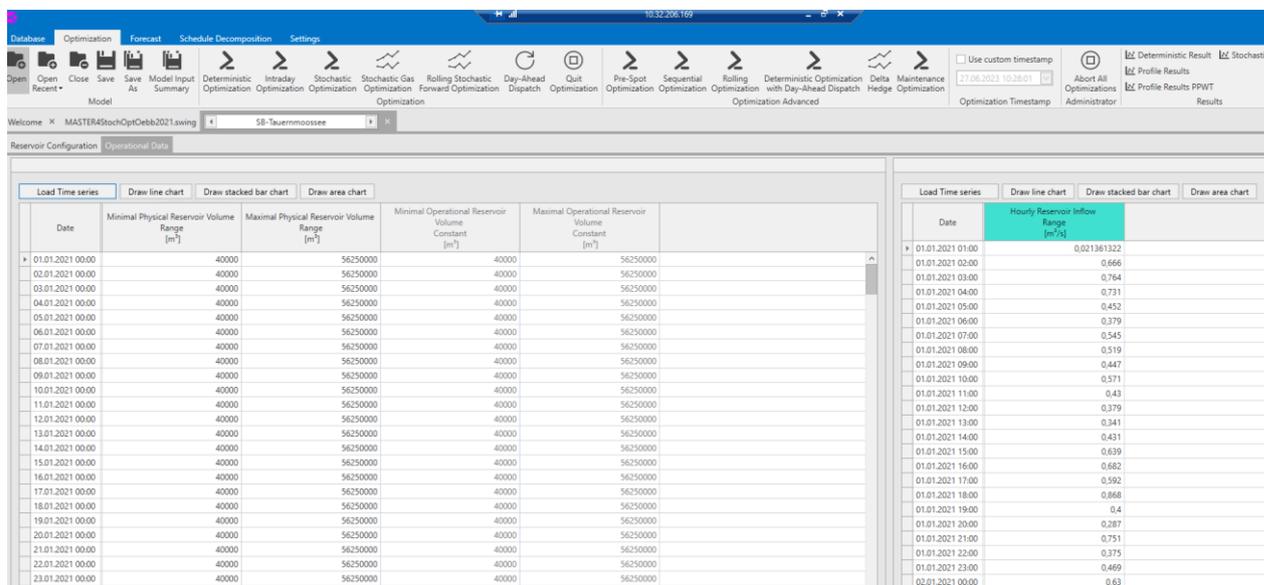


Abbildung 13: Zuflüsse in DT.Energy im Portfolioelement „Reservoir“

Sie ist mit dem entsprechenden Reservoir verknüpft. Weiterhin ist jedem Reservoir für die Stochastische Modellierung ein Zuflussgebiet zugeordnet, siehe Abbildung 14.

Verschiedene Zuflussgebiete können mit unterschiedlichen Dynamiken in der Zufluss-Szenariogenerierung modelliert werden. Im Modell der ÖBB haben wir auf unterschiedliche Zuflussgebiete verzichtet, um die Komplexität der Zuflussmodellierung handhabbar zu halten. Es ist allen Reservoirs das Zuflussgebiet „Area 1“ hinterlegt, wie z. B. beim Tauernmoossee, siehe Abbildung 14.

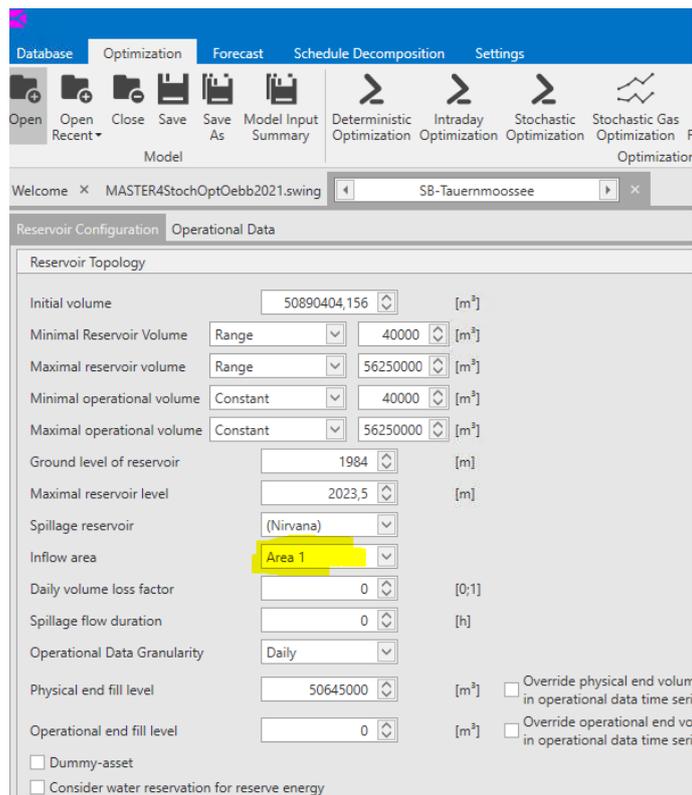


Abbildung 14: Zuordnung des Zuflusses des Reservoirs Tauernmoossee zum „Inflow Area“ Area 1.

### 5.3.1 Saisonale Schätzparameter

Auf dem Tab der „Hydro Inflow Areas“, siehe Abbildung 15 wird die „Stochastik der Zuflüsse“ konfiguriert. Auch deren Parameter können hier geschätzt werden. Es ist wie gesagt zulässig, nur ein Zuflussgebiet zu verwenden, da sich die Wetter- und Zuflussverhältnisse an den Stauseen der ÖBB-Infrastruktur aufgrund ihrer geographischen Lage nicht wesentlich unterscheiden und eine hohe Korrelation zwischen den Zuflüssen einzelner Stauseen angenommen werden kann.

Als Basis für die Schätzung dienten uns die historischen Daten sowie die von der ÖBB verwendeten Prognosen der Jahre 2017 bis 2020. Im Unterschied zu den Strompreisen und den Bahnstrombedarf hatten die Lockdown-Maßnahmen auf diese Zufallsgröße keinen Einfluss.

Nach unserer Erfahrung mit anderen österreichischen Stauseen ist es sinnvoll, die in Abbildung 15 dargestellten Zeitintervalle zu verwenden. Die Parameterschätzung führte uns zu den ebenfalls in Abbildung 15 sichtbaren Werten für die **Volatilität** und die **Mean Reversion** des ein-Faktor-Modells für die Zuflüsse.

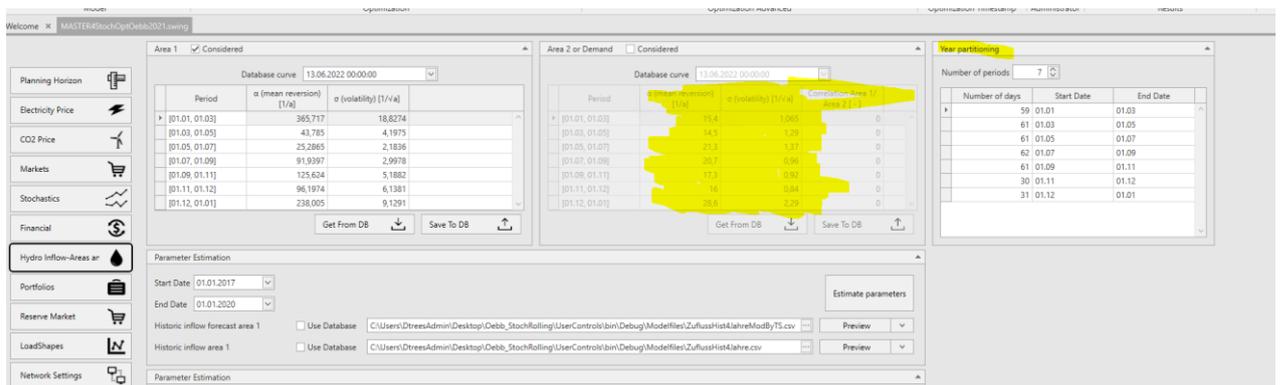


Abbildung 15: Hydro Inflow Area Tab von DT.Energy. Hier werden die Stochastischen Parameter der Zuflüsse berechnet und gespeichert. Im Projekt StochOpt ÖBB wird das „Area 2“ als Bereich verwendet, um die Stochastischen Parameter des Bahnstrombedarfs zu speichern (gelb).

In Abbildung 16 sind zwanzig Zufluss Szenarios dargestellt, wie sie von der Modellierungssoftware bei der Generierung des stochastischen Modells mit den gefundenen Parametern erzeugt werden.

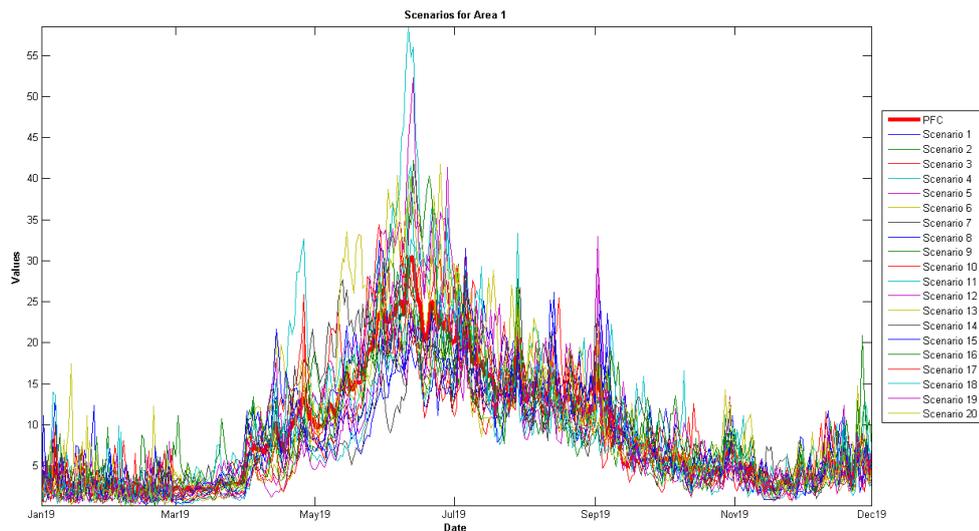


Abbildung 16: Zwanzig Zufluss Szenarios für den Tauernmoossee

In Abbildung 17 sind zwei extreme Zufluss-Szenarios dargestellt, ein trockenes und ein nasses Jahr. Diese Darstellung wurde direkt aus den Ergebnissen einer stochastischen Jahresoptimierung gewonnen.

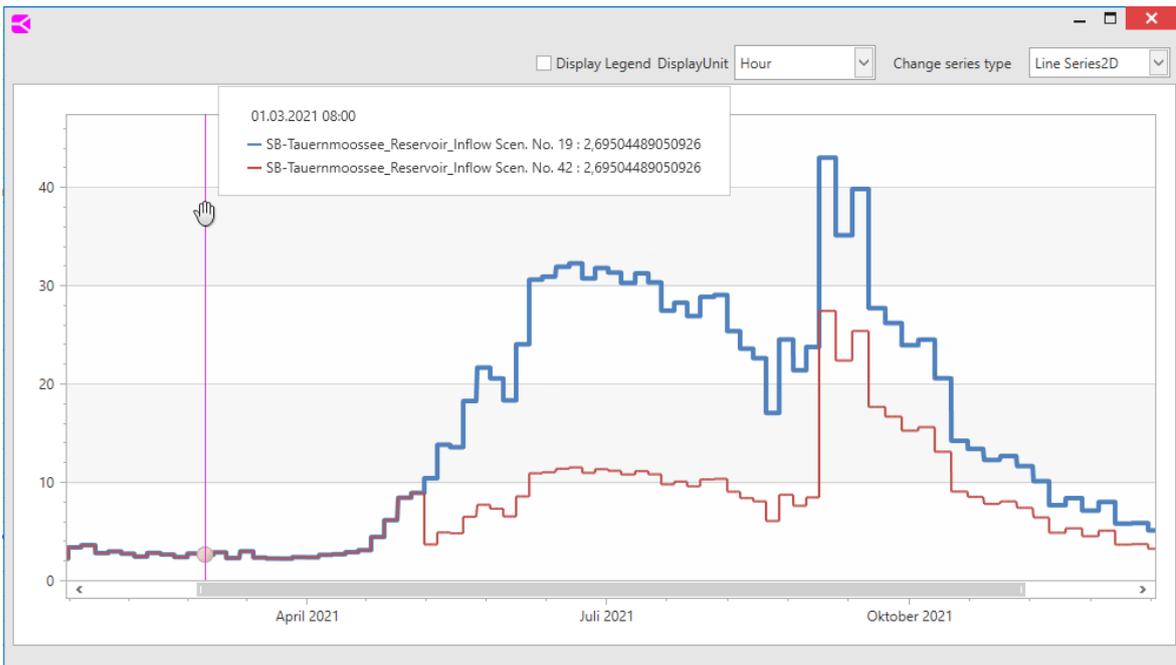


Abbildung 17: Zwei typische Zuflusszenarios von einem trockenem und einem nassen Jahr

Eine Analyse aller Szenarios ergab eine Poisson-Verteilung der Jahreszuflussmengen.

## 5.4 Stochastik des Bahnstrombedarfs

### 5.4.1 Saisonale Schätzparameter

In Abbildung 18 ist exemplarisch der Bahnstrombedarf des Jahres 2020 dargestellt sowie die Prognose des Bahnstrombedarfs vom 01. Jänner 2020, Ist: blau. Aus diesen beiden Zeitreihen können auch bei dieser Zufallsgröße die Parameter geschätzt werden, die einen stochastischen Prozess bestimmen, der zu passenden Szenarios führt.

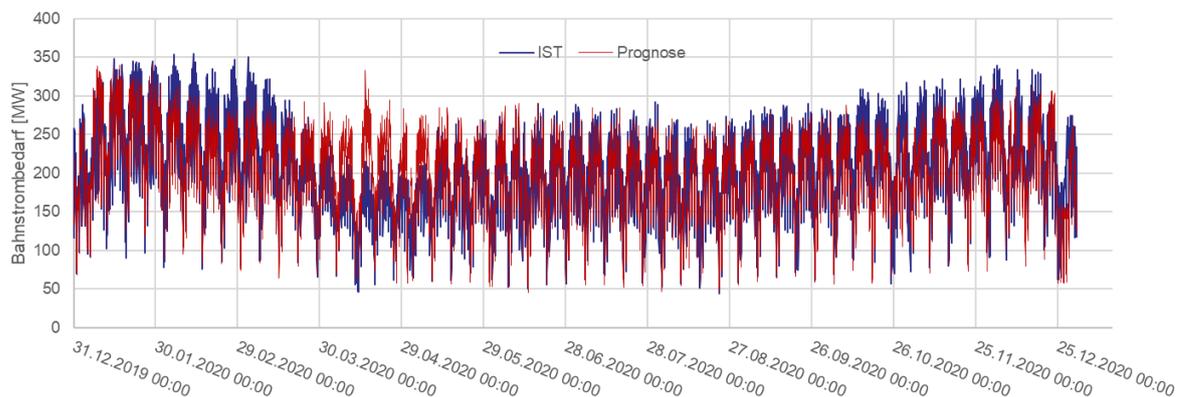


Abbildung 18: Inputzeitreihe für die Parameterschätzung der Stochastik des Bahnstrombedarfs

Dabei wird, wie auch vorher bei der Stochastik der Zuflüsse, die Differenz zwischen den historischen Werten und der Prognose betrachtet. Die Szenarios streuen um die Prognose

herum. Nach Analyse der historischen Daten entsprechend dem Vorgehen von (Grindel, Hinderks, & Wagner, 2021), entschieden wir uns ebenfalls, wie bei den Zuflüssen auch beim Bahnstrombedarf ein ein-Faktor-Modell mit Unterteilung in Jahres-Perioden zu verwenden. Weiterhin betrachteten wir die Korrelation zwischen Bahnstrombedarf und Strompreisen.

Besonders gut ist diese an den Prognosezeitreihen zu erkennen, siehe Abbildung 19.

