



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft

Bericht vom 30. September 2023

Erlösmöglichkeiten und Vermarktungskosten der Wasserkraft

Schlussbericht



Datum: 30. September 2023

Ort: Zürich

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich
www.swiss-economics.ch

Autor/in:

Dr. Urs Trinkner, Swiss Economics, urs.trinkner@swiss-economics.ch
Dr. Nicolas Eschenbaum, Swiss Economics, nicolas.eschenbaum@swiss-economics.ch
Nicolas Greber, Swiss Economics, nicolas.greber@swiss-economics.ch
Dr. Alexander Fuchs, ETH Zürich, fuchs@fen.ethz.ch

BFE-Projektleitung: Christian Dupraz, christian.dupraz@bfe.admin.ch
Bernard Hohl, bernhard.hohl@bfe.admin.ch
Thomas Putzi, thomas.putzi@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/300356-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Erlösmöglichkeiten und Vermarktungskosten der Wasserkraft

Schlussbericht

Dr. Urs Trinkner

Dr. Nicolas Eschenbaum

Nicolas Greber

Dr. Alexander Fuchs

Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)

30.09.2023

ISSN 2235-1868



Metainformationen

Titel: Erlösmöglichkeiten und Vermarktungskosten der Wasserkraft
Status: Schlussbericht
Datum: 30.09.2023
Autoren: Nicolas Greber, Alexander Fuchs, Nicolas Eschenbaum, Urs Trinkner
Kontakt: Urs Trinkner, +41 79 830 14 32, urs.trinkner@swiss-economics.ch
Keywords: Erlösmöglichkeiten, Wasserkraft, Vermarktungskosten
Abstract: Dieser Bericht dokumentiert die Ergebnisse aus einem Projekt zur Quantifizierung der Erlösmöglichkeiten verschiedener Typen von Wasserkraftwerken. Auf der Basis einer detaillierten Erlösberechnung der verschiedenen Absatzmärkte werden Heuristiken abgeleitet, die das Bundesamt für Energie bei der künftigen Umsetzung der gleitenden Marktprämie verwenden kann.

Projektbegleitung Auftraggeber

Christian Dupraz, Bernard Hohl, Thomas Putzi

Disclaimer

Dieses Gutachten wurde von Swiss Economics SE AG unter Beizug Forschungsstelle Energienetze (FEN) der ETH Zürich im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) erstellt. Obwohl Swiss Economics und FEN sich bemühen, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics haftet in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich
www.swiss-economics.ch

Zusammenfassung

Ausgangslage

Das Parlament sieht mit der gleitenden Marktprämie ein neues Instrument zur Förderung der Wasserkraft vor. Vorgesehen ist ein Vergütungssatz, der sich an den Gestehungskosten orientiert und über einen bestimmten Zeitraum garantiert ist. Falls die Erlöse eines Kraftwerkbetreibers unter dem Vergütungssatz liegen, erhält dieser die Differenz; falls sie darüber liegen, muss der Betreiber die Differenz an den Netzzuschlagsfonds zurückzahlen. Das Förderinstrument benötigt zur Umsetzung in der Praxis eine verlässliche Schätzung der Erlöse der Wasserkraftbetreiber, welche sich für die gleitende Marktprämie entscheiden.

Auftrag

Zur Umsetzung der gleitenden Marktprämie hat das Bundesamt für Energie (BFE) Swiss Economics mit der ETH Zürich beauftragt, ein Konzept zur Abschätzung von Erlösmöglichkeiten für Wasserkraftwerke zu erarbeiten, das eine flexible Produktion berücksichtigen vermag und einfach umsetzbar ist. Ebenso sollen die damit zusammenhängenden Vermarktungskosten geschätzt werden, welche nicht Teil der Gestehungskosten sind.

Vorgehen

Für relevante Wasserkraftwerkstypen werden ausgehend von einer detaillierten Berechnung in den relevanten Absatzmärkten erzielten Erlöse vereinfachende Heuristiken zur Abschätzung hergeleitet. Ergänzend werden die zugehörigen Vermarktungskosten geschätzt.

Relevante Kraftwerkstypen

Die identifizierten relevanten Kraftwerktypen für die Erlösberechnungen sind:

- **Laufwasserkraftwerke:** Nutzung des natürlichen Wasserzuflusses ohne Rückhaltung oder Pumpen.
- **Speicherkraftwerke:** Halten das Wasser über Speicher am oberen Ende der Kaskade zurück und nutzen keine Umwälzpumpen. Es gibt natürliche Zuflüsse und gegebenenfalls Zubringerpumpen.
- **Pumpspeicherkraftwerke:** Besitzen Speicher am oberen und unteren Ende der Kaskade und setzen Umwälzpumpen ein, um Wasser bei guter Gelegenheit hochzupumpen. Natürliche Zuflüsse vorhanden.
- **Umwälzkraftwerke:** Verfügen über Speicher am oberen und unteren Ende der Kaskade und erfordern Umwälzpumpen. Keine (oder kaum) natürliche Zuflüsse vorhanden.

Relevante Absatzmärkte und zugehörige Heuristiken zur Erlösschätzung

Für folgende Märkte wurden Heuristiken zur Schätzung der jährlichen Erlöse hergeleitet, welche nach den obigen Kraftwerkstypen differenzieren und zudem die wesentlichen Kraftwerkeigenschaften berücksichtigen:

- Der **Day-Ahead-Markt (DAM)** ermöglicht stündlichen Stromhandel für den kommenden Tag. Bei der Teilnahme am DAM wird durch die Kraftwerke eine rollierende Kraftwerkseinsatzplanung auf Basis der jeweiligen Preiserwartung und unter Berücksichtigung technischer und saisonaler Randbedingungen vorgenommen. Als Heuristik wird der Erlös durch Speicherung und, so Pumpen vorhanden, der Erlös durch Umwälzbetrieb nacheinander ermittelt. Dabei wird ein monatliches Füllstands- und Zuflussprofil verwendet.
- Der **Intraday-Markt** ermöglicht viertelstündlichen und stündlichen Spotmarkt-Handel. Die Intraday-Markt-Erlöse werden auf Grundlage der Day-Ahead-Handelsergebnisse geschätzt, indem ein gewichteter Durchschnittspreis aus den Day-Ahead-Preisen und Produktionsmengen gebildet wird. Potenzielle Intraday-Markt-Erlöse ergeben sich durch die Abweichungen der Preise vom Durchschnittspreis. Da die Erlöse etwa dem Abschlag für Prognoseunsicherheiten am Day-Ahead-Markt entspricht, müssen Erlöse am Intraday-Markt nicht gesondert ermittelt werden, solange in der Heuristik für den Day-Ahead-Markt Prognoseunsicherheiten nicht berücksichtigt werden.
- Der **Terminmarkt** dient der Preisabsicherung für zukünftige Zeiträume durch Finanzderivate. Die effektiven Kosten oder Erlöse der Absicherung über ein bis drei Jahre ergeben sich aus der Differenz zwischen den Erlösen durch den Verkauf am Terminmarkt (gemäss Absicherungsstrategie) und den Kosten für den Rückkauf am Day-Ahead-Markt. Zum Vergleich erfolgt auch ein Szenario ohne Absicherung.
- Wasserkraftwerke haben die Möglichkeit, Erlöse mit **Systemdienstleistungen (SDL)** für Swissgrid zu erhalten. Dabei werden Primär-, Sekundär- und Tertiärkapazitäten angeboten, die über Zeiträume von Stunden bis zu einer Woche beschafft werden. Die Bereitstellung von SDL erfordert Kapazitätsreservierungen, was zu entgangenen Erlösen auf den Termin- und Day-Ahead Märkten führt. Die Erlöse werden durch die Verwendung der öffentlich verfügbaren jährlichen Ausgaben von Swissgrid für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistungen ermittelt. Zur Zuweisung der Erlöse an einzelne Kraftwerke wird ein Verteilschlüssel genutzt, der sowohl auf Literatur und eigenen Berechnungen basiert. Die Berechnung der Opportunitätskosten erfolgt anhand der Day-Ahead Markt-Berechnungen mit entsprechender Anpassung der vorgehaltenen Leistung. Es werden nur die Erlöse berücksichtigt, die für den entsprechenden Kraftwerkstyp wirtschaftlich sind.
- Die **Wasserkraftreserve** ist eine Anhebung des minimalen Speichervolumens für Knappheit während der Wintermonate oder kritische Engpässe im Übertragungsnetz. Die Heuristik berücksichtigt Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die Schätzung erfolgt anhand der veröffentlichten Auktionsergebnisse und einem Verteilschlüssel, der aus dem SDL-Markt abgeleitet ist.
- **Herkunftsnachweise (HKN)** ermöglichen den Handel der Stromqualität und Transparenz der Stromproduktion. Für die Erlösberechnung aus HKN wird jährlich ein Durchschnittspreis für HKN aus Wasserkraft geschätzt. Die Energie aus natürlichem Zufluss wird pro Kraftwerk mit dem Durchschnitts-HKN-Preis multipliziert.

Vermarktungskosten

Unter Vermarktungskosten werden die Energie-Bewirtschaftungskosten und Verwertungskosten gleich zu Piot (2021) verstanden. Gestützt auf eigene Analysen und Gesprächen mit Experten wird vorgeschlagen, die Vermarktungskosten für Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke auf 4 CHF/MWh und für Laufwasserkraftwerke auf 2.5 CHF/MWh festzulegen.

Umsetzung der Methodik für den Vollzug

Für den Vollzug wird dem BFE die Berechnungsmethodik der Heuristik in Tabellenform zu Verfügung gestellt.

Résumé

Contexte

Le Parlement prévoit un nouvel instrument d'encouragement de la force hydraulique sous la forme de la prime de marché flottante. Il prévoit un taux de rétribution aligné sur les coûts de revient et garanti sur une certaine période. Si les revenus d'un exploitant de centrale hydroélectrique sont inférieurs au taux de rétribution, l'exploitant touche la différence ; s'ils sont supérieurs, l'exploitant doit rembourser la différence au fonds alimenté par le supplément. Pour pouvoir être mis en œuvre, cet instrument d'encouragement nécessite une estimation fiable des revenus des exploitants de centrales hydroélectriques qui optent pour la prime de marché flottante.

Mandat

Afin de pouvoir mettre en œuvre la prime de marché flottante, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a chargé Swiss Economics et l'EPF de Zurich d'élaborer un système facile d'emploi permettant d'estimer les revenus possibles des centrales hydroélectriques en tenant compte d'une production flexible. Le système doit également permettre d'estimer les coûts de commercialisation qui ne font pas partie des coûts de revient.

Méthode

Des heuristiques permettant d'estimer de manière simplifiée les revenus possibles pour les types de centrales hydroélectriques concernés sont établies sur la base d'un calcul détaillé des revenus réalisés dans les marchés cibles pertinents. Les coûts de commercialisation correspondants sont estimés à titre complémentaire.

Types de centrales concernés

Les types de centrales identifiés comme pertinents pour les calculs des revenus sont les suivants :

- **Centrales au fil de l'eau** : exploitation de l'écoulement naturel de l'eau, sans retenue ni pompes.
- **Centrales à accumulation** : l'eau est retenue dans des réservoirs à l'extrémité supérieure de la cascade. Ces centrales n'utilisent pas de pompes de circulation. Ces centrales sont alimentées par des apports naturels, éventuellement par des pompes d'alimentation.
- **Centrales de pompage-turbinage mixte** : ces centrales possèdent des réservoirs aux extrémités supérieure et inférieure de la cascade et emploient des pompes de circulation pour remonter l'eau si les conditions sont bonnes. L'alimentation provient également d'apports naturels.
- **Centrales de pompage-turbinage pur** : ces centrales disposent de réservoirs aux extrémités supérieure et inférieure de la cascade et nécessitent des pompes de circulation. Elles n'ont pas ou très peu d'apports naturels.