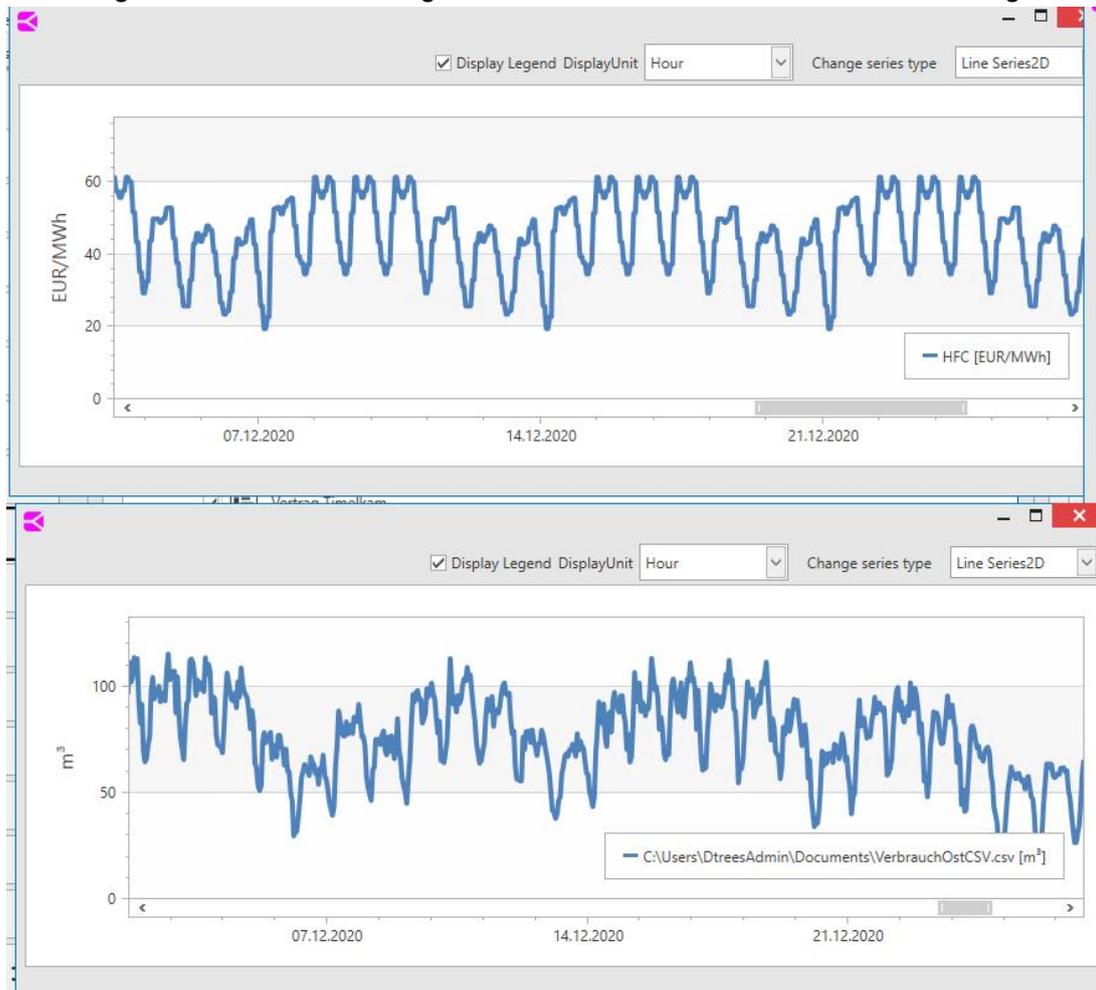


Abbildung 19: Darstellung der beiden Zeitreihen für die Preisprognose und die Prognose des Bahnstrombedarfs. Mit dem Auge ist die Korrelation gut zu erkennen

Die Berechnung der Korrelation ergab über das gesamte Jahr hinweg einen nahezu konstanten Wert von etwa 0,8. Für die Parameterschätzung von  $\alpha$  (Mean Reversion) und  $\sigma$  (Volatilität) des Bahnstrombedarfs benutzten wir die bereits in DT.Energy auf dem „Hydro Inflow Area Tab“, siehe Abbildung 15 implementierten Funktionen, da beide Zufallsgrößen (Zuflüsse und Bahnstrombedarf) mit einem ein-Faktor-Modell abgebildet werden. Wir erhielten mit den Daten von 2017 bis 2020 die in Abbildung 20 dargestellten saisonalen Parameter. In März/April und im Dezember sind die Schwankungen deutlich größer als im Rest des Jahres.

	Period	Area 1 Mean Reversion	Area 1 Volatility
▶	[01.01, 01.03]	71,2216	0,7926
	[01.03, 01.05]	56,4998	1,6158
	[01.05, 01.07]	112,963	0,9689
	[01.07, 01.09]	233,169	0,9015
	[01.09, 01.11]	164,3	1,1352
	[01.11, 01.12]	174,076	0,9026
	[01.12, 01.01]	226,557	2,3614

Abbildung 20: Die Parameter des Stochastischen Prozesses, der den Bahnstrombedarf generiert

Basierend auf diesen Parametern können wir mit DT.Energy Szenarios des Bahnstrombedarfes in stündlicher Zeitauflösung generieren. In Abbildung 21 sind zwanzig dieser sogenannten Monte Carlo Szenarios dargestellt.

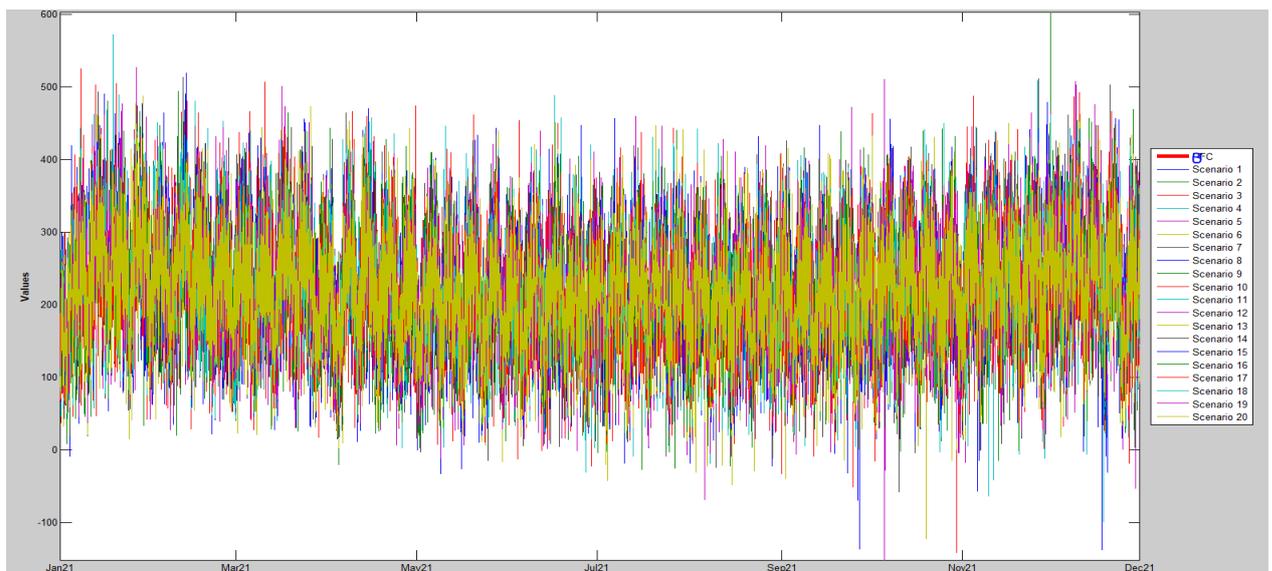


Abbildung 21: Szenarios des Bahnstrombedarfes basierend auf den Schätzparametern und der Bahnstrombedarfsprognose

#### 5.4.2 Modellierung des Bahnstrombedarfes

Für den Bahnstrombedarf hatten wir uns darauf geeinigt, an allen Knoten dieselbe Stochastik zu verwenden. Anders gesagt, der gesamte Bahnstrombedarf soll stochastisch modelliert, und dann über einen festen Schlüssel auf die Knoten verteilt werden. Zum Beispiel der Knoten Ost erhält immer genau 34 % der Gesamtmenge in jedem Szenario. So war das auch im deterministischen Modell implementiert, wie bereits beschrieben wurde.

Praktisch heißt das, dass jede „Fixed Position“ in der Modellierungsoberfläche von DT.Energy, siehe Abbildung 22, die einen Bahnstrombedarf vertritt, sowohl die „position uncertainty“ berücksichtigt als auch dieselben Werte für  $\sigma$ ,  $\alpha$  und die Korrelation mit den Strompreisen erhält. In der Oberfläche von DT.Energy ist es möglich, hier konstante Werte für den gesamten Planungshorizont einzugeben.

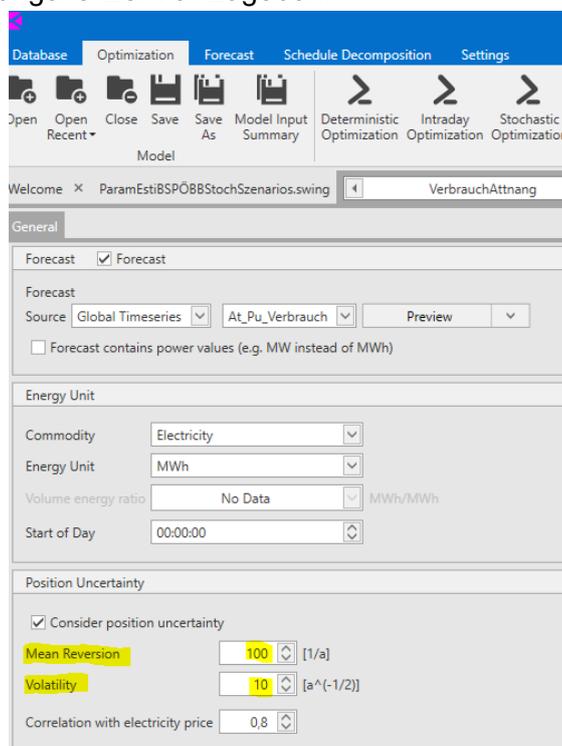


Abbildung 22: An dieser Stelle werden im Modell die Parameter in die normale Version von DT.Energy händisch eingegeben.

Für StochOpt ÖBB wurde die Modellierung so angepasst, dass die saisonalen Werte von  $\sigma$  und  $\alpha$  automatisch im entsprechenden Zeitraum aus dem Area 2 des Hydro Inflow Tabs, Abbildung 15, übernommen werden. Die Korrelation blieb mit 0,8 konstant über den gesamten Planungshorizont. Das Area 2 wurde von den Zuflüssen der Reservoirs nicht benötigt und konnte daher als Quelle der Parameter der Bahnstromstochastik genutzt werden. In einer möglichen zukünftigen produktiven Version von DT.Energy bei der ÖBB-Infrastruktur würde eine eigene Maske für die Parameter des Bahnstrombedarfes implementiert werden.

Im Rahmen des Backtestings sind weitere Erkenntnisse gewonnen worden. Insbesondere stellte sich heraus, dass entsprechend der Schwankungen des Bahnstrombedarfes die Leistungspreise für die Umformwerke zunehmen.

### 5.4.3 Konsequenzen durch die zusätzliche stochastische Einflussgröße des Bahnstrombedarfes

Was bedeutet es nun, die Stochastik des Bahnstrombedarfes in das Backtesting mit aufzunehmen?

Der folgende Ablauf findet während der stochastischen Optimierungsrechnung statt:

- In DT.Energy wird ein Szenariobaum der stochastischen Einflussgrößen vor dem Erstellen der Optimierungsaufgabe generiert
- Die Verbrauchsmengen werden entsprechend der zeitlichen Blockstruktur umgerechnet, wie in Abbildung 23 dargestellt

Period configuration									
Number of periods		4		Number of valuation date calculations		0			
Type	Unit	Length	Start date	End date	Number of days	Use price band modelling	Hours per block	Days per block	
Fixed Length	Day	6	01.01.2021 00:00	07.01.2021 00:00	6	<input type="checkbox"/>	1	0	0
Equidistant	Day	120	07.01.2021 00:00	07.05.2021 00:00	120	<input checked="" type="checkbox"/>	96	4	4
Equidistant	Day	120	07.05.2021 00:00	04.09.2021 00:00	120	<input checked="" type="checkbox"/>	120	5	5
Equidistant	Day	120	04.09.2021 00:00	01.01.2022 00:00	119	<input checked="" type="checkbox"/>	144	6	6

Abbildung 23: Konfiguration der stochastischen Perioden- und Blocklängen der Jahresoptimierung

- In einer der neusten Versionen von DT.Energy werden auch die Bahnstrom- und Zufluss-Szenarios aus dem Szenariobaum gemeinsam mit den optimierten Entscheidungsvariablen z.B. des Turbinen-Einsatzes abgespeichert, ausgegeben und dargestellt. In Abbildung 24 ist ein Screenshot der Visualisierung der Szenarios des Bahnstrombedarfes am Knoten Attnang zu sehen.



Abbildung 24: Visualisierung des Bahnstrombedarfes am Knoten Attnang mit der gut erkennbaren Baumstruktur entsprechend der Konfiguration der Perioden in Abbildung 23.

Im Vergleich zu deterministischen Optimierungsrechnungen mit Monte Carlo Szenarios gilt für die Optimierung mit Szenariobaum:

- Keine „Perfect Foresight“, d.h. an den frühen Zeitpunkten des Planungshorizonts ist nicht sicher, wie ein Szenario über den gesamten Zeitraum aussieht. Die getroffene Entscheidung wirkt sich auf alle nachfolgenden Verzweigungen im Szenariobaum aus.

- Geschlossene Optimierung über den gesamten Szenariobaum
- Das Modell sollte wenige Binärvariablen enthalten (Rechenzeit)

Die Generierung von Szenarios in einer Baumstruktur basiert wiederum auf Abweichungen der stochastischen Größe (hier des Bahnstrombedarfs) nach oben und nach unten ausgehend von einer Prognose. Die Höhe der Abweichungen nach oben und nach unten wird basierend auf dem stochastischen Prozess (ein Faktor-Modell mit Mean-Reversion) und seiner Parametrierung (Sigmas und Alphas) berechnet. Je nach zeitlicher Blockstruktur im Szenariobaum ergeben sich somit Verschiebungen der stündlichen Bahnstrombedarfs-Prognose nach oben und nach unten.

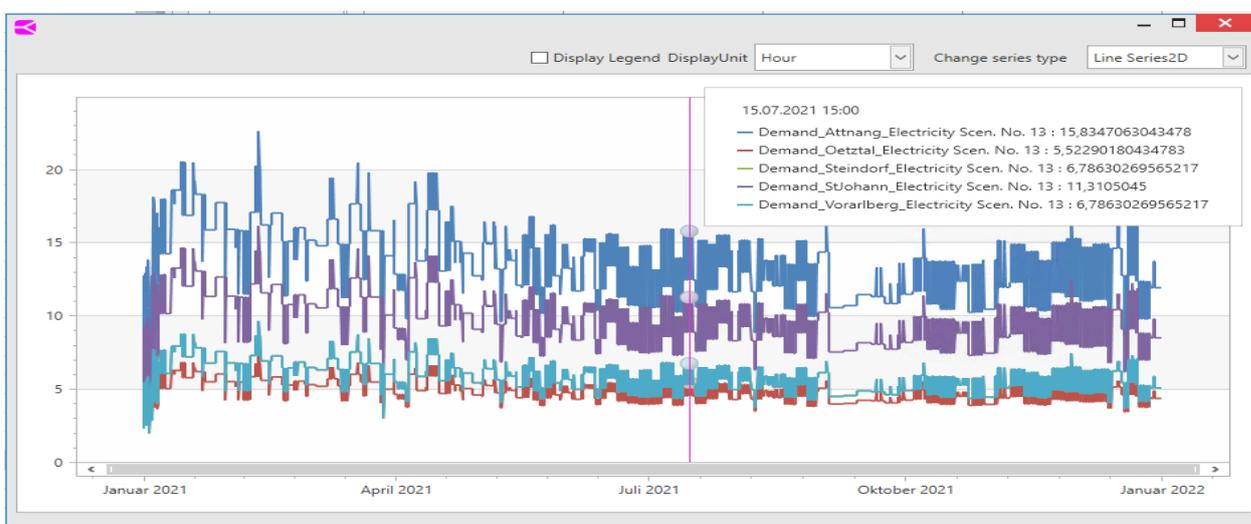


Abbildung 25: In jedem Szenario (hier No. 13) weist der Bahnstrombedarf an jedem Bezugspunkt (hier Attnang, Ötztal, Steindorf, St. Johann und Vorarlberg) dieselbe Struktur auf (100% Korrelation)

Die Hinzunahme der Stochastik des Bahnstromes bedeutet durch das beschriebene Vorgehen nur eine zusätzliche Zufallsgröße. Dennoch vergrößert sich das Optimierungsproblem erheblich. Die Anzahl der Szenarios im Baum ergibt sich aus der Anzahl der Unsicherheiten + 1 potenziert mit der Anzahl der Verzweigungen des Szenariobaumes im Planungshorizont. Zu der Anzahl der Unsicherheiten wird eins addiert, da ein Wahrscheinlichkeitsraum der Dimension N minimal durch N+1 Stützstellen approximiert werden kann. Bei den Marktpreisen haben wir drei stochastische Dynamiken für die kurzfristigen Preisschwankungen zu unterschiedlichen Tageszeiten und eine Dynamik für die langfristige Trend-Preisentwicklung.