Marchés cibles pertinents et heuristiques correspondantes pour estimer les revenus

Des heuristiques permettant d'estimer les revenus annuels pour les divers types de centrales précitées tout en tenant compte des caractéristiques essentielles des centrales ont été élaborées pour les marchés suivants :

- Le **marché day-ahead** permet de négocier l'électricité pour chaque heure du lendemain. Les centrales qui participent au marché day-ahead établissent une planification évolutive de la production sur la base des prix attendus et compte tenu des conditions techniques et saisonnières. L'heuristique consiste à déterminer successivement le revenu réalisé grâce à l'accumulation et, pour les centrales dotées de pompes, grâce au pompage-turbinage. Ce calcul se fait au moyen d'un profil mensuel de remplissage et d'apports.
- Le **marché intraday** permet de négocier l'électricité à l'heure ou au quart d'heure sur le marché spot. Les revenus du marché intraday sont évalués sur la base des résultats du négoce day-ahead : un prix moyen pondéré est calculé à partir des prix day-ahead et des quantités d'électricité produites. Les revenus potentiels du marché intraday sont dérivés des écarts par rapport au prix moyen. Puisque les revenus correspondent approximativement à la déduction pour les incertitudes liées aux prévisions du marché day-ahead, il n'est pas nécessaire de calculer séparément les revenus du marché intraday dans la mesure où les incertitudes liées aux prévisions du marché day-ahead ne sont pas prises en compte dans l'heuristique.
- Le **marché à terme** sert à garantir les prix pour l'avenir au moyen de produits financiers dérivés. Les coûts ou revenus effectifs de la couverture des prix sur un à trois ans résultent de la différence entre les revenus réalisés par la vente sur le marché à terme (selon la stratégie de couverture) et les coûts du rachat sur le marché day-ahead. Un scénario sans garantie est étudié à titre de comparaison.
- Les centrales hydroélectriques peuvent réaliser des revenus en fournissant des **services-système (SS)** à Swissgrid. Elles proposent alors des capacités primaires, secondaires et tertiaires acquises pour des périodes allant de quelques heures à une semaine. La mise à disposition de SS implique d'établir des réserves de capacité, ce qui entraîne des manques à gagner sur le marché à terme et le marché day-ahead. Les revenus sont calculés au moyen des dépenses annuelles publiquement accessibles de Swissgrid pour les puissances de réglage primaires, secondaires et tertiaires. Les revenus sont attribués aux centrales sur la base d'une clé de répartition établie à partir de la littérature et de calculs effectués par les auteurs. Les coûts d'opportunité sont calculés sur la base des calculs pour le marché day-ahead, avec une adaptation correspondante de la puissance réservée. Seuls sont pris en compte les revenus rentables pour chaque type de centrale.
- La **réserve hydroélectrique** consiste en une augmentation du volume d'accumulation minimal pour les cas de pénurie pendant les mois d'hiver ou de congestion critique du réseau de transport. L'heuristique prend en compte les centrales à accumulation et les centrales de pompage-turbinage mixte. L'estimation se fait sur la base des résultats d'enchères publiés, au moyen d'une clé de répartition dérivée du marché SS.

- Les **garanties d'origine (GO)** permettent de négocier l'électricité selon des critères de qualité et d'assurer la transparence de la production d'électricité. Le revenu réalisé grâce aux GO est calculé en estimant chaque année un prix moyen pour l'électricité GO d'origine hydraulique. Pour chaque centrale, l'énergie tirée des apports naturels est multipliée par le prix GO moyen.

Coûts de commercialisation

Selon l'exemple de Piot (2021), les coûts de commercialisation sont définis comme étant les frais de gestion de l'énergie et les frais de mise en valeur. Sur la base d'analyses réalisées par les auteurs et d'entretiens avec des experts, il est proposé de fixer les coûts de commercialisation à 4 fr./MWh pour les centrales à accumulation et les centrales de pompage-turbinage pur ou mixte et à 2,5 fr./MWh pour les centrales au fil de l'eau.

Application de la méthode pour l'exécution

Aux fins de l'exécution, la méthode de calcul de l'heuristique est mise à disposition de l'OFEN sous forme de tableau.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
1 Einleitung	14
1.1 Ausgangslage.....	14
1.2 Auftrag.....	15
1.3 Vorgehen.....	15
1.4 Struktur.....	17
2 Struktur der Erlösmatrix: Märkte und Kraftwerktypen	18
2.1 Relevante Märkte.....	18
2.2 Relevante Wasserkraftwerk-Typen.....	19
2.3 Erlösmatrix.....	20
3 Detaillierte Erlösberechnung Day-Ahead und Terminmarkt	23
3.1 Grundlegender Ansatz zur Abbildung des Grosshandels.....	23
3.2 Day-Ahead-Markt.....	25
3.3 Terminmarkt.....	30
4 Heuristiken Erlösberechnung	34
4.1 Übersicht.....	34
4.2 Heuristiken.....	34
4.2.1 Day-Ahead-Markt.....	34
4.2.2 Terminmarkt.....	41
4.2.3 Intraday.....	42
4.2.4 Systemdienstleistungen.....	43
4.2.5 Herkunftsnachweise.....	46
4.2.6 Wasserreserve.....	47
4.3 Resultierende Erlösmatrix anhand beispielhafter Kraftwerke.....	48
4.4 Anwendung der Methodik und Erweiterungen.....	50
4.4.1 Behandlung von Kraftwerkserweiterungen.....	50
4.4.2 Behandlung von Kraftwerkskomplexen.....	51
4.4.3 Änderung bei Verwendung von echten Einsatzfahrplänen.....	52
5 Vermarktungskosten	53
6 Synthese	56
6.1 Erlösmatrix.....	56
6.2 Einordnung.....	57
7 Referenzen	60
A Rückmeldungen der Workshops vom 31.05.2023 und 19.07.2023	61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Die Erlösmatrix.....	21
Tabelle 2:	Erlösberechnung.....	21
Tabelle 3:	SDL-Erlösanteile der Kraftwerkstypen	44
Tabelle 4:	Beispielhafte Ausschreibungen auf der Ökostrombörse	47
Tabelle 5:	Erlösmatrix für beispielhafte Kraftwerke mit Heuristik geschätzt (in Mio. EUR), Wasserjahr 2021-22	50
Tabelle 6:	Differenzierung der Vermarktungskosten	53
Tabelle 7:	Aufteilung der Vermarktungskosten entlang der Erlösmatrix.....	54
Tabelle 8:	Erlösmatrix	57

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Gleitende Marktprämie	14
Abbildung 2:	Grundlegendes Vorgehen	16
Abbildung 3:	Vorgehen zur detaillierten Simulation des Grosshandels unter Berücksichtigung anderer Märkte.	23
Abbildung 4:	Beispielverlauf des Preises und Einsatzfahrplans.....	24
Abbildung 5:	Day-Ahead-Preis über den Bewertungszeitraum.....	26
Abbildung 6:	Zuflüsse über den Bewertungszeitraum.....	26
Abbildung 7:	Produktionsprofil eines Speicherkraftwerks im Vergleich zum Day-Ahead-Preis	27
Abbildung 8:	Füllstandsverlauf eines Speicherkraftwerks	27
Abbildung 9:	Kumulative Erlöse eines Speicherkraftwerks.....	28
Abbildung 10:	Base-Preis-Prognose zu Beginn jeden Quartals	29
Abbildung 11:	Füllstandsverlauf bei quartalsweiser Optimierung mit realistischer Prognose	30
Abbildung 12:	Kumulative Erlöse eines Speicherkraftwerks bei quartalsweiser Optimierung mit realistischer Prognose	30
Abbildung 13:	Absicherungskosten eines Speicherkraftwerks über verschiedene Absicherungsstrategien	33
Abbildung 14:	Zusammenspiel der einzelnen Märkte	34
Abbildung 15:	Referenzprofil Füllstand eines Kraftwerks mit mehr Zufluss als Rückhaltekapazität (Heuristik Erlöse Day-Ahead-Markt).....	38