- **Bei zwei Stochastiken (4 x Marktpreise + Zuflüsse) hatten wir mit drei Verzweigungen im Szenariobaum:**
  - $(4 \text{ Marktpreis-Stoch} + 1 \text{ Zuflusstoch.} + 1)^3 = 216$  Szenarios
  - Endpegel müssen erreichbar sein
  - Fallunterscheidungen bei Langzeitoptimierungen:

- billig/teuer
- trocken/nass
- **Drei Stochastiken (4 x Marktpreise + Zuflüsse + Bahnstrombedarf)**
  - $(4 \text{ Marktpreis-Stoch} + 1 \text{ Zuflussstoch.} + 1 \text{ Bahnstrombedarf} + 1)^3 = 343$  Szenarios
  - Deutliche Vergrößerung und Erschwerung des stochastischen Optimierungsproblems
  - Leitungsmaxima müssen für alle Szenarios ausreichen
  - Fallunterscheidung bei Langzeitoptimierungen:
    - hoher/niedriger Bahnstrombedarf

## 5.5 Ergebnisse der Profit/Kosten-Verteilungen

Eines der zentralen Ergebnisse der stochastischen Optimierung stellen die Verteilungen der Gesamtkosten dar.

Je breiter die Verteilung ist, desto größer ist die Streuung der Szenarios und/oder desto mehr Größen werden stochastisch betrachtet. Abbildung 26 zeigt das erste Ergebnis einer Jahresoptimierung des Kalenderjahres 2020. Diese Darstellung dient auch der Überprüfung der Plausibilität des Ergebnisses. Das Ergebnis der deterministischen Optimierungsrechnung sollte in der Nähe des Erwartungswertes der Verteilung liegen.

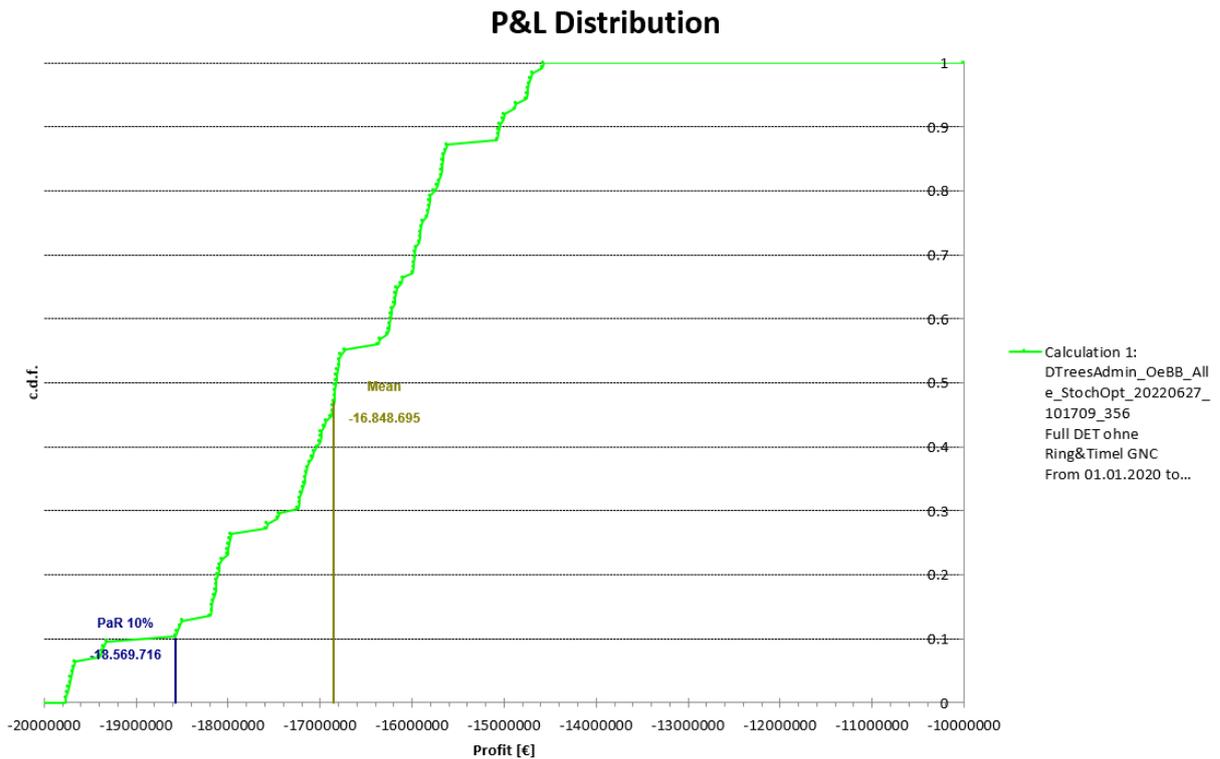


Abbildung 26 zeigt das Ergebnis der Gesamtkostenverteilung für das Jahr 2020 (stochastische Strompreise, deterministische Zuflüsse und Bahnstrombedarf)

In der Abbildung 27 sind die Ergebnisse zweier stochastischer Jahresoptimierungen des Kalenderjahres 2021 dargestellt. Typisch ist, dass das Ergebnis mit feinerer Unterteilung des Planungshorizonts (in vier Abschnitte, was zu 216 Szenarios führte) zu einer wesentlich glatteren Verteilung führt als das Ergebnis mit nur drei Abschnitten, also 36 Szenarios. Stochastisch betrachtet wurden hier die Strompreise und die Zuflüsse. Die Kosten im Jahr 2021 waren fast dreimal so hoch, wie im Vorjahr.

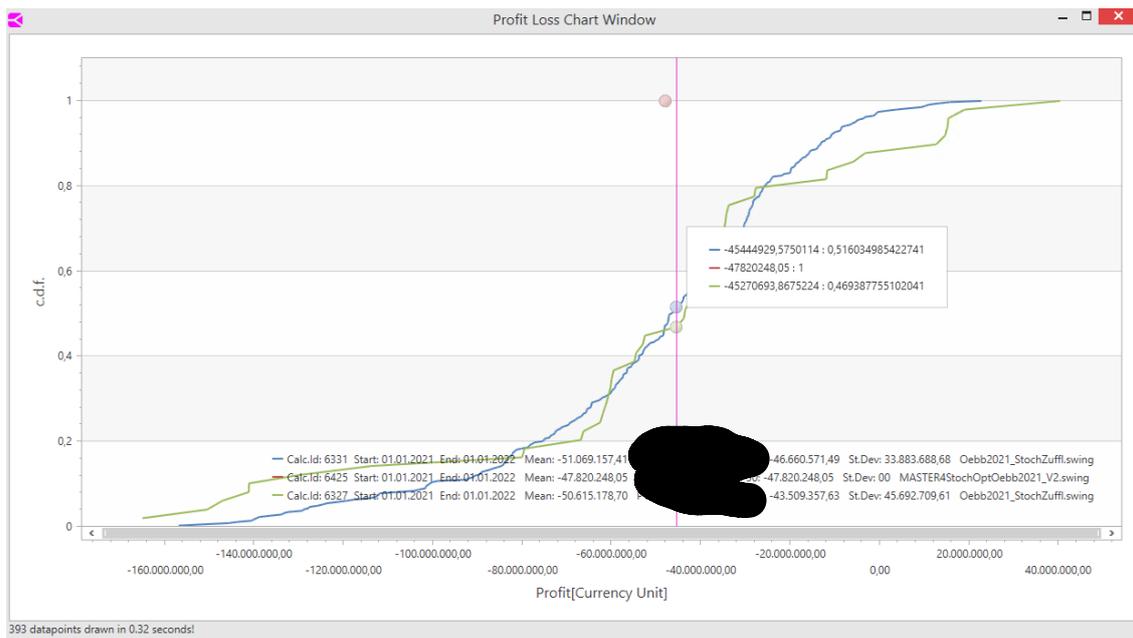


Abbildung 27: Kostenverteilung zweier stochastischer Jahresoptimierungen des Jahres 2021 mit Stochastik der Strompreise und der Zuflüsse, mit 36 Szenarios (grün) und mit 206 Szenarios (blau). Außerdem angegeben das Ergebnis einer deterministischen Optimierung desselben Modells.

## 6 Backtesting

In Abbildung 28 ist der Ablauf des Backtestings der stochastischen Rollierungen in einem Flussdiagramm dargestellt. Der wesentliche Unterschied zur deterministischen Rollierung besteht darin, dass nach der täglichen stochastischen Optimierung jeweils nochmals eine deterministische Day-Ahead-Optimierung mit kurzem Planungshorizont von sechs Tagen durchgeführt wird, wobei die Wasserwerte, die Timelkam-Mengen sowie die Umformer-Maximalleistungen als Ergebnis der täglichen stochastischen Optimierung in die Day-Ahead-Optimierung eingehen.

### 6.1 Berechnung des DAH-Fahrplans im Anschluss an die Stochastik

Im Anschluss an die stochastische (Rest-)Jahresoptimierung wird zur Ermittlung eines Day-Ahead-Fahrplans eine deterministische DAH-Optimierung mit dem wesentlich genaueren deterministischen Modell über sechs Tage berechnet, um eine sehr genaue Lösung für den nächsten Tag zu bekommen. Das Day-Ahead-Modell benutzt die Wasserwerte aus der stochastischen Restjahresoptimierung, um zu entscheiden, ob und wie viel Wasser aus den Reservoirs im Day-Ahead-Zeitraum entnommen werden soll. Aus dem Ergebnis der Stochastik geht darüber hinaus die Bezugsmenge aus dem Timelkam-Vertrag hervor, welche in der DAH-Optimierung verwendet werden soll. Die Day-Ahead-Optimierung entscheidet, in welchen Stunden die Timelkam-Menge genau eingesetzt wird.

Ein weiteres Ergebnis, welches aus der stochastischen Optimierung in die anschließende

DAH-Optimierung eingeleitet, sind die monatlichen bzw. quartalsweisen maximalen Umformerleistungen. Diese werden als obere Schranke der Umformerleistungen in der DAH-Optimierung berücksichtigt.

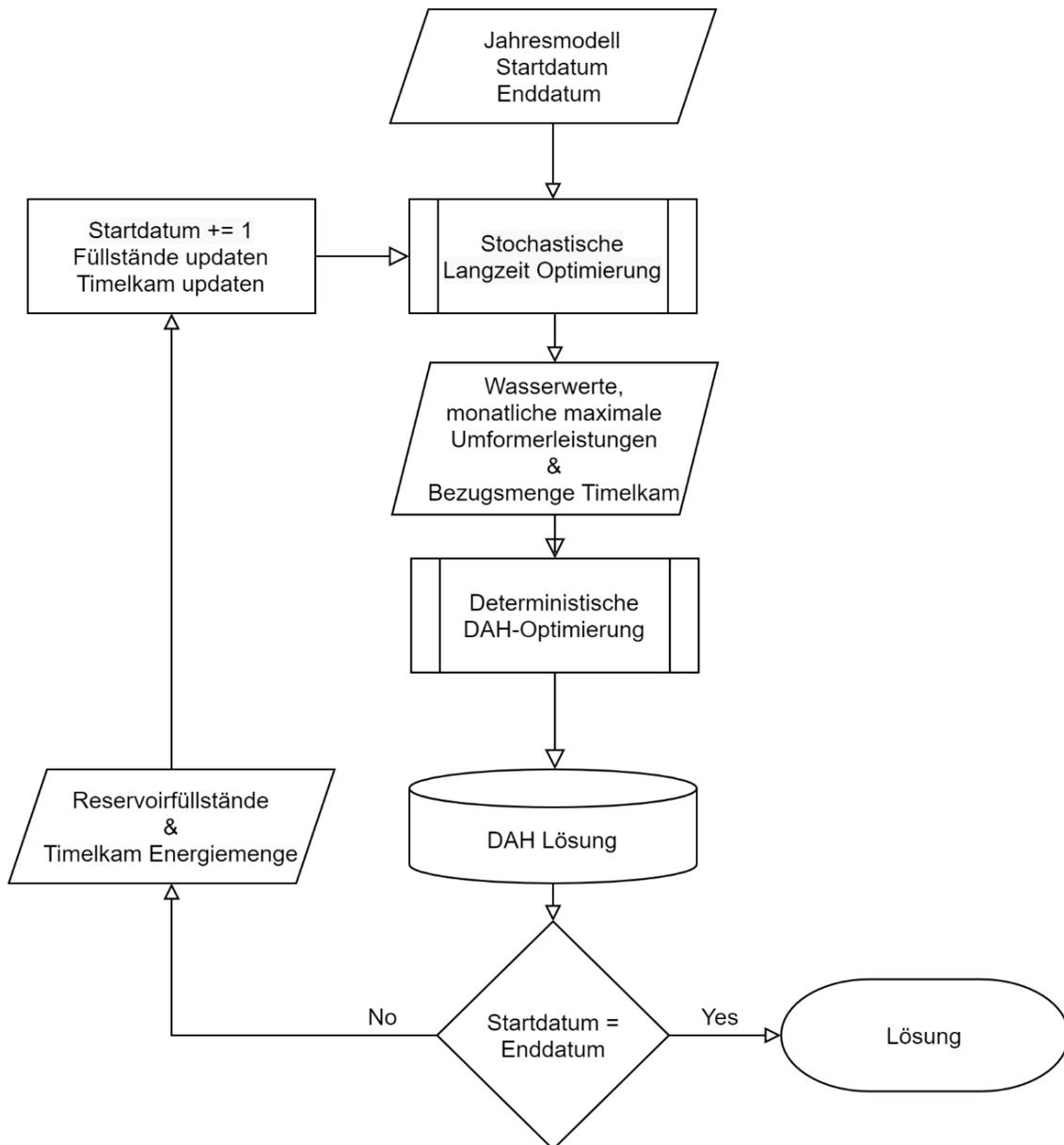


Abbildung 28: Flussdiagramm des Ablaufs des Backtestings. Startdatum war entweder der 01.01.2020 oder der 01.01.2021. Enddatum entsprechend der 31.12.2020 oder 31.12.2021.

In Abbildung 29 ist ein vereinfachtes Schema des Ablaufs der Rollierung dargestellt.



Abbildung 29: Ablauf Rollierung: Beim Backtesting des Kalenderjahres 2021 wird mit der Jahresoptimierung vom 01. Jänner 2021 gestartet und es endet mit der DAH-Optimierung vom 31.12.2021.

Entscheidend ist auch bei der stochastischen Rollierung, täglich die korrekten Werte aus der Datenbank zu lesen. Korrekt heißt, dass für die prognostizierten Größen Strompreis, Bahnstrombedarf und Wasserzuflüsse gelten muss, dass am ersten Tag die IST Daten stehen, also die Daten, die auch das Ex-Post-Optimum verwendet hat. An den folgenden Tagen steht dagegen die Prognose, die an dem Tag gerade gültig war. Die Datenbank wurde entsprechend konfiguriert, sowohl für das Jahr 2020 als auch für 2021.