Abbildung 16: Referenzprofil Füllstand eines Kraftwerks mit weniger Zufluss als Rückhaltekapazität (Heuristik Erlöse Day-Ahead-Markt).....	38
Abbildung 17: Wahl der optimalen Fenstergrösse für den Umwälzbetrieb – es wird eine Fenstergrösse von 7 Tagen gewählt.....	39
Abbildung 18: Korrekturfaktor der Day-Ahead-Markterlöse zwischen perfekter Prognose und realistischer Prognose aus EEX-Marktdaten.....	39
Abbildung 19: Genauigkeit der Preis-basierten Heuristik eines Speicherkraftwerks im Vergleich zur Erlösschätzung durch Betriebssimulation.....	40
Abbildung 20: Genauigkeit der Preis-basierten Heuristik eines Pumpspeicherkraftwerks im Vergleich zur Erlösschätzung durch Betriebssimulation.....	40
Abbildung 21: Genauigkeit der Preis-basierten Heuristik eines Umwälzkraftwerks im Vergleich zur Erlösschätzung durch Betriebssimulation.....	41
Abbildung 22: Geschätzte Erlöse des Intraday-Marktes relativ zum Day-Ahead-Markt....	43

Abkürzungen

BFE	Bundesamt für Energie
CHF	Schweizer Franken
DAM	Day-Ahead-Markt
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz
EOM	Energy-only-Markt
EUR	Euro
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
HKN	Herkunftsnachweis
HKSV	Verordnung des UVEK über Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung
HPFC	Hourly Price Forward Curve
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
OTC	“over the counter”
SDL	Systemdienstleistung

1 Einleitung

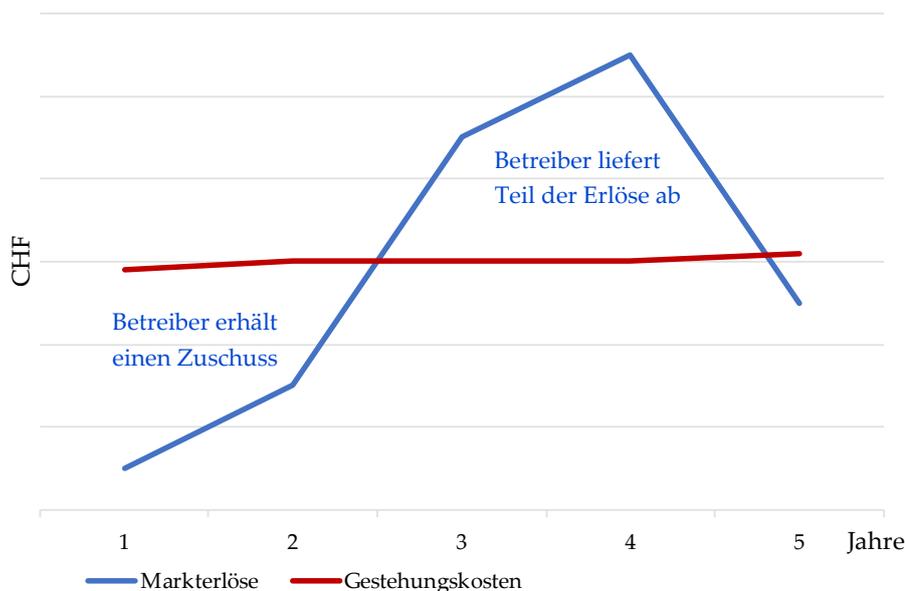
1.1 Ausgangslage

Betreiber von bestehenden Wasserkraftwerken mit mehr als 10 MW erhalten aktuell entsprechend [Art. 30 Abs. 1 EnG](#) vom 30. September 2016 eine Marktprämie für den Strom, den sie auf dem Markt unter den Gestehungskosten verkaufen. Die Marktprämie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen.

Für die Schätzung der Erlösmöglichkeiten bezieht sich die Marktprämie zurzeit auf den Spotmarkt. Bei diesem Ansatz werden die Erlöse anhand des jeweiligen Produktionsprofils und der Spotpreise geschätzt. Erlöse sowohl aus der Flexibilitätsvermarktung als auch aus Intraday- und Terminmarkthandel sowie Herkunftsnachweise und Bewirtschaftungs- und Vermarktungskosten werden bisher nicht berücksichtigt. Daher besteht die Gefahr, dass aufgrund der Verwendung des Spotmarktes als Referenz die Erlöse flexibler Kraftwerke systematisch unterschätzt werden.

Für die Erstellung, erhebliche Erweiterung und Erneuerung von Wasserkraftwerken kann aktuell gemäss [Art. 26 Abs. 1 EnG](#) ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. Als Alternative dazu schlug das Parlament eine **gleitende Marktprämie** vor. Die gleitende Marktprämie sieht einen Vergütungssatz vor, der sich an den Gestehungskosten orientiert und über einen bestimmten Zeitraum garantiert ist (vgl. Artikel 29e E-EnG im Beschluss des Ständerats). Falls die Erlöse eines Kraftwerkbetreibers unter dem Vergütungssatz liegen, erhält dieser die Differenz; falls sie darüber liegen, muss der Betreiber die Differenz an den Netzzuschlagsfonds zurückzahlen (Vgl. **Abbildung 1**)

Abbildung 1: Gleitende Marktprämie



Quelle: Eigene Darstellung

Am Bundesrat liegt es, **Ausführungsbestimmungen** über die Festsetzung der Vergütungssätze einzelner Kraftwerkstypen zu erlassen (vgl. Art. 29e Abs. 5 im Beschluss des

Ständerats). Im Vergleich zur bisherigen Marktprämie soll die gleitende Marktprämie zum einen die Erlöse flexibler Kraftwerke fairer berücksichtigen und zum anderen den Vollzug durch verbesserte Methoden vereinfachen.

1.2 Auftrag

Vor diesem Hintergrund möchte das Bundesamt für Energie (BFE) ein **Konzept zur Abschätzung der Erlösmöglichkeiten für die einzelnen Wasserkraftwerkstypen** entwickeln. Die Umsetzung der gleitenden Marktprämie soll laut dem Pflichtenheft sowohl die flexible Produktion fair berücksichtigen als auch einfach umzusetzen sein. Das BFE hat Swiss Economics gemeinsam mit der Forschungsstelle Energienetze (FEN) der ETH Zürich damit beauftragt, dieses Konzept zu entwickeln.

Dieser Bericht dokumentiert das Konzept, das zum Ziel hat, eine faire Berechnung der Erlöse aus der Stromproduktion von Wasserkraftwerken zu gewährleisten. Hierbei steht ein betont einfacher Umsetzungsansatz im Fokus.

1.3 Vorgehen

Es wird in vier Schritten vorgegangen:

- In einem **ersten Schritt** werden die für die Berechnung **relevanten Märkte**, auf denen Erlöse erzielt werden können, sowie die unterschiedlichen **Typen von Wasserkraftwerken** festgelegt. Es wird ermittelt, welche Märkte pro unterschiedlichem Kraftwerkstyp relevant sind und berücksichtigt werden müssen.
- In einem **zweiten Schritt** wird eine **Methodik** entwickelt, um diese Erlösmöglichkeiten für einzelne Märkte (Day-Ahead-Markt und Terminmarkt) in Abhängigkeit der Charakteristika und technischen Eigenschaften des Kraftwerkes und Kraftwerkstyps detailliert und realitätsnah abzuschätzen. Hierbei liegt zunächst nicht die Einfachheit des Vorgehens, sondern die möglichst präzise und realitätsnahe Abbildung der Erlösmöglichkeiten im Fokus.
- In einem **dritten Schritt** werden dann auf Basis der Ergebnisse möglichst **einfach handhabbare Heuristiken** entwickelt, die zur Schätzung der Erlösmöglichkeiten genutzt werden können.
- In einem **vierten Schritt** werden abhängig von den Märkten, auf denen ein Kraftwerk aktiv ist, die anfallenden **Vermarktungskosten**¹ bei der Erlöserzielung ermittelt. Dadurch wird gewährleistet, dass im Falle einer komplexeren Vermarktung eines Kraftwerks zwar mehr Erlösmöglichkeiten entstehen, aber gleichzeitig auch höhere Kosten bei der Umsetzung dieser Strategie anfallen. Die geschätzten Erlöse abzüglich der Vermarktungskosten ergeben sodann die Nettomarkterlöse.

¹ Mit Vermarktungskosten werden «Energie-Bewirtschaftungskosten und Verwertungskosten Energie-Management» entsprechend Piot (2021) gemeint. In diesem Bericht wird aus Einfachheit rein von Vermarktungskosten gesprochen.

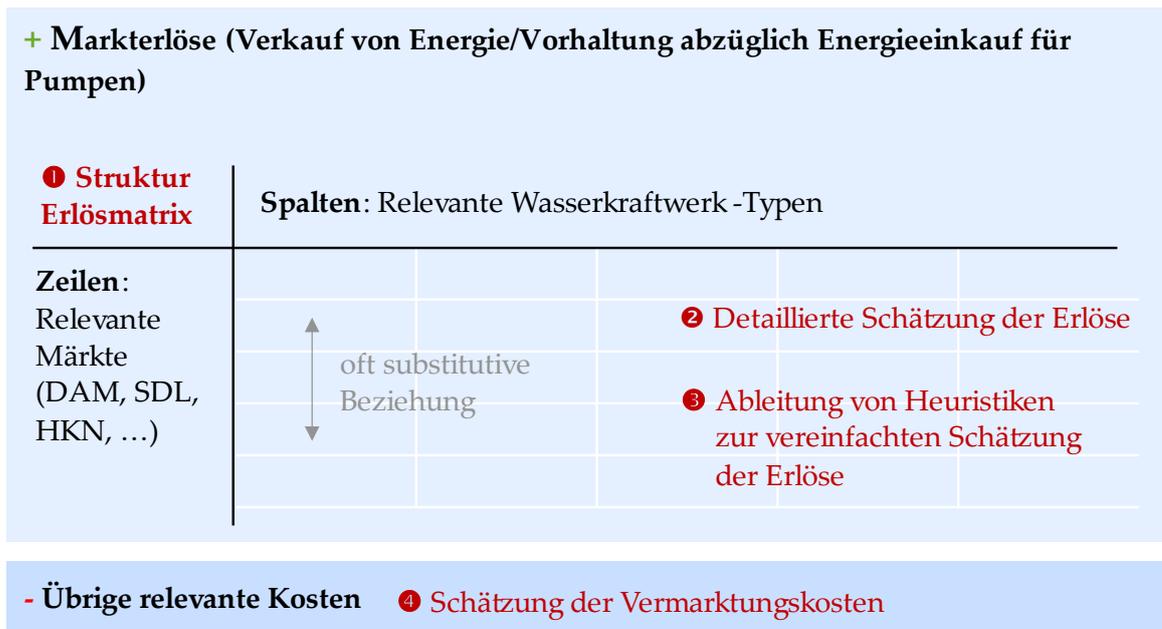
Die entwickelten Heuristiken bilden somit die Grundlage einer möglichst einfachen Methodik, mithilfe derer eine Abschätzung der Markterlöse für die Umsetzung der gleitenden Marktprämie vorgenommen werden kann. Die gezielte Berücksichtigung der Kraftwerkspareparameter und Teilnahme an Märkten gemäss des Kraftwerkstyps ermöglicht eine faire Abschätzung und stellt sicher, dass die Erlöse flexibler wie auch unflexibler Kraftwerke gleichermaßen fair abgebildet werden können.

Abbildung 1 oben zeigt die grundlegende Struktur der gleitenden Marktprämie auf. **Am Ende eines jeden Jahres werden die Markterlöse und Gesteungskosten der einzelnen Kraftwerke geschätzt und je nachdem wie diese ausfallen, erhält der Betreiber die Differenz als Zuschuss oder muss die Differenz abliefern.**

Die im vorliegenden Bericht entwickelte Methodik kann genutzt werden, um die (Netto-) Markterlöse, welche in Abbildung 1 illustriert sind (in blau), zu bestimmen. Die Abschätzung der Gesteungskosten hingegen ist nicht Teil der entwickelten Methodik.