## 6.2 Rollierungen des Kalenderjahres 2020

In Tabelle 1 sind die Ergebnisse der finanziellen Auswertung der Rollierungen des Kalenderjahres 2020 zu sehen. In der letzten Spalte wurde das Ergebnis des Ex-Post-Optimums auf 100 % gesetzt. Es werden in der Optimierung abgesehen von den Einnahmen durch den Stromverkauf nur Kosten berücksichtigt. Die ÖBB-Infrastruktur muss viel mehr Strom zukaufen als sie verkauft, siehe Abbildung 32 und Abbildung 33. Daher müssen alle anderen Optimierungsergebnisse zu höheren Kosten führen und in der letzten Spalte muss mehr als 100% stehen, da die Simulationen der Rollierungen nie das ex-Post-Optimum erreichen können. Im Jahr 2020 war das Potential für die Stochastik sehr gering, da die Kosten durch die Bewirtschaftung nach der deterministischen Optimierung lediglich um 4,87 % höher waren als das Ex-Post-Optimum. Durch die bereits beschriebene Verbesserung der stochastischen Parameter der Strompreisstochastik und durch die Hinzunahme der weiteren Stochastiken von Bahnstrom und Zufluss konnte erreicht werden, dass die Kosten bei stochastischer Optimierung mit 105,25 % nahezu an

das Ergebnis der deterministischen Bewirtschaftung herankamen. Wenn wir noch genauer hinsehen, siehe Tabelle 2.

erkennen wir, dass die Rollierung mit allen drei Stochastiken das beste Ergebnis am Strommarkt erzielte. Lediglich Zusatzkosten durch höhere Leistungspreise der Umformwerke bewirkten, dass die Stochastik im Jahr 2020 nicht die Deterministik überholen konnte.

<b>Gesamt</b>	<b>Kosten EXAA [%]</b>	<b>Kosten durch Arbeitspreise [%]</b>	<b>Kosten durch Leistungspreise [%]</b>	<b>Gesamt [%]</b>
<b>Ex Post Optimum</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>
<b>Deterministische Rollierung</b>	<b>112,02</b>	<b>100,83</b>	<b>92,04</b>	<b>104,87</b>
<b>Stochastische Rollierung, neue Preis-Szenarios</b>	<b>145,82</b>	<b>84,59</b>	<b>82,88</b>	<b>111,09</b>
<b>Stochastische Rollierung incl Zufluss</b>	<b>126,18</b>	<b>81,46</b>	<b>82,52</b>	<b>105,25</b>
<b>Stochastische Rollierung 3 Stoch</b>	<b>106,02</b>	<b>94,41</b>	<b>128,70</b>	<b>107,76</b>

Tabelle 1: Ergebnisse der Optimierungen des Jahres 2020 mit neuen Preisszenarios und inclusive Stochastik der Zuflüsse und Stochastik des Bahnstrombedarfes (3 Stoch). Alle Angaben nur relativ zum Ex Post Optimum.

In Tabelle 1 sehen wir, dass im Jahr 2020 die Hinzunahme der Stochastik der Zuflüsse das Resultat um sechs Prozentpunkte verbesserte. Hieran erkennen wir, welche Auswirkung die Wahl der Stochastik auf das Ergebnis hat. Waren wir die Kosten mit nur Preisstochastik und alten Schätzparametern noch 20% höher als das Ex-Post-Optimum, sind sie jetzt nur noch 5,25 % davon entfernt. Auf das Beste Handelsergebnis nach dem Ex Post Optimum kam die Rollierung mit allen drei Stochastiken, also auch inclusive Stochastik des Bahnstrombedarfes. Allerdings waren die Zusatzkosten, die durch extreme Szenarios an den Umformwerken entstanden, höher als der Benefit am Markt.

Im dritten Projektjahr wurde entschieden, dass das Backtesting, das bislang für das Kalenderjahr 2020 durchgeführt wurde, auch für das Jahr 2021 durchgeführt werden soll. Ausschlaggebend für diese Entscheidung war die Betrachtung des Bahnstrombedarfes im Jahr 2020, siehe Abbildung 30. Der Lockdown aufgrund der Corona-Pandemie ist darin sehr auffällig. Dieses Jahr als Referenz für die Resultate von StochOpt ÖBB heranzuziehen ist ungünstig. Im weiteren Verlauf wollen wir überwiegend die Ergebnisse des Jahres 2021 diskutieren.

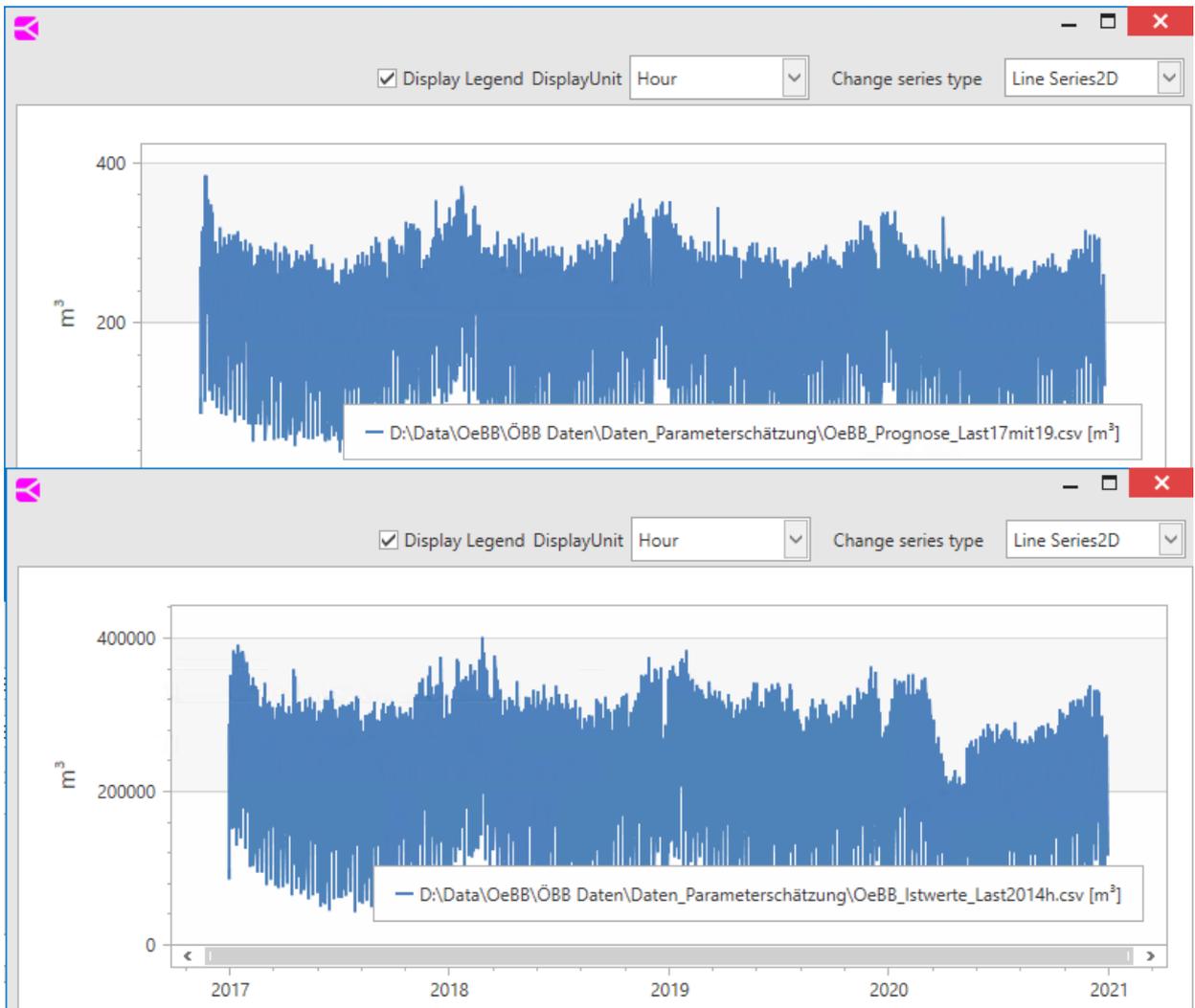


Abbildung 30: Bahnstrombedarf der Jahre 2014 bis 2021. Der von den Prognosewerten (oben) nicht erwartete Lockdown im April 2020 ist in den IST-Werten (unten) deutlich erkennbar.

Auch das Kalenderjahr 2021 war geprägt von Ereignissen, die sich auf den Energiemarkt auswirkten. So kletterten die Börsenstrompreise Ende des Jahres auf nie da gewesene Höhen, siehe Abbildung 31. Dort sind die optimalen Verläufe der Jahresspeicher, also die Ergebnisse des Ex Post Optimums der Jahre 2020 und 2021 gegenübergestellt. Auf der x-Achse ist daher nicht wie üblich das Datum zu sehen, sondern die Anzahl der Stunden seit 01.Jänner 00:00 Uhr des jeweiligen Jahres. Wir sehen überdeutlich den Unterschied. Alle Jahresspeicher sparen im Jahr 2021, so viel Wasser wie möglich bis zum Ende des Jahres auf (graue Linien, passend zu den schwarz dargestellten Strompreisen des Jahres 2021). Für das Jahr 2020 dagegen (grüne Linien) sehen wir den gewohnten Verlauf mit nahezu leeren Speicherbecken im Frühjahr und beginnender Leerung ab Oktober.

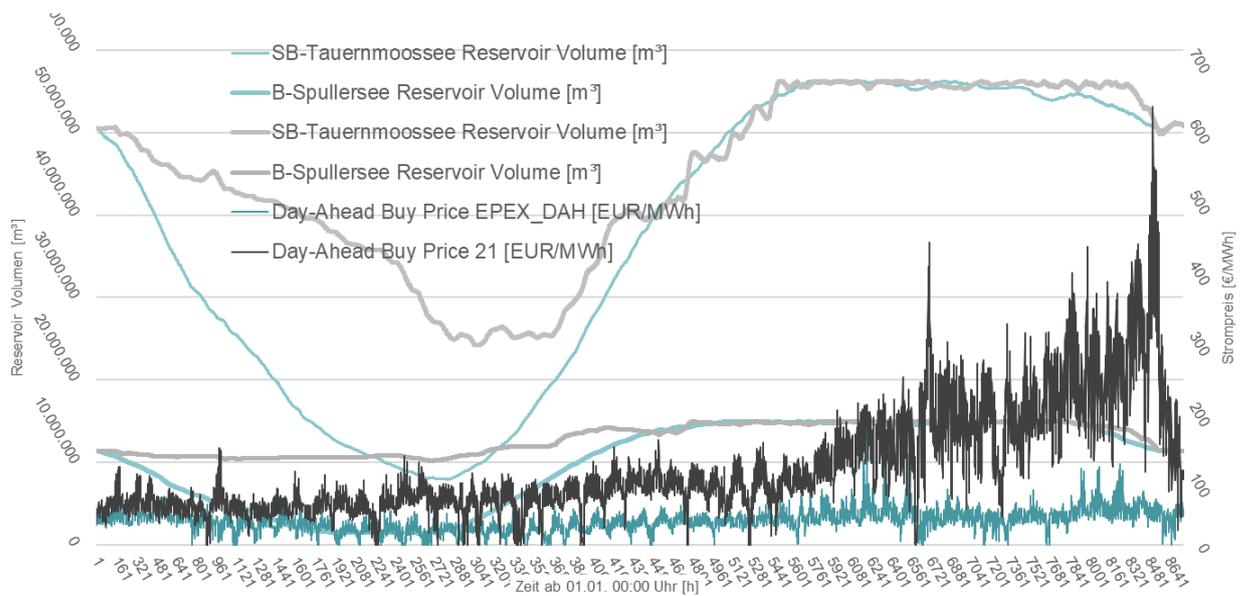


Abbildung 31: Bei der Berechnung des Ex Post Optimums sind die Preise von Anfang an bekannt. Folglich werden die Speicherseen im Sommer 2021 wenig geleert, um am Jahresende viel Wasser übrig zu haben (graue/schwarze Linien) im Jahr 2020 dagegen (grün) wurden die Speicherseen von den Rollierungen so ähnlich bewirtschaftet, wie im Ex Post Optimum.

Auch für das Jahr 2021, das neu für das Backtesting zugrunde gelegt wurde, wurde zunächst die deterministische Rollierung durchgeführt, die als Benchmark für die stochastische Optimierung dient. Aufgrund der Komplexität des Modells ist insbesondere bei langen Planungshorizonten, etwa von 01. Jänner 2021 bis 31. Dezember 2021, der Gebrauch eines performanten, kommerziellen Solvers notwendig. Es kam der Solver Gurobi der neusten Version 10.1 zum Einsatz.

In der Tabelle 2 sind die Ergebnisse des Backtestings des Jahres 2021 denen des Jahres 2020 gegenübergestellt. Für beide Betrachtungszeiträume finden wir dort die Ergebnisse des Ex Post Optimums (grün) und die Ergebnisse des Backtestings. Die Ergebnisse der deterministischen Rollierungsrechnungen sind orange dargestellt, die Ergebnisse der stochastischen Rollierungsrechnungen, (unter Berücksichtigung aller drei betrachteten Zufallsgrößen, Strompreis, Zufluss und Bahnstrom) sind violett dargestellt.

	Kosten EXAA [%]	Kosten durch Arbeitspreise [%]	Kosten durch Leistungspreise [%]	Anteil [%]
<b>Gesamt 2021</b>				
Ex Post Optimum	100,00	100,00	100,00	100,00
Deterministische Rollierung	139,44	96,15	102,97	130,38
Markt Stochastik Rollierung	136,70	94,93	108,19	124,04
3-Stoch. Rollierung	135,24	94,09	123,16	124,80
<b>Gesamt 2020</b>				
Ex Post Optimum	100,00	100,00	100,00	100,00

<b>Deterministische Rollierung</b>	<b>112,02</b>	<b>100,83</b>	<b>92,04</b>	<b>104,87</b>
<b>Stochastische Rollierung, neue Preis-Szenarios</b>	<b>145,82</b>	<b>84,59</b>	<b>82,88</b>	<b>111,09</b>
<b>Stochastische Rollierung 3 Stoch</b>	<b>106,02</b>	<b>94,41</b>	<b>128,70</b>	<b>107,76</b>

Tabelle 2: Vergleich der Ergebnisse des Backtestings des Jahres 2021 mit denen des Jahres 2020

Am auffälligsten im Vergleich der Auswertung der beiden Kalenderjahre ist gewiss, dass die Stromkosten im Jahr 2021 in allen Fällen etwa dreimal so hoch waren, wie im Vorjahr. Das fällt bei der hier gezeigten Darstellung in Anteilen [%] im Verhältnis zum Ex Post Optimum freilich nicht auf. Für das Projekt ist vor allem der Vergleich der beiden Rollierungsmethoden interessant. Am Ende lag im Kalenderjahr 2020 die Deterministik im direkten Vergleich dieser beiden Varianten leicht vorne (etwa drei Prozentpunkte), während im Jahr 2021 die Stochastik deutlich besser abgeschnitten hat (sechs Prozentpunkte).

Ein Blick auf die Details zeigt, dass im Jahr 2020 bei der stochastischen Bewirtschaftung die Zusatzkosten durch höhere Leistungspreise die geringeren Kosten übertrafen, die wir am Strommarkt hatten. Auch im Jahr 2021 hatte die Stochastische Rollierung die höchsten Leistungspreise, aber viel geringere Strombeschaffungskosten an der Börse. Im Folgendem werden überwiegend Ergebnisse des Kalenderjahres 2021 diskutiert.

### 6.3 Rollierungen des Kalenderjahres 2021

Im Backtesting wurden für das Kalenderjahr 2021 die folgenden Rollierungsrechnungen durchgeführt:

1. Deterministisch
2. Mit Stochastik der Strompreise, allerdings mit neuen Szenarios mit geringerer „Mean Reversion“, basierend auf Schätzparametern aus Strompreisen und PFCs der ÖBB-Infrastruktur der Jahre 2012-2019.
3. Zusätzlich mit Stochastik der Zuflüsse
4. Zusätzlich mit Stochastik des Bahnstrombedarfs

Die Ergebnisse wurden dem Ergebnis des Ex-Post-Optimums gegenübergestellt. Als erstes Resultat ist in Abbildung 32 und Abbildung 33 die Energiebilanz der ersten von 365 stochastischen Optimierungsrechnungen dargestellt. Dabei sind zwei Größen konstant, nämlich die Jahresenergiemenge, die über die Laufwasserkraftwerke zur Verfügung steht und die Jahresenergiemenge, die durch den Bahnstrombedarf besteht. Wenig flexibel ist weiterhin der Bezug durch den Timelkam-Vertrag. Das Verhalten am Markt und die Fahrweise der Turbinen, also die Speicherbewirtschaftung, sind in Bezug auf die Zeitplanung sehr flexibel. In Bezug auf die Jahresbilanz aber nicht.