Abbildung 2 fasst das Vorgehen in vier Schritten zusammen.

Abbildung 2: Grundlegendes Vorgehen



Quelle: Eigene Darstellung

Wichtig bei der Schätzung der Erlöse zu beachten ist, dass die unterschiedlichen Märkte häufig eine *substitutive* Beziehung zueinander haben: die gleiche Energie kann nicht mehrfach auf unterschiedlichen Märkten verkauft werden. Daher entstehen häufig mit der Aktivität auf weiteren Märkten zwar zusätzliche Erlösmöglichkeiten, aber auch Opportunitätskosten. Um die entstehenden zusätzlichen Erlöse sowie Opportunitätskosten bei Teilnahme auf einem bestimmten Markt zu beziffern, benötigt es eine Referenz; eine Vermarktung der Energie ohne diesen Markt. Im Folgenden werden wir daher das vollständige Vermarkten der gesamten Energie ausschliesslich auf dem Spotmarkt als Ausgangspunkt nehmen. Wann immer die Aktivität auf einem weiteren Markt substitutiv zur Aktivität auf dem

Spotmarkt ist, werden wir sowohl die zusätzlichen Erlöse wie auch die Opportunitätskosten ausweisen. Wann immer die Aktivität stattdessen *additiv* zu den Erlösen auf dem Spotmarkt ist (hierzu zählen beispielsweise Erlöse aus dem Vermarkten der Herkunftsnachweise), weisen wir nur die zusätzlichen Erlöse aus.

Im Rahmen dieses Projekts fanden zwei Workshops mit Vertretern von Branche, Kantonen und der ElCom statt. Der erste Workshop hatte das Ziel, Feedback zu der Erlösberechnungsmethodik zu erhalten, während im zweiten Workshop die Heuristiken vorgestellt wurden. Die Rückmeldungen wurden von Swiss Economics und der ETH in angemessener Weise berücksichtigt (siehe Anhang).

1.4 Struktur

Dieser Bericht ist entlang des Vorgehens wie folgt gegliedert:

- In Kapitel 2 legen wir die relevanten Märkte und Wasserkraftwerk-Typen fest (Schritt 1);
- In Kapitel 3 führen wir die detaillierte Erlösberechnung für den Day-Ahead-Markt und den Terminmarkt durch und dokumentieren die Ergebnisse (Schritt 2);
- In Kapitel 4 schlagen wir auf Basis der detaillierten Berechnungen Heuristiken vor, die mit geringem Aufwand umsetzbar sind, und vergleichen die Ergebnisse der Heuristiken mit den detaillierten Berechnungen (Schritt 3);
- Kapitel 5 dokumentiert die Schätzung der Vermarktungskosten für die Erzielung dieser Erlöse (Schritt 4)
- Kapitel 6 dokumentiert im Sinn einer Synthese die vorgeschlagene Erlösmatrix.

2 Struktur der Erlösmatrix: Märkte und Kraftwerktypen

2.1 Relevante Märkte

Die Vermarktung von Strom findet auf mehreren Märkten statt. Hierzu zählt zum einen der Schweizer Grosshandel mit dem Schweizer Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt sowie den Schweizer Terminmärkten. Darüber hinaus wird der Markt für Systemdienstleistungen (Primär-, Sekundär-, und Tertiärregelleistung), die strategische Winterreserve, welche 2022 das erste Mal durchgeführt wurde, sowie die Herkunftsnachweise für Wasserkraft berücksichtigt. Neben den Märkten der Schweiz werden für die Absicherung die Terminmärkte anderer europäischer Länder (Deutschland und Frankreich) berücksichtigt.

Die einzelnen Märkte lassen sich wie folgt beschreiben:

- Der **Day-Ahead-Markt (DAM)** ist ein Spotmarkt, auf dem Strom für den nächsten Tag gehandelt wird. Hierbei wird der Strom in einstündigen Intervallen angeboten und gekauft, wobei die Preise durch Angebot und Nachfrage bestimmt werden. Marktteilnehmer können ihre Strommengen für den kommenden Tag vorab handeln und sich so auf die erwarteten Bedingungen einstellen. Dieser Markt ermöglicht eine kurzfristige Planung und Beschaffung von Strom.
- Der **Intraday Markt** zählt ebenfalls zum Spotmarkt. Auf ihm wird Strom in viertelstündlichen und stündlichen Intervallen gehandelt. Dieser Markt ermöglicht es den Marktteilnehmern, kurzfristige Anpassungen an den Strombedarf vorzunehmen, um unvorhergesehene Schwankungen in Angebot und Nachfrage auszugleichen. Der Intraday Markt trägt zur Flexibilität und Effizienz im Stromhandel bei, da er die Möglichkeit bietet, den Strombezug sehr zeitnah an die tatsächliche Nachfrage anzupassen.
- Der **Terminmarkt**, auch als Futures Markt bezeichnet, dient der Absicherung von Strompreisen für zukünftige Zeiträume, die Wochen, Monate oder sogar Jahre im Voraus liegen. Hier können Marktteilnehmer Finanzderivate handeln, die auf den Day-Ahead Preisen basieren. Durch den Terminmarkt können Unternehmen langfristige Preisrisiken minimieren, indem sie Verträge abschliessen, um zukünftigen Strombedarf zu festen Preisen zu decken. Dies trägt zur Stabilität der Planung und Budgetierung bei. Aufgrund der niedrigen Liquidität des Schweizer Terminmarkts wird für die Schätzung der Absicherungserlöse auch die Terminmärkte der europäischen Nachbarländer (insbesondere Deutschland und Frankreich) hinzugezogen.
- Die Bereitstellung von **Systemdienstleistungen (SDL)** für Swissgrid ist eine weitere Erlösmöglichkeit für Wasserkraftwerke. Innerhalb dieser Praxis umfassen SDL verschiedene Regelleistungsprodukte, darunter Primär-, Sekundär- und Tertiärkapazitäten, die für spezifische Zeiträume von wenigen Stunden bis hin zu einer ganzen Woche beschafft werden. Um diese SDL bereitstellen zu können, müssen Wasserkraftwerke Kapazitäten für die Stromerzeugung reservieren, die dann für den regulären Grosshandelsmarkt

nicht mehr verfügbar sind. Dies führt zu Opportunitätskosten in Form von entgangenen Erlösen auf dem Termin- und Day-Ahead-Markt².

- Die **Wasserkraftreserve** stellt eine Absicherung dar, die ausserhalb des regulären Marktbetriebs existiert. Sie darf ausschliesslich in Anspruch genommen werden, um kritische Engpässe zu überbrücken, die vom Markt allein nicht bewältigt werden können. Die Wasserkraftreserve entsteht durch Ausschreibungen, bei denen die Betreiber der Kraftwerke gegen Entgelt zustimmen, Energie bis zu einem festgelegten Zeitpunkt bereitzustellen. Die Elektrizitätskommission (ElCom) hat am 23. August 2022 die Eckpunkte für die Ausschreibung bestimmt und ist auch für die Überwachung verantwortlich. Die Ausschreibung wird von der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid durchgeführt.
- Für jede aus natürlichem Zufluss³ erzeugte Kilowattstunde Strom wird ein **Herkunftsnachweis (HKN)** ausgestellt. Dieses Zertifikat ist vom tatsächlichen Stromfluss entkoppelt und wird als eigenständiges Dokument gehandelt. Der HKN lässt es zu, die Qualität des Stroms zu handeln und weist in Summe aus, wie sich die Stromproduktion in der Schweiz zusammensetzt. Bisher werden Schweizer Herkunftsnachweise nur teilweise über Börsen gehandelt, während ein beträchtlicher Teil direkt ausserbörslich (OTC) gehandelt wird, was die Transparenz der Preise für diese Nachweise einschränkt.
- **Ausländische Märkte** umfassen (mit Ausnahme der Wasserkraftreserve) alle oben genannten Märkte und stellen eine weitere Absatzmöglichkeit dar. Beim Grosshandel sind Schweizer Kraftwerke an den ausländischen Day-Ahead- und Terminmärkten aktiv. Hier sind insbesondere die Terminmärkte im benachbarten Ausland wichtig, da die Schweizer Terminmärkte nicht ausreichend liquide sind, um den Bedarf für Absicherung zu decken. Einschränkungen bestehen bei den ausländischen Märkten für Systemdienstleistungen und ausländische Kapazitätsmärkte.

2.2 Relevante Wasserkraftwerk-Typen

Die Analyse der Erlösmöglichkeiten unterscheidet sich nach der Art des Kraftwerks, da aufgrund der physikalischen Randbedingungen eine andere Bewirtschaftung erfolgt. Die Auswahl der Typen folgt der Struktur der [Statistik der Wasserkraftanlagen](#):

- **Laufwasserkraftwerke**: Nutzung des natürlichen Flusses, keine Rückhaltung oder Pumpen.
- **Speicherkraftwerke**: Speicher am oberen Ende der Kaskade, keine Pumpen. Natürliche Zuflüsse vorhanden.

² Weitere Details zu Systemdienstleistungsprodukten finden Sie in den von Swissgrid verfassten Berichten Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte (2022) oder Überblick Systemdienstleistungen (2020).

³ Diese Herkunftsnachweise bei Wasserkraft werden nur für Strom aus natürlichen Zuflüssen erzeugt. [Artikel 6 der Verordnung des UVEK über Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung \(HKSV\)](#) reguliert die Berechnung der produzierten Elektrizitätsmenge, insbesondere bei der Nutzung von Pumpen zur Stromerzeugung. Dies stellt sicher, dass nur die Strommenge berücksichtigt wird, die aus natürlichen Zuflüssen stammt.

- **Pumpspeicherkraftwerke:** Speicher am oberen und unteren Ende der Kaskade, Pumpen vorhanden. Natürliche Zuflüsse vorhanden.
- **Umwälzkraftwerke:** Speicher am oberen und unteren Ende der Kaskade, Pumpen vorhanden. Keine (oder kaum) natürliche Zuflüsse vorhanden.

Die **Zuordnung** eine Kraftwerksanlage zu den einzelnen Typen ist nicht immer eindeutig möglich:

- Viele Kraftwerkskomplexe bestehen aus **mehreren Stufen**, die in der Statistik der Wasserkraftanlagen unterschiedlichen Typen zugeordnet sind. Der Betrieb und damit die Erlösschätzung muss aber die Kopplung zwischen den Stufen berücksichtigen.
- Der **Unterschied zwischen den einzelnen Typen** ist «fliessend». Beispielsweise ähnelt ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer sehr kleinen Pumpleistung und hohem Zufluss im Betrieb eher einem Speicherkraftwerk. Ist der natürliche Zufluss sehr gering, kann eine Pumpspeicherkraftwerk eher einem Umwälzkraftwerk ähneln.

Um diese Schwierigkeiten zu adressieren, und die **Erlösschätzung robust** gegenüber einer möglicherweise «falschen» Einteilung zu machen, wurden folgende Annahmen bei der Berechnung getroffen:

- Im Prinzip gibt es für die Erlösschätzung nur **eine Berechnungsvorschrift** die identisch für alle Kraftwerkstypen ist. Lediglich die Laufwasserkraftwerke werden in einigen Märkten unterschiedlich gehandhabt und können eindeutig identifiziert werden. Eine Analyse der Auktion der Wasserkraftreserve vom Jahr 2022 hat gezeigt, dass die Teilnahme nur mit Speicherkraftwerken und Pump-Speicherkraftwerken realistisch sind.
- Bei der Erlösschätzung wird zwischen **Speicherbetrieb** (Turbinierung der Energie aus natürlichen Zuflüssen) und **Umwälzbetrieb** (Pumpen und Turbinierung von Wasser zwischen oberem und unterem Speicherbecken) unterschieden. Speicherkraftwerke werden vom Speicherbetrieb dominiert, Umwälzkraftwerke vom Umwälzbetrieb, Pumpspeicherkraftwerke liegen in der Mitte.
- Die Berechnungsvorschrift zur Erlösschätzung berücksichtigt die **physikalischen Parameter**: Pumpen-, Turbinen- und Speichergrosse sowie Zuflussmenge.
- Für Kraftwerksanlagen, die aus **mehreren Stufen** mit unterschiedlichen Charakteristiken bestehen, wird am Ende von Kapitel 4 Möglichkeiten zur Erlösschätzung vorgestellt: die Kraftwerksanlagen können getrennt, aggregiert oder gekoppelt bewertet werden

2.3 Erlösmatrix

Auf Basis der Identifizierung der relevanten Märkte und Kraftwerkstypen kann die Erlösmatrix konstruiert werden. **Tabelle 1** zeigt die aus den relevanten Märkten (siehe Abschnitt 2.2) und relevanten Wasserkraftwerk-Typen (siehe Abschnitt 2.3) resultierende Erlösmatrix der Kombination von Märkten und Kraftwerkstypen. Für jede Kombination ist eingetragen, ob dieser Kraftwerkstyp auf diesem Markt aktiv ist (gekennzeichnet mit einem ✓) oder nicht (gekennzeichnet mit einem ✖). Zudem sind die Kombinationen in diesem zweiten Fall noch rot hinterlegt. Zusätzlich vermerken wir in einzelnen Fällen wichtige

Unterscheidungen. So gilt beispielsweise für Pumpspeicherkraftwerke, dass diese nur das zugeflossene Wasser, aber nicht das gepumpte Wasser, auf dem Markt für Herkunftsnachweise vermarkten können.