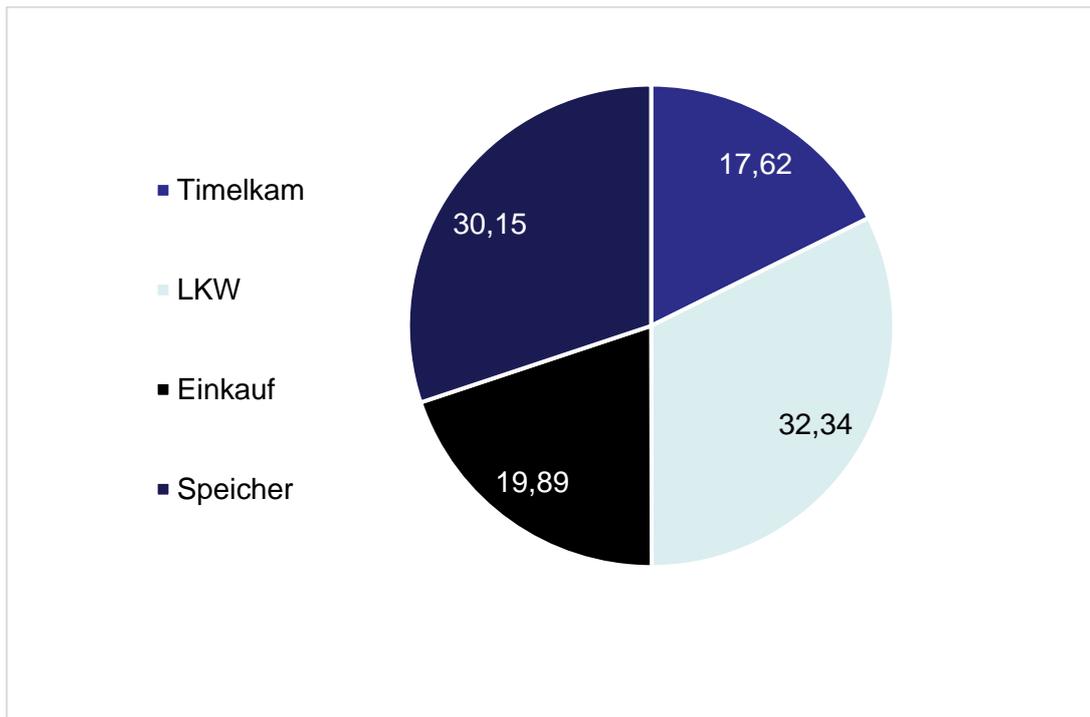


Abbildung 32: Energiebilanz: Input aller Energiemengen (Angaben in %) in das Portfolio der ÖBB-Infrastruktur nach der ersten stochastischen Optimierung des Jahres 2021.

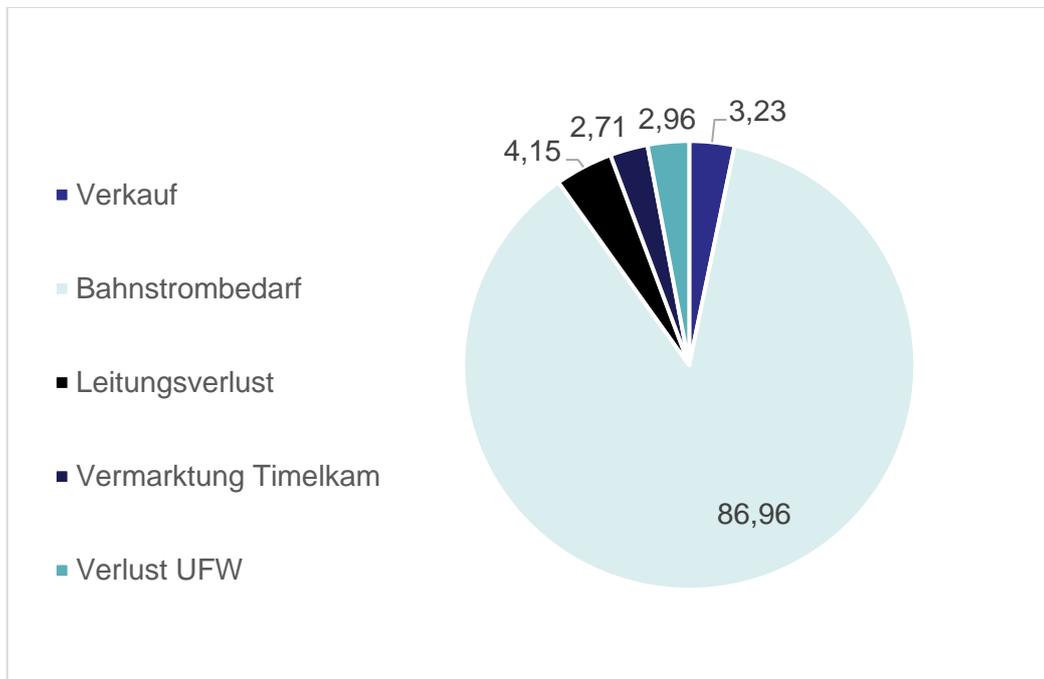


Abbildung 33: Energiebilanz: Output bzw. Verbrauch aller Energiemengen (Angaben in %) in das Portfolio der ÖBB-Infrastruktur, nach der ersten stochastischen Optimierung des Jahres 2021

### 6.3.1 Auswertung der finanziellen Jahresbilanzen

Bei der Auswertung der Ergebnisse haben wir zunächst die Jahresbilanzen für die Bereiche:

- Markt
- Leistungspreise der Umformwerke (UFW)
- Arbeitspreise der UFW
- und Timelkam Vertrag

erstellt.

Den Handel am Strommarkt nach den Ergebnissen der unterschiedlichen Optimierungsverfahren ist in Tabelle 3 dargestellt. Hier und im Folgenden sind die Zeilen mit den Ergebnissen der deterministischen Rollierung gelb, das Ex Post Optimum in grün, die stochastische Rollierung mit nur Marktstochastik ist blau und die mit stochastischer Betrachtung von allen drei Parametern ist violett dargestellt. Der Unterschied zwischen den Rollierungsergebnissen mit nur Markt Stochastik und Markt Stochastik mit Stochastik der Zuflüsse war so gering, dass wir die letztgenannten Ergebnisse im Folgenden nicht diskutieren.

2021	Einkauf Energie [%]	Verkauf Energie [%]	Summe Kosten [%]	Summe Einnahmen [%]	Anteil Gesamt [%]
<b>Det. Roll.</b>	<b>92,16</b>	<b>83,78</b>	<b>123,60</b>	<b>87,97</b>	<b>139,44</b>
<b>Ex Post Opt.</b>	100	100	100	100	100
<b>Markt Stoch Roll.</b>	89,58	74,88	118,72	78,29	136,70
<b>3-Stoch. Roll.</b>	93,65	82,06	119,07	82,70	135,24

Tabelle 3: Jahresbilanz am Strommarkt im Jahr 2021 nach dem Backtesting mit den unterschiedlichen Optimierungsverfahren.

Im Jahr 2021 ist die Differenz zwischen dem Ex Post Optimum und den Rollierungen aufgrund der völlig unerwarteten Entwicklung der Börsenstrompreise um sehr hoch. Die Bewirtschaftung nach den Vorgaben der deterministischen Optimierung hätte am Markt zu 39,44 % mehr Kosten geführt. Hier kann die Bewirtschaftung nach Ergebnissen der stochastischen Optimierungen ein um 3 Prozentpunkte mit Hinzunahme der Stochastik des Bahnstroms sogar 4 Prozentpunkte besseres Resultat erzielen. Auffällig ist, dass im Ex Post Optimum viel mehr Strom an der Börse gehandelt wird, als bei den Rollierungen. Das ist nicht sehr verwunderlich. Schließlich kennt das Ex Post Optimum schon zu Beginn des Jahres 2021 die Rekordpreise im Dezember und kann alle Speichermöglichkeiten bis dahin aufsparen. Das bestätigt auch die Abbildung 31 mit der Darstellung der Speicherverläufe.

Die ÖBB-Infrastruktur muss im bestehenden Netz beim Verkauf die Frequenz des Stromes von 16 2/3 Hz in die Netzfrequenz von 50 Hz umformen oder umwandeln. Beim Einkauf ist es andersherum. Für diese Aufgabe fallen Kosten an, diese wurden für die sechs Umformwerke der ÖBB-Infrastruktur in detailliert ausgewertet. Aus Gründen der Vertraulichkeit sind in Tabelle 4 die Ergebnisse jeweils relativ zu dem des Ex-Post-Optimums dargestellt.

<b>Det. Roll. 2021</b>	<b>Auhof</b>	<b>Kledering</b>	<b>Öztal</b>	<b>Uttendorf</b>	<b>St Michael</b>	<b>Summe [%]</b>
<b>Summen [%]</b>	88,26	100,29	62,95	143,59	85,61	
<b>Kosten durch Arbeitspreise [%]</b>	88,26	100,29	62,95	143,59	85,61	<b>96,15</b>
<b>Summen [%]</b>	103,34	100,00	108,00	109,85	105,63	
<b>Kosten durch Leistungspreise [%]</b>	103,34	100,00	108,00	109,85	105,63	<b>102,97</b>
<b>ExPost 2021</b>						
<b>Summen [%]</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	
<b>Kosten durch Arbeitspreise [%]</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	<b>100,00</b>
<b>Summen [%]</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	
<b>Kosten durch Leistungspreise [%]</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	<b>100,00</b>
<b>3Stoch. Roll. 2021</b>						
<b>Summen [%]</b>	94,62	95,86	44,41	122,98	95,71	
<b>Kosten durch Arbeitspreise [%]</b>	94,62	95,86	44,41	122,98	95,71	<b>94,09</b>
<b>Summen [%]</b>	140,73	100,00	76,89	127,23	142,51	
<b>Kosten durch Leistungspreise [%]</b>	140,73	100,00	76,89	127,23	142,51	<b>123,13</b>
<b>Marktstoch. Roll. 2021</b>						
<b>Summen [%]</b>	81,26	100,09	44,97	142,12	86,70	
<b>Kosten durch Arbeitspreise [%]</b>	81,26	100,09	44,97	142,12	86,70	<b>94,93</b>
<b>Summen [%]</b>	83,79	99,52	63,46	114,59	96,68	
<b>Kosten durch Leistungspreise [%]</b>	83,79	99,52	63,46	114,59	96,68	<b>108,19</b>

Tabelle 4: Tabellen mit der Auswertung der Kosten durch die Arbeits- und Leistungspreise der Umformwerke (UFW). Angaben in Prozent relativ zum Ergebnis des Ex-Post-Optimums

Die Kosten teilen sich auf in Leistungspreise und Arbeitspreise. Für den Leistungspreis ist der monatliche oder vierteljährliche Spitzenwert ausschlaggebend. Hat zum Beispiel das UFW Öztal im März maximal eine Leistung von 20 MW umgeformt und die Kosten betragen beispielsweise 1.000 €/MW (fiktiver Wert), dann sind allein für den März für das

UFW Ötztal 20.000, - € zu zahlen. In der Tabelle sind unter „Summen“ die Maxima aller zwölf Monate addiert. Beim günstigsten UFW Kledering wird in fast allen Fällen der maximal mögliche Wert erreicht, daher liegen die Werte hier immer nahe bei 100%. Im Ex-Post-Optimum wird das UFW Bergern nahezu gar nicht genutzt. Das führt zu den sehr großen Prozentzahlen bei den darauf basierenden Vergleichswerten, besonders bei den stochastischen Rollierungsergebnissen. Insgesamt wird das UFW Bergern eher wenig verwendet, sodass diese Abweichungen zum Gesamtergebnis nicht nennenswert beitragen.

Bei den Leistungspreisen erzielt die deterministische Rollierung das beste Ergebnis. Offenbar nimmt die Stochastik wie auch das Ex-Post-Optimum höhere Leistungspreise in Kauf, um dann am Markt diese Investition über zu kompensieren. Die mit Abstand größten Leistungspreise treten bei der Optimierung mit Stochastik des Bahnstrombedarfs auf. Das liegt daran, dass sich die Leistungsgrenze nach dem Szenario mit dem größten Bedarf richten muss. Im Durchschnitt haben die Szenarios, wie wir gesehen haben, vergleichbare Energiemengen über den gesamten Planungshorizont. Jedoch übersteigen die Maxima der Szenarios die Maxima des historischen Bedarfs und auch der Prognosedaten teilweise deutlich.

Bei den Kosten durch Arbeitspreise ist der größte Unterschied bei Auhof zu erkennen. Auhof wird sehr oft von der Rollierung mit Stochastik des Bahnstrombedarfes verwendet.

Die Aufstellung der finanziellen Gesamtergebnisse für das Jahr 2021 sehen wir in Tabelle 5. Beim Blick auf diese Aufstellung wird deutlich, dass die meisten Unterschiede durch Einkäufe und Verkäufe am Strommarkt entstehen. Bessere Bewirtschaftung der Umformwerke oder des Timelkam Vertrages kann deutlich geringere Beiträge leisten.

Gesamt 2021	Kosten EXAA [%]	Kosten durch Arbeitspreise [%]	Kosten durch Leistungspreise [%]	Timelkam [%]	Anteil [%]
Ex Post Optimum	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Deterministische Rollierung	139,44	96,15	102,97	126,00	130,38
Markt Stochastik Rollierung	136,70	94,93	108,19	114,37	124,04
3-Stoch. Rollierung	135,24	94,09	123,16	114,30	124,80

Tabelle 5: Gesamtergebnisse des Jahres 2021 von drei Rollierungsrechnungen und dem Ex Post Optimum. Angaben auch hier relativ zum Ergebnis des Ex-Post-Optimums

Der Vergleich der Gesamtkosten zeigt konkret, dass das Ex Post Optimum im Jahr 2021 um 30 Prozentpunkte besser war als das Ergebnis, das mit der deterministischen Optimierung erzielt worden wäre. Mit stochastischen Optimierungen wären die Kosten im Vergleich dazu mehr als fünf Prozentpunkte geringer gewesen.

Zusammenfassend können wir zu den Jahresauswertungen des Jahres 2021 folgendes festhalten:

1. Mit Stochastik können die Gesamtkosten der Strombeschaffung deutlich reduziert werden.
2. Die Stochastik entlastet die Umformwerke bzgl. „Arbeit“.
3. Es entstehen durch Hinzunahme der Stochastik des Bahnstrombedarfes höhere Kosten durch Leistungspreise der UFW. Das wird jedoch durch niedrigere Kosten der Markbeschaffung kompensiert.

Aufgrund der Dominanz des Jahres 2021 bezüglich der Energiekosten für die ÖBB-Infrastruktur, gelten diese Resultate ebenfalls für den Gesamtzeitraum 2020 & 2021. Um den Punkt 3. nochmals genauer zu beleuchten, ist in Abbildung 34 der Jahresverlauf der Fahrpläne der UFW dargestellt. Gut zu erkennen sind die monatlichen Maxima, die sich durch die Preisstruktur der Leistungspreise ergeben. Insbesondere die UFW St. Michael und Auhof werden von der Optimierung mit Stochastik des Bahnstrombedarfes in einzelnen Stunden im Dezember viel mehr genutzt als in allen übrigen Optimierungen. Betrachten wir die stochastischen Parameter zur Erzeugung der entsprechenden Szenarios aus Abbildung 20, sehen wir, dass die Volatilität im Dezember viel größer ist als sonst. Die Rollierung war sogar nur dann lösbar, wenn die Maxima der beiden genannten UFW erhöht wurden.

Ein sehr ähnliches Phänomen gibt es bei den Zuflüssen. Hier tauchen Unlösbarkeiten auf, wenn Endpegel nicht mehr erreicht werden können, weil Zufluss Prognosen von einen Tag auf den nächsten reduziert werden. Dies verhindert DT.Energy durch die Erhebung von Strafkosten, wenn die Endpegel unterschritten werden. Ein auf die Leistungsmaxima angepasstes Vorgehen kann in der Modellierungssoftware implementiert werden, um die genannten Unlösbarkeiten zu verhindern.