Tabelle 1: Die Erlösmatrix

	Laufwasserkraftwerke	Speicherkraftwerke	Umwälzkraftwerke	Pumpspeicher
Day-Ahead Markt	✓	✓	✓	✓
Terminmarkt	✓	✓	✓	✓
Intraday-Markt	✗	✓	✓	✓
Systemdienstleistungen	Vereinzel möglich	✓	✓	✓
Herkunftsnachweise	100% vermarktbar	100% vermarktbar	✗	Nur zugeflossenes Wasser vermarktbar
Wasserkraftreserve	✗	Sehr kleine Speicher können nicht teilnehmen	✗	✓

Quelle: Eigene Darstellung

Die Erlösrechnung über alle Märkte ergibt sich somit als Funktion des Kraftwerkstyps, was die für die Berechnung relevanten Märkte definiert, sowie der Kraftwerks-Parameter. Wie in Abschnitt 1.3 dargelegt, sind zudem einzelne Märkte substitutiv zueinander, da Energie nur einmal verkauft werden kann. Wir nehmen daher als Referenz jeweils die Erlöse, die ein Kraftwerk erzielen würde, wenn es ausschliesslich am Day-Ahead-Markt teilnehmen würde.

Somit ergibt sich die Erlösrechnung über alle Märkte wie in **Tabelle 2** dargestellt.

Tabelle 2: Erlösberechnung

Day-Ahead-Markt (DAM) , (positiver Erlöseffekt), abhängig von Preisverlauf, Kraftwerksparametern, Zuflüssen, Verlauf der Prognosen (Preis und Zuflüsse),
+ Terminmarkt (<i>additiv</i> zu DAM, in Erwartung negativer oder positiver Erlöseffekt), für optionale Absicherung, abhängig von zeitlicher Verteilung;
+ Intraday (<i>additiv</i> zu DAM, in Erwartung positiver Erlöseffekt), abhängig von Preisvolatilität und Kraftwerkstyp;
+ Systemdienstleistung (<i>substitutiv</i> zu DAM, in Erwartung positiver Erlöseffekt), Leistungseinschränkung für DAM, abhängig von Kraftwerkstyp;
+ Wasserkraftreserve (<i>substitutiv</i> zu DAM, positiver Erlöseffekt), Kapazitätseinschränkung für DAM, abhängig von Kraftwerkstyp;
+ Herkunftsnachweise (<i>additiv</i> zu DAM, positiver Erlöseffekt), abhängig von Kraftwerkstyp und Zuflüssen.
= Gesamterlös eines Wasserkraftwerks (Brutto)

Quelle: Eigene Darstellung

Wir weisen jeweils für jeden Markt aus, ob die dort erzielten Erlöse auch Opportunitätskosten verursachen («substitutiv») oder nicht («additiv»). Zudem geben wir die erwarteten Erlöseffekte an. So sollte beispielsweise eine Teilnahme am Markt für Regelleistung oder an der Wasserkraftreserve in Erwartung einen positiven Gesamteffekt auf die Erlöse haben, da die Teilnahme hier freiwillig ist und somit rationale Kraftwerksbetreiber nur bei in

Erwartung zusätzlichen, positiven Erlösen teilnehmen werden. Ähnliches gilt bei Herkunftsnachweisen, deren Erlöse additiv wirken, da hier keine Opportunitätskosten entstehen. Die Teilnahme am Terminmarkt hingegen kann in Erwartung auch einen negativen Effekt auf die Erlöse haben, da die Preiserwartungen zum Zeitpunkt des Handelns am Terminmarkt unterhalb der später realisierten Spotmarktpreise liegen können – in diesem Fall würde der Kraftwerksbetreiber einen höheren Erlös erzielen, wenn er nicht am Terminmarkt aktiv wäre.

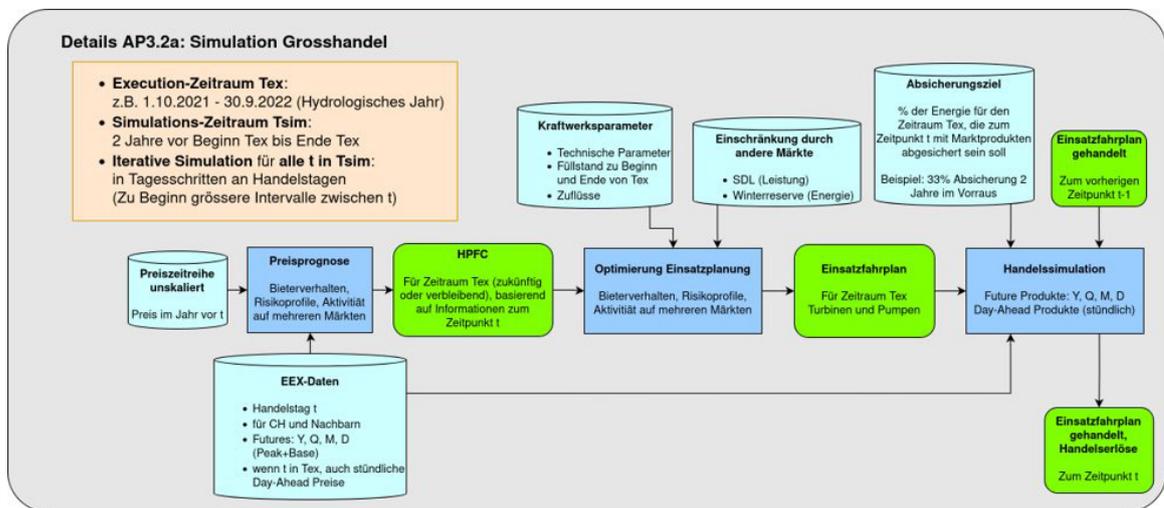
3 Detaillierte Erlösberechnung Day