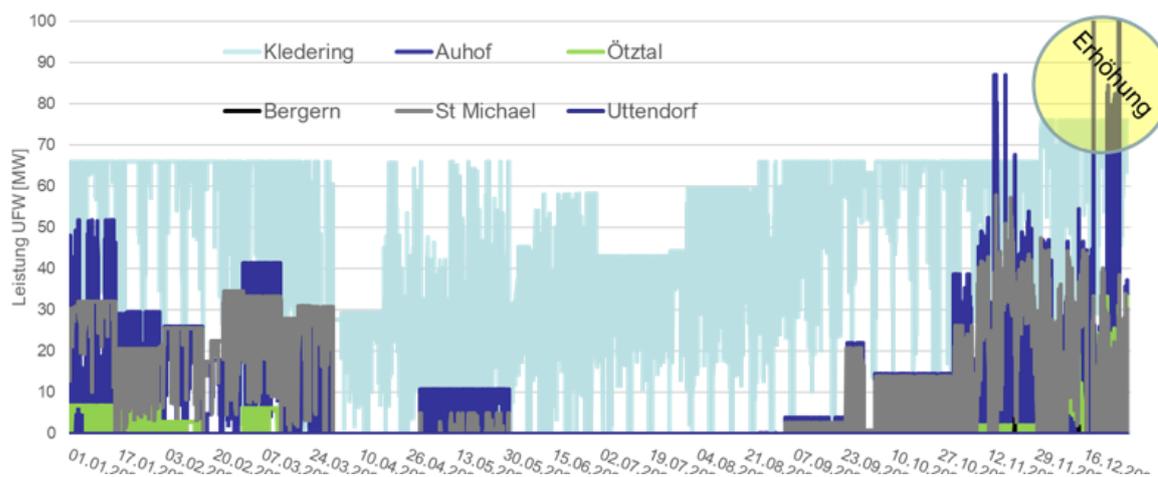


Abbildung 34: Fahrpläne der Umformwerke nach Vorgaben der Ergebnisse der Stochastischen Rollierungsrechnung mit Stochastik von Strompreisen, Zuflüssen und des Bahnstrombedarfes.

Schön zu erkennen ist auch die Nachjustierung eines Maximums, wie es auch in der Realität vorkommt. Der Portfoliomanager denkt sich etwa bis zum fünften März, dass er bei St. Michael mit einem Maximum von 28 MW klarkommt. Er muss dann aber nachjustieren und das Maximum auf 32 MW erhöhen, um kostengünstig den Bedarf zu decken.

Schließlich wurden die Kosten des Timelkam Vertrages untersucht. Tabelle 5 ist zu entnehmen, dass insbesondere die Rollierungen sich im Gesamtergebnis bzgl. des Timelkam-Vertrages kaum unterscheiden. Auch der Blick auf die stündliche Entnahme in das 16 2/3 Hz Bahnstromnetz, siehe Abbildung 35, lässt erkennen, dass sich die Ergebnisse im Detail unterscheiden, so entnimmt die Deterministik im Sommer mehr Energie als die übrigen Rollierungen. Es erfolgt jedoch keine grundsätzlich unterschiedliche Bewirtschaftung des Vertrages. Die Stochastischen Rollierungen reduzieren hier die Kosten geringfügig.

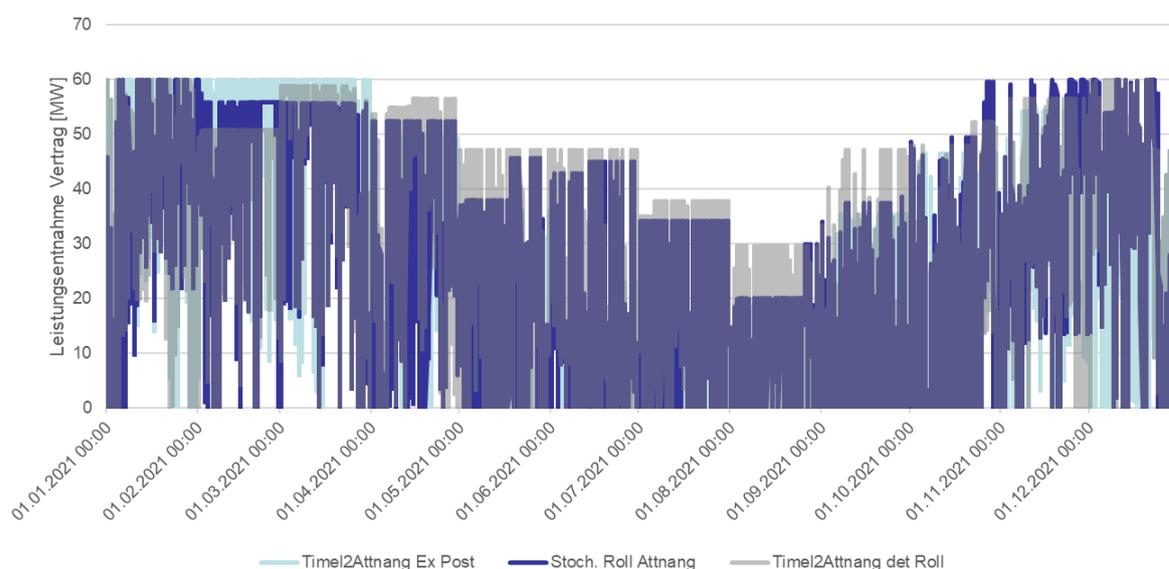


Abbildung 35: Nutzung des Vertrages Timelkam, Entnahme in das 16 2/3 Hz Netz

## 6.3.2 Vergleich Deterministische und Stochastische Rollierungsergebnisse

### Wasserreservoirs

Abbildung 36 verdeutlicht am Beispiel der Summe der drei Speichervolumina von Ammersee, Weisssee und Tauernmoossee, den Speicherseen des Stubachtales, im Jahr 2020, dass je mehr Stochastik in das Modell einfließt, tendenziell die Bewirtschaftung der Speicher „vorsichtiger“ wird. D.h. die Speicherpegel werden mit der stochastischen Optimierung weniger an ihre Grenzen gefahren. So leert die Bewirtschaftung der Speicherseen nach Optimierungsergebnissen mit drei Stochastiken die Seen des Stubachtales am wenigsten, während die Orientierung an den Ergebnisse der Stochastik

mit Stochastik der Zuflüsse die Speicherseen des Stubachtales im Spätsommer am wenigsten füllt.

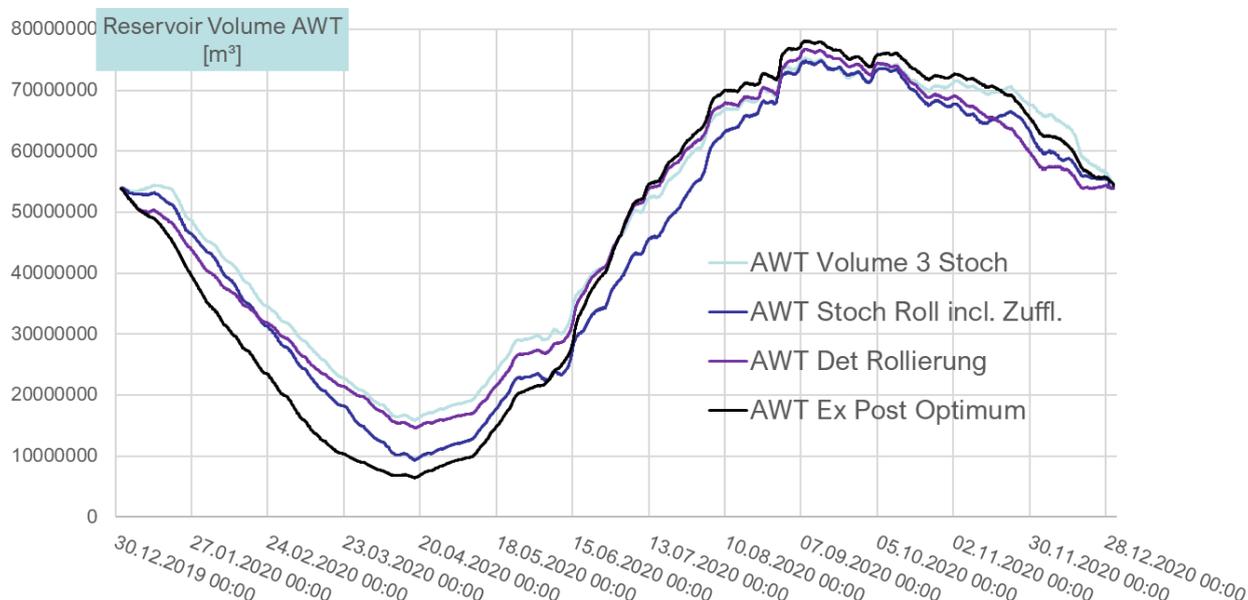


Abbildung 36: Speicherbewirtschaftung der drei Speicherseen (Ammersee A, Weisssee W und Tauernmoossee T des Stubachtales) im Kalenderjahr 2020 in allen vier Optimierungsergebnissen

An Abbildung 37 fällt eine Besonderheit auf. Ab 30.11.2021 scheint die Bewirtschaftung nach Vorgaben der deterministischen Optimierungsergebnisse identisch zur Stochastischen Rollierung. Das liegt daran, dass die Stochastische Rollierung nicht bis zum 31.12.2021 zu Ende geführt werden konnte. Ursache ist der dann sehr kurze Planungshorizont. Dadurch ist die Abbildung der Bockstruktur im Szenariobaum schwierig. Kombiniert mit den hohen Strompreisen und den Endlevelrestriktionen waren die Optimierungen so oft unlösbar, dass entschieden wurde, wie üblich in so einem Fall, den letzten Monat auch hier deterministisch zu rollieren. Für einen Monat ist es auch kaum nötig stochastisch zu rechnen, da die Prognosen schon sehr präzise sind. Beim Einsatz stochastischer Verfahren im Produktivbetrieb kommt diese Situation nicht vor, da das Ende des Planungshorizonts immer mit verschoben wird.

Abbildung 37 entnehmen wir, dass auch im Jahr 2021 die Jahresspeicher in der Bewirtschaftung nach Ergebnissen der stochastischen Optimierung weder so stark entleert noch so stark befüllt werden, wie nach den Ergebnissen der deterministischen Optimierung.

Entscheidend ist hier, dass die Jahresspeicherseen im stochastischen Ergebnis zwar geringer gefüllt werden, dann aber etwas länger gefüllt blieben. Daher kreuzen sich sowohl am Spullersee als auch im Stubachtal die Linien für die Reservoirvolumina Ende September. Abbildung 39 zeigt, dass dadurch die Stochastik am Markt besser handeln konnte und sich so die Gesamtkosten insgesamt reduzierten.

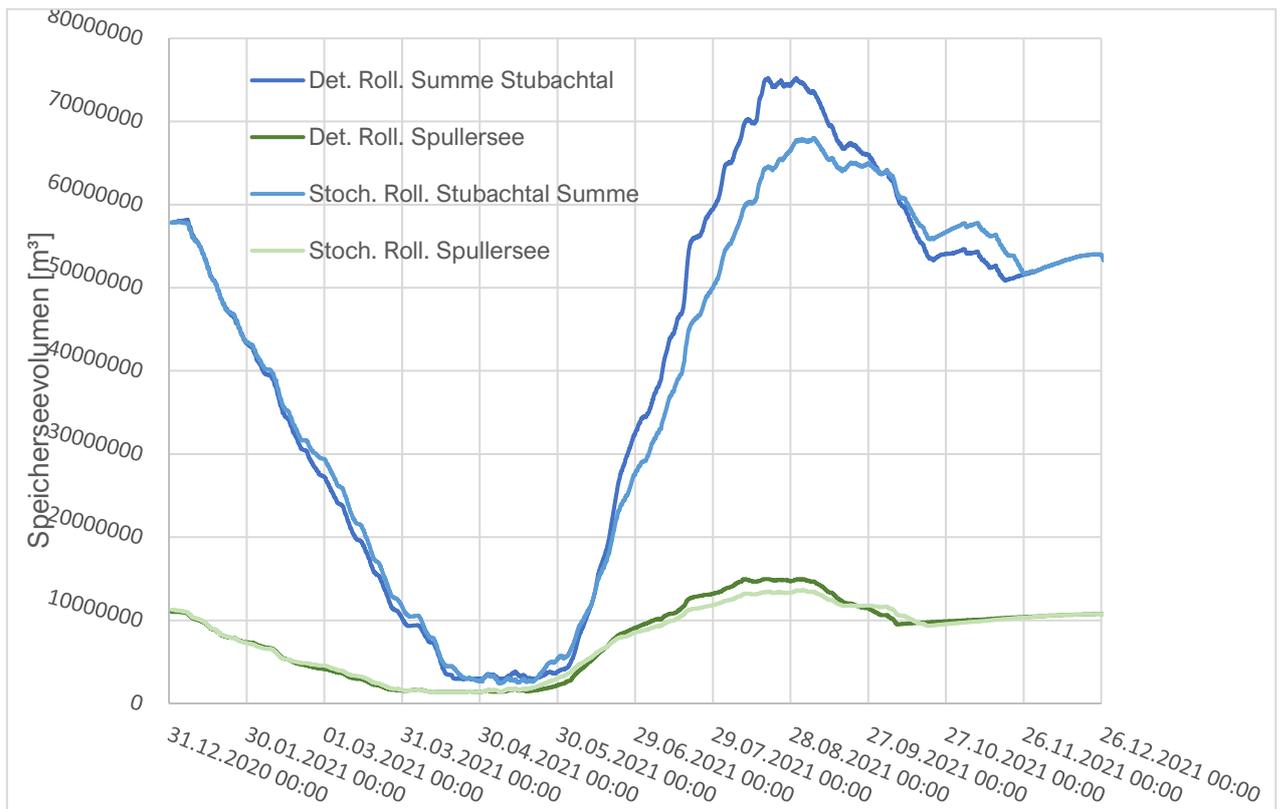


Abbildung 37: Rollierungsergebnisse für die Speicherbewirtschaftung: Darstellung der Summe über die Volumina der Speicherseen im Stubachtal (blau) sowie vom Spullersee (grün)

### Strommarkt

Ein Blick auf den Jahresverlauf der Verkäufe und Einkäufe an der EXAA, Abbildung 38, bestätigt das Bild, dass die stochastische Rollierung Ende November noch etwas Wasser in den Reservoirs hatte, um von den hohen Strompreisen zu profitieren.

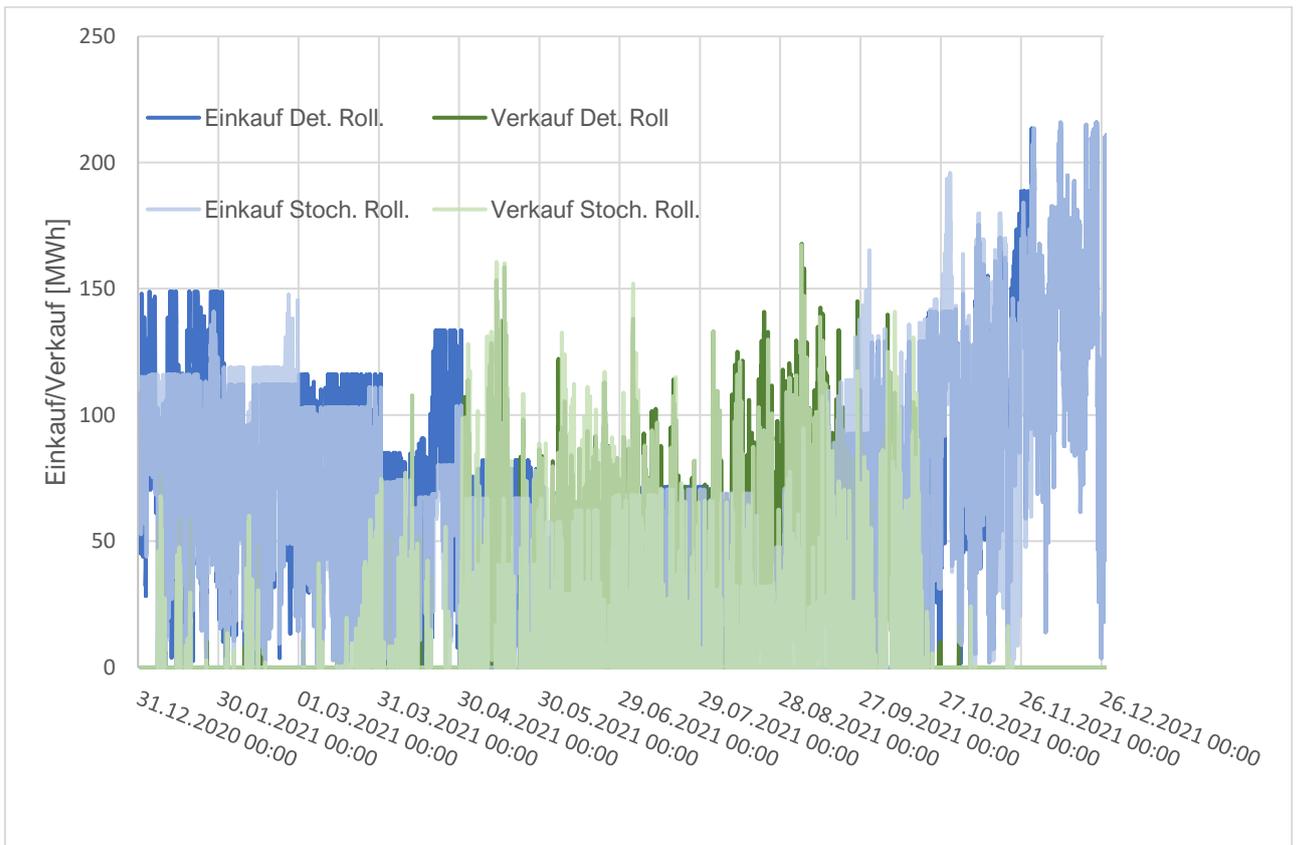


Abbildung 38: Einkäufe und Verkäufe an der EXAA im Vergleich der beiden Optimierungsverfahren (Nur bis Dezember unterschiedlich)

In Abbildung 39 sind die kumulierten Kosten der beiden Rollierungsverfahren, Stochastik des Marktes (hellblau) und Deterministik (schwarz) gegenübergestellt. Zu sehen ist die Preisexplosion am Ende des Jahres sowohl an den Preisen selbst (orange), als auch am steilen Anstieg der Kosten. Im November kommt die Stochastik mit geringeren Kosten aus.

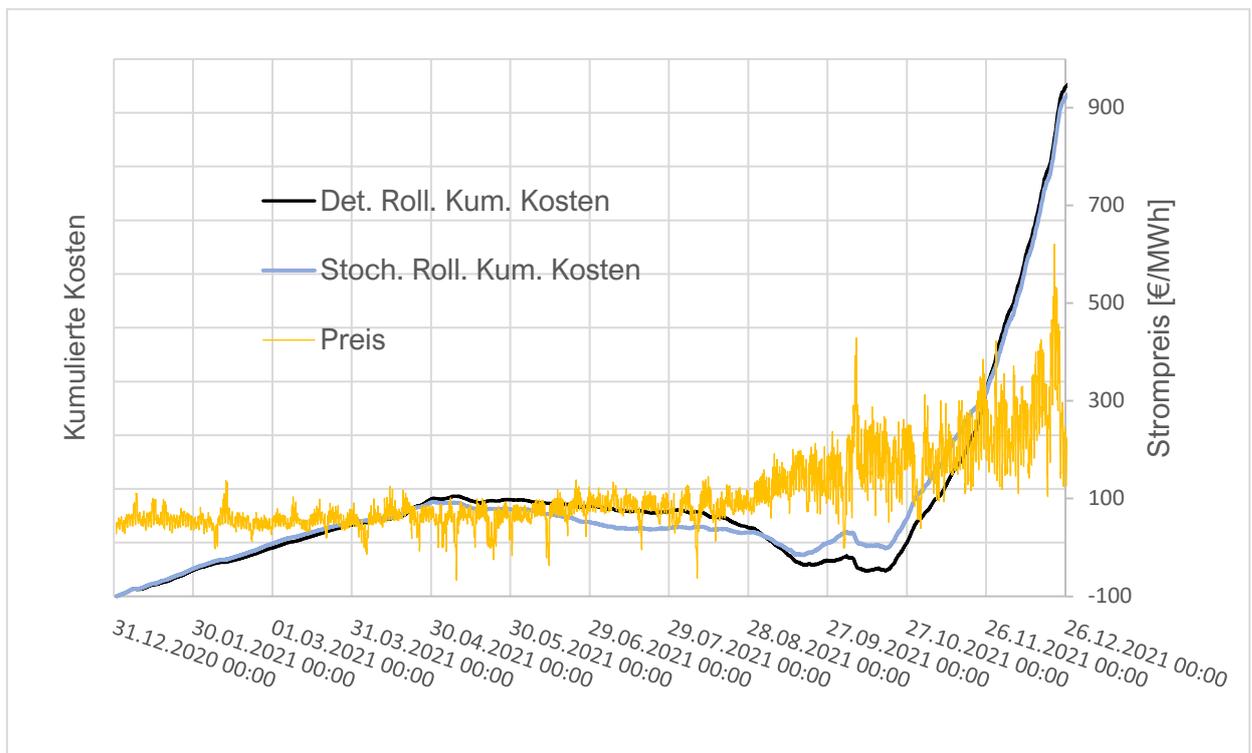


Abbildung 39: Links: Kumulierte Kosten der Rollierungsläufe im Vergleich deterministisch zu stochastisch, absichtlich ohne Einheit, rechts: Strompreis [€/MWh]

#### Verlust in den Transportleitungen

Als weiteren Schwerpunkt der Untersuchungen wurden die Leitungsverluste betrachtet. In Abbildung 40 ist exemplarisch die Leistung dargestellt, die in die Leitung von Ost/Mitte eingespeist wird, in beiden Richtungen. Während im Sommer überwiegend die Richtung Mitte → Ost (türkis) verwendet wird, wird im Winter die Gegenrichtung verwendet (blau). Nur selten übersteigt die Leistung den Wert von 31 MW. Das liegt daran, dass diese Leitung in lediglich zwei Stufen stückweise linearisiert wurde. Dies gilt für beide Optimierungsverfahren, stochastisch und deterministisch gleichermaßen. Entscheidend für den Verlust in den Transportleitungen ist es, wie oft die Leistung oberhalb des Knickpunktes von 31,5 MW Leistung betrieben werden muss.

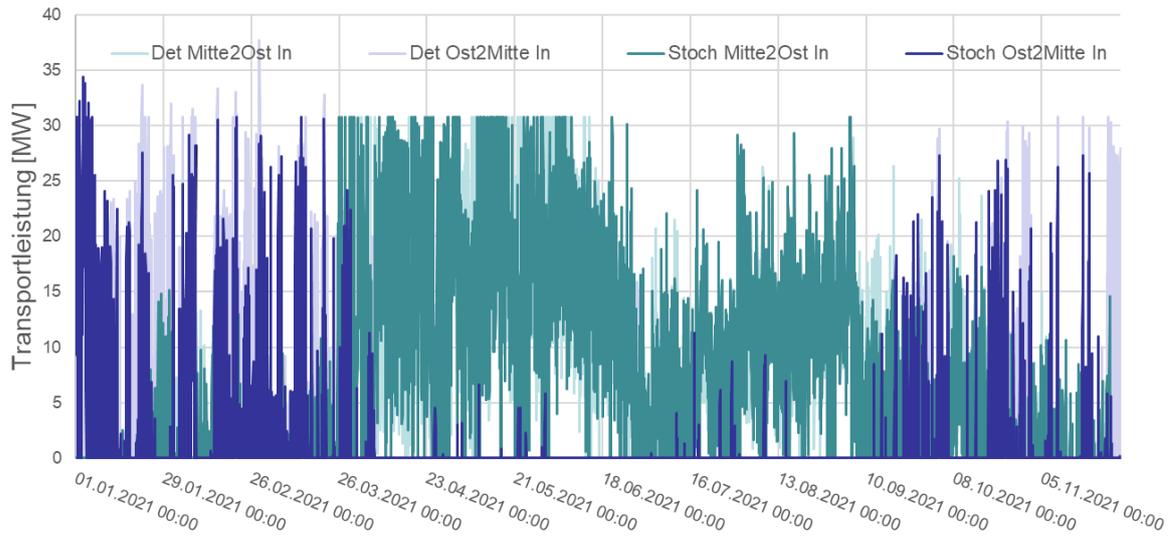


Abbildung 40: Transportleistung der Leitung zwischen den Knoten Mitte und Ost in beiden Richtungen

Der Transport der Leistung über die Leitung Uttendorf-West zeigt ein typisches Verhalten, wenn wir die Rollierungsergebnisse vergleichen, siehe Tabelle 6.

1. Es wird in absoluten Zahlen etwas mehr Leistung transportiert, wenn wir uns nach den Vorgaben der deterministischen Optimierung richten
2. Die Effizienz der Übertragung ist leicht besser, wenn die Stochastik als Lösung dient. Das muss daran liegen, dass die Stochastik die höhere stückweise linearisierte Stufe seltener in Anspruch nimmt. Wir hatten zu Beginn der Umstellung auf das Stochastische Modell aus Performancegründen alle Leitungen nur noch in zwei Leitungsverlust-Stufen abgebildet. Wenn großer Fokus auf die Leitungsverluste gelegt wird, empfehlen wir für eine Untersuchung diese stückweise Linearisierung in drei oder sogar vier Stufen vorzunehmen, siehe Abschnitt „Linear approximierte quadratische Leitungsverluste → konvexes Problem“, und gezielt Optimierungsrechnungen zu wiederholen.

	Arbeit In [MWh]	Arbeit Out [MWh]	Effizienz	Verlust [MWh]
Det	136557	125176	91,6%	11380
Stoch	134770	123915	91,9%	10854

Tabelle 6: Leitungsverluste der Leitung Uttendorf → West im Zeitraum 01.01.2021 – 01.12.2021

Als Zwischenfazit fanden wir heraus, dass das Netz der ÖBB--Infrastruktur durch die Verwendung stochastischer Optimierungsverfahren geschont wird. Das belegte auch die Untersuchung der kumulierten Gesamtverluste, wie sie in Tabelle 7 dargestellt ist. (11 Monate des Jahres 2021, da im Dezember in beiden Fällen deterministisch optimiert wurde.).

Leitungsverluste	Gesamte Arbeit [MWh]	Verlust absolut [MWh]	Verlust relativ [%]	Verlust Vergleich [%]
DET	1150581	99348	8,6	100
STO	1015151	85207	8,4	86

Tabelle 7: Kumulierte Leitungsverluste des Jahres 2021 (ohne Dezember) aller 15 Leitungen in beiden Richtungen

Bei Bewirtschaftung nach den Vorgaben der Stochastischen Optimierung wird das Netz etwa 14 % weniger belastet als nach Vorgaben der Deterministischen Optimierung<sup>3</sup>.

### Turbinenleistung

Auch bei der kumulierten Turbinenleistung setzt sich dieser Trend fort. So gibt es, wie im Histogramm Abbildung 41 zu sehen ist, bei der Deterministik 231 Stunden mit erzeugter Leistung von weniger als 10 MW, während es bei der Stochastik nur 52 Stunden sind. Am anderen Ende des Leistungsbereiches sind es 262 h mit mehr als 200 MW erzeugter Turbinenleistung bei der Deterministik, und nur 206 Stunden bei der Stochastik.

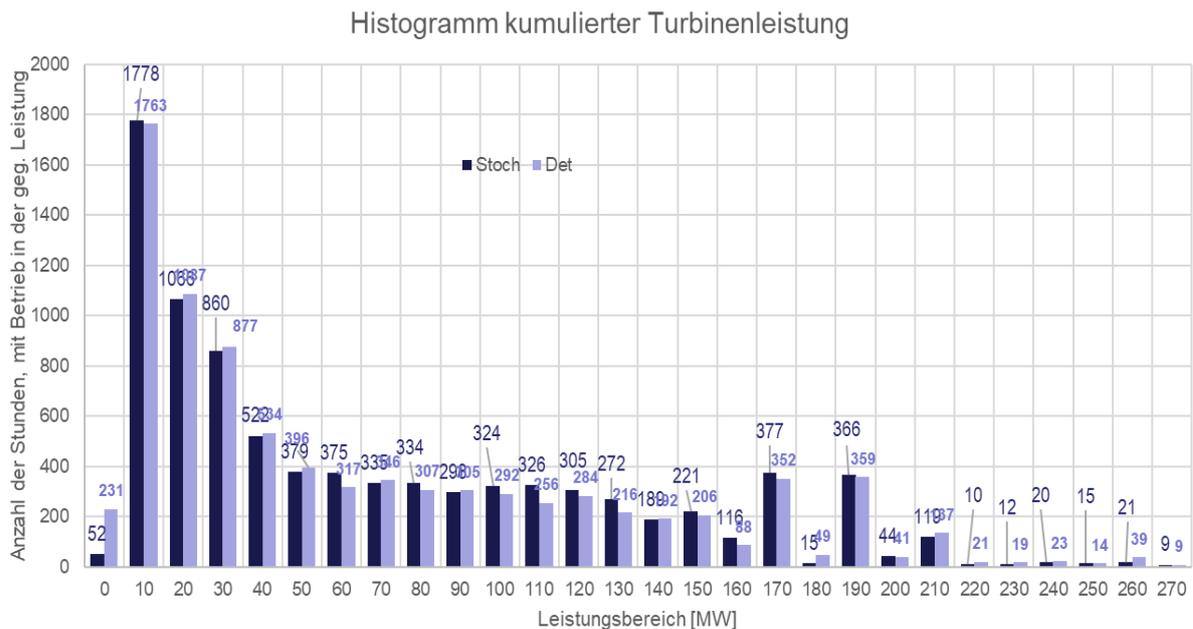


Abbildung 41: Histogramm der Stunden nach kumulierter Turbinenleistung

Die Bewirtschaftung nach Vorgaben der stochastischen Optimierung reduziert auch bei dieser Bezugsgröße die Zeiten extremer Situationen.

Bei der kumulierten Stromerzeugung (Abbildung 42) durch die Turbinen der Speicherkraftwerke wechselt sich im Jahresverlauf die Führung zwischen Stochastik und

<sup>3</sup> Die 14 % Unterschied erschienen uns ein zu großer Wert zu sein. Sollte diesem Punkt eine entscheidende Rolle zukommen empfehlen wir auch dazu gezielte weitere Optimierungsrechnungen und Untersuchungen durchzuführen.

Deterministik entsprechend der Speicherfüllstände ab. Am Ende liegen beide Kurven gleichauf. Auch hier ist der Betrieb natürlich im Dezember identisch.

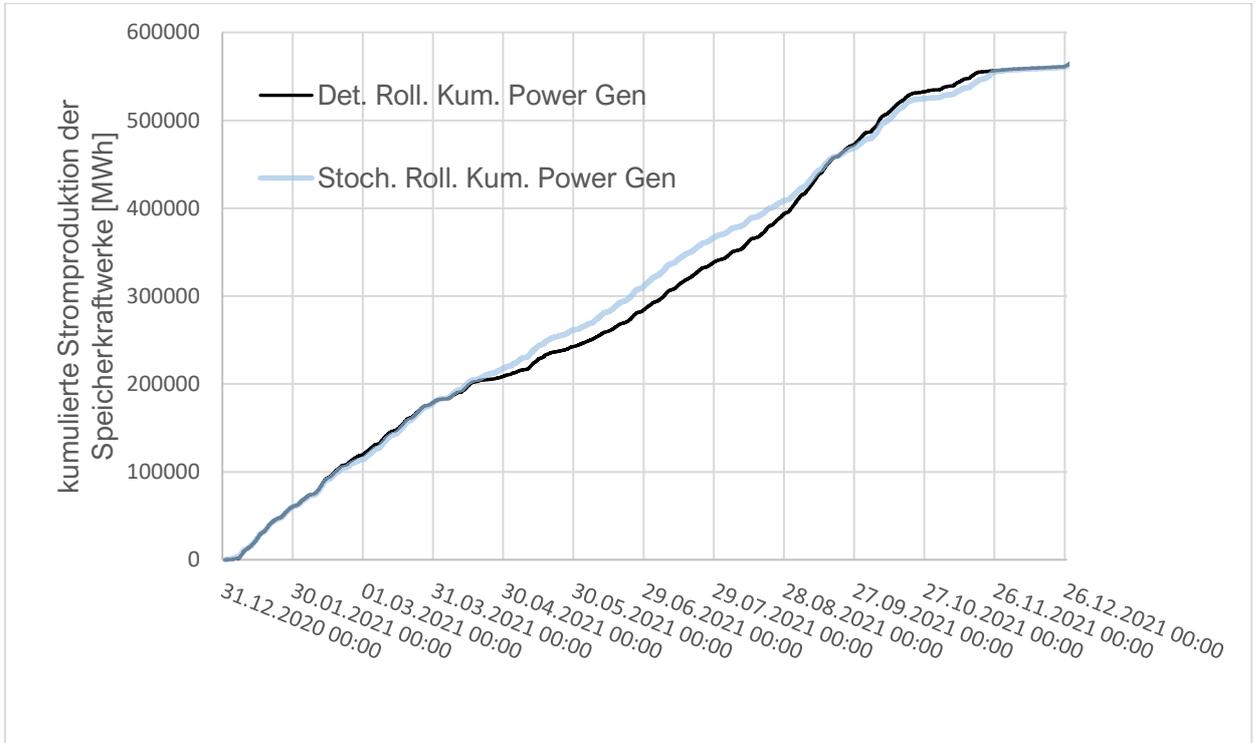


Abbildung 42: Kumulierte Stromerzeugung der Speicherkraftwerke der ÖBB-Infrastruktur

### Wasserwerte

In Abbildung 43 schließlich sind die Wasserwerte zweier Jahresspeicher im Vergleich zwischen der stochastischen und der deterministischen Rollierungsrechnung zu sehen.

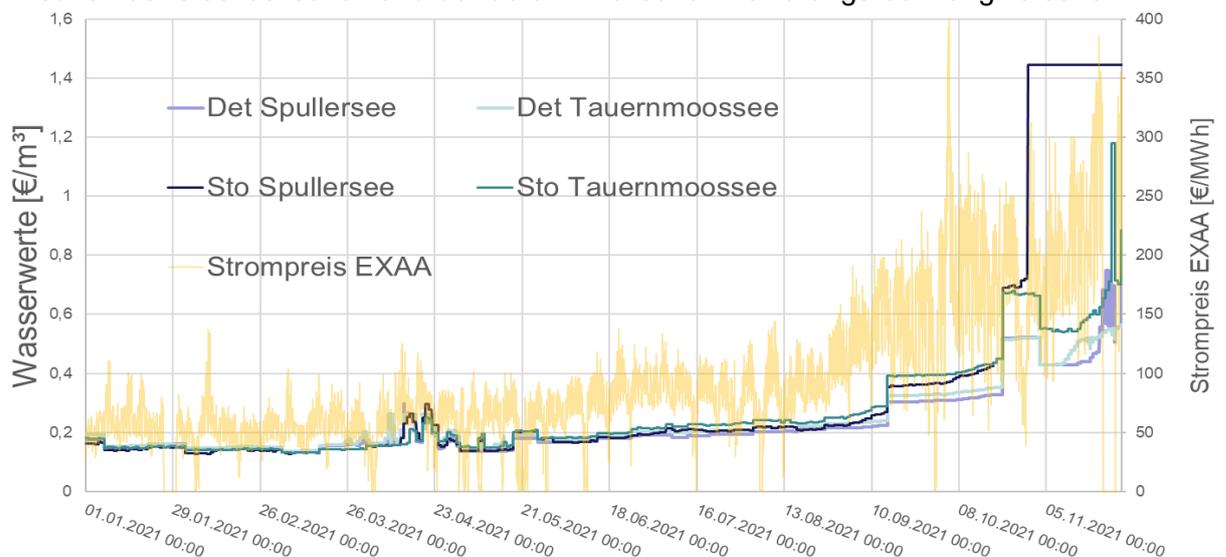


Abbildung 43: Wasserwerte (WW) im Vergleich (13.09.2021) springender WW, (01.11.2021) fallender WW. Ab 01.11. sind die WW des Spullersees so hoch, da der Endpegel nicht erreicht werden kann.

Grundsätzlich orientiert sich der Wasserwert an der Höhe des ebenfalls dargestellten Börsenstrompreises (gelb). Allerdings zeigen alle Wasserwerte deutliche Sprünge. Diese liegen, wie Untersuchungen zeigten, vor allem an Änderungen in den Zuflussprognosen. Diese ändern sich entsprechend der Inhalte der Datenbank alle vierzehn Tage. Besonders wenn ein Stausee dadurch „Schwierigkeiten“ bekommt den vorgegebenen Jahresendlevel zu erreichen, „springt“ der Wasserwert bzw. er fällt, wenn wie am 01.11.2021, höhere Zuflussprognosen erfolgen. Am Ende des Rollierungszeitraums liegen die Wasserwerte nach den Stochastischen Optimierungen immer höher als nach den Deterministischen Optimierungen. Eine Besonderheit zeigt der Wasserwert vom Spullersee in der stochastischen Optimierung. Hier dominieren die Strafkosten durch das „Nichterreichen“ des Endpegels derart den Wasserwert, dass er für eine Bewirtschaftungsempfehlung ungeeignet ist. Anders gesagt, am Spullersee durfte ab Mitte Oktober überhaupt nicht mehr turbinieren werden.

Im kontinuierlichen Betrieb, produktiv oder im Schattenportfolio, tritt diese Situation nicht ein, da dann erstens keine Endpegel vorgegeben sind und zweitens der Planungshorizont der Langzeitoptimierung mit verschiebt.

## 6.4 Schlussfolgerungen

Die Stochastik des Bahnstrombedarfs

- Erhöht die Größe des Modells erheblich. Wenn nur ein Gesamtstrombedarf modelliert wird, bleibt die Rechenzeit aber deutlich unter zwölf Stunden pro Jahresoptimierung
- Führt im Optimierungsergebnis zu höheren Kosten durch Leistungspreise
- Reduziert die Kosten der Strombeschaffung am Markt
- Reduziert Leitungsverluste
- Bewirtschaftet die Wasserspeicher, Turbinen und Leitungen weniger an den Grenzen („sanftere Bewirtschaftung“)

## 7 Zusammenfassung

Während der Projektlaufzeit traten gleich zwei für die ÖBB-Infrastruktur sehr unerwartete Entwicklungen auf, die dieses Projekt betrafen und die Risikoanalyse sehr bedeutsam werden ließen. Im Jahr 2020 erfolgte Pandemie-bedingt ein **Lockdown**, der zu nie

dagewesener Reduktion des Bahnstrombedarfs führte. Der Beginn des **Ukrainekonfliktes** bewirkte Ende 2021 einem unvergleichlichen Preisanstieg an der Strombörse.

Dies Projekt beantwortet daher die Frage: In welchem Umfang wäre es für die ÖBB-Infrastruktur besser gewesen, wenn Sie während dieser Ereignisse bereits stochastische Optimierungsverfahren verwendet hätte? Das Backtesting der Kalenderjahre 2020 und 2021 hat gezeigt, dass die Hinzunahme der Stochastik

1. der Strompreise
2. der Zuflüsse und
3. des Bahnstrombedarfs

im Vergleich zu deterministischen Optimierungen zu folgenden Ergebnissen führt:

- Das wirtschaftliche Risiko durch extreme Ereignisse kann durch die stochastische Optimierung reduziert werden. Im Kalenderjahr 2021 waren die Kosten nach den Untersuchungen sechs Prozentpunkte niedriger, im Vergleich zur deterministischen Bewirtschaftung. Tabelle 5 zeigt dies Ergebnis, sowie Details der Auswertungen einzelner Kosten.
- Die Hinzunahme der Stochastik des Bahnstrombedarf führt zu besserem Handelsergebnis, bei höheren Kosten für Leistungspreise der UFW. Indirekt kann diese Beobachtung für Analysen bei Revisionen oder Zubau von Umformwerken genutzt werden.
- Die Level der Wasserspeicher kommen weniger an die Grenzen („sanftere Bewirtschaftung“). Dies zeigt die Abbildung 37.
- Leitungsverluste werden reduziert, Leitungen geschont. Ein typisches Beispiel ist in der Tabelle 7 ausgewertet. Nicht nur relativ (0,3 Prozentpunkte), sondern auch absolut (~500 MWh) sind die Verluste bei Bewirtschaftung nach den Vorgaben der stochastischen Optimierung an dieser Leitung geringer.
- Insgesamt werden für alle betrachteten Bezugsgrößen extreme Situationen reduziert

Im Jahr 2020 konnte die Hinzunahme der Stochastik der Zuflüsse und der Stochastik des Bahnstrombedarfs das Ergebnis des Backtestings mit allein Stochastik der Strompreise deutlich verbessern.

Korrekturen im Modell bzgl. dem Umgang mit den Kosten der Leistungsmaxima der Umformwerke führen dazu, dass die Bewirtschaftung nach Ergebnissen der Stochastischen Optimierung mit allen drei Stochastiken stets zu den besten Resultaten führt.

## 8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Topologie des Wasserkraft- und Bahnstromsystems der ÖBB-Infrastruktur ...	8
Abbildung 2: Sicht auf die Portfolioelemente des ÖBB Modells in DT.Energy mit Visualisierung der Wasserkraftwerke in Vorarlberg. ....	9
Abbildung 3: Zur übertragenen Leistung proportional quadratische Verluste mit Rohwerten und Fitparabel .....	11
Abbildung 4: Modellierung einer weiteren Transportleitung, rot: Verlustleistung nach dem Ohm'schen Gesetz, schwarz: stückweise linearisierte Approximation im Modell. ....	11
Abbildung 5: Theoretisch möglicher Ringstrom über Umformwerke .....	13
Abbildung 6: Ringstrom über fünf Leitungen zwischen fünf Knoten .....	13
Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Einkäufe an der EXAA im Jahr 2020 als Ergebnisse der zwei Optimierungsstrategien.....	16
Abbildung 8: Zeitlicher Verlauf der Pegelstände der Großen Stauseen der Speicherkraftwerke der ÖBB im Jahr 2020 nach Ergebnissen der beiden Optimierungsstrategien. AWT bezeichnet die Summe über die Speichervolumina von Ammersee + Weisssee + Tauernmoossee, die oberen beiden Kurven. ....	17
Abbildung 9: "Fahrplan" des Stromflusses durch die Leitung von Uttendorf nach St. Johann.....	18
Abbildung 10: Visualisierung der Preisbänder .....	20
Abbildung 11: Strompreis Szenarios .....	21
Abbildung 13: Szenarios für eine Woche im Jänner 2021 mit neuen Parametern .....	22
Abbildung 14: Zuflüsse in DT.Energy im Portfolioelement „Reservoir“ .....	23
Abbildung 15: Zuordnung des Zuflusses des Reservoirs Tauernmoossee zum „Inflow Area“ Area 1. ....	24
Abbildung 16: Hydro Inflow Area Tab von DT.Energy. Hier werden die Stochastischen Parameter der Zuflüsse berechnet und gespeichert. Im Projekt StochOpt ÖBB wird das „Area 2“ als Bereich verwendet, um die Stochastischen Parameter des Bahnstrombedarfs zu speichern (gelb).....	25
Abbildung 17: Zwanzig Zufluss Szenarios für den Tauernmoossee .....	25
Abbildung 18: Zwei typische Zuflussszenarios von einem trockenem und einem nassen Jahr .....	26
Abbildung 19: Inputzeitreihe für die Parameterschätzung der Stochastik des Bahnstrombedarfs .....	26
Abbildung 20: Darstellung der beiden Zeitreihen für die Preisprognose und die Prognose des Bahnstrombedarfs. Mit dem Auge ist die Korrelation gut zu erkennen .....	27
Abbildung 21: Die Parameter des Stochastischen Prozesses, der den Bahnstrombedarf generiert.....	28
Abbildung 22: Szenarios des Bahnstrombedarfes basierend auf den Schätzparametern und der Bahnstrombedarfsprognose.....	28
Abbildung 23: An dieser Stelle werden im Modell die Parameter in die normale Version von DT.Energy händisch eingegeben. ....	29
Abbildung 24: Konfiguration der stochastischen Perioden- und Blocklängen der Jahresoptimierung.....	30
Abbildung 25: Visualisierung des Bahnstrombedarfs am Knoten Attnang mit der gut erkennbaren Baumstruktur entsprechend der Konfiguration der Perioden in Abbildung 24. ....	30

Abbildung 26: In jedem Szenario (hier No. 13) weist der Bahnstrombedarf an jedem Bezugspunkt (hier Attnang, Ötztal, Steindorf, St. Johann und Vorarlberg) dieselbe Struktur auf (100% Korrelation) .....	31
Abbildung 27 zeigt das Ergebnis der Gesamtkostenverteilung für das Jahr 2020 (stochastische Strompreise, deterministische Zuflüsse und Bahnstrombedarf) .....	33
Abbildung 28: Kostenverteilung zweier stochastischer Jahresoptimierungen des Jahres 2021 mit Stochastik der Strompreise und der Zuflüsse, mit 36 Szenarios (grün) und mit 206 Szenarios (blau). Außerdem angegeben das Ergebnis einer deterministischen Optimierung desselben Modells.....	34
Abbildung 29: Flussdiagramm des Ablaufs des Backtestings. Startdatum war entweder der 01.01.2020 oder der 01.01.2021. Enddatum entsprechend der 31.12.2020 oder 31.12.2021.....	35
Abbildung 30: Ablauf Rollierung: Beim Backtesting des Kalenderjahres 2021 wird mit der Jahresoptimierung vom 01. Jänner 2021 gestartet und es endet mit der DAH-Optimierung vom 31.12.2021. ....	36
Abbildung 31: Bahnstrombedarf der Jahre 2014 bis 2021. Der von den Prognosewerten (oben) nicht erwartete Lockdown im April 2020 ist in den IST-Werten (unten) deutlich erkennbar.....	38
Abbildung 32: Bei der Berechnung des Ex Post Optimums sind die Preise von Anfang an bekannt. Folglich werden die Speicherseen im Sommer 2021 wenig geleert, um am Jahresende viel Wasser übrig zu haben (graue/schwarze Linien) im Jahr 2020 dagegen (grün) wurden die Speicherseen von den Rollierungen so ähnlich bewirtschaftet, wie im Ex Post Optimum.....	39
Abbildung 33: Energiebilanz: Input aller Energiemengen (Angaben in %) in das Portfolio der ÖBB-Infrastruktur nach der ersten stochastischen Optimierung des Jahres 2021. ....	41
Abbildung 34: Energiebilanz: Output bzw. Verbrauch aller Energiemengen (Angaben in %) in das Portfolio der ÖBB- Infrastruktur, nach der ersten stochastischen Optimierung des Jahres 2021 .....	41
Abbildung 35: Fahrpläne der Umformwerke nach Vorgaben der Ergebnisse der Stochastischen Rollierungsrechnung mit Stochastik von Strompreisen, Zuflüssen und des Bahnstrombedarfs. ....	45
Abbildung 36: Nutzung des Vertrages Timelkam, Entnahme in das 16 2/3 Hz Netz .....	46
Abbildung 37: Speicherbewirtschaftung der drei Speicherseen (Ammersee A, Weisssee W und Tauernmoossee T des Stubachtales) im Kalenderjahr 2020 in allen vier Optimierungsergebnissen .....	47
Abbildung 38: Rollierungsergebnisse für die Speicherbewirtschaftung: Darstellung der Summe über die Volumina der Speicherseen im Stubachtal (blau) sowie vom Spullersee (grün).....	48
Abbildung 39: Einkäufe und Verkäufe an der EXAA im Vergleich der beiden Optimierungsverfahren (Nur bis Dezember unterschiedlich).....	49
Abbildung 40: Links: Kumulierte Kosten der Rollierungsläufe im Vergleich deterministisch zu stochastisch, absichtlich ohne Einheit, rechts: Strompreis [€/MWh].....	50
Abbildung 41: Transportleistung der Leitung zwischen den Knoten Mitte und Ost in beiden Richtungen.....	51
Abbildung 42: Histogramm der Stunden nach kumulierter Turbinenleistung.....	52
Abbildung 43: Kumulierte Stromerzeugung der Speicherkraftwerke der ÖBB-Infrastruktur .....	53

Abbildung 44: Wasserwerte (WW) im Vergleich (13.09.2021) springender WW, (01.11.2021) fallender WW. Ab 01.11. sind die WW des Spullersees so hoch, da der Endpegel nicht erreicht werden kann..... 53

## 9 Bibliography

- Dr. Jörg Borchert, M. H. (2009). Bewertung und Steuerung von Gasspeichern bzw. Gasspeicherscheiben. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 279–293.
- Fosso, O., & Belsnes, M. (2004). Short-term hydro scheduling in a liberalized power system. *IEEE* (p. 65). Singapore: International Conference on Power System Technology,.
- Grindel, R., Hinderks, W., & Wagner, A. (2021). Application of Continuous Stochastic Processes in Energy Market Models. *Mathematical Modelin, Simulation and Optimization for Power Engineering and Management*, 25-50.
- Ostermaier, G. (2001). Electric Power System Scheduling by Multistage Stochastic Programming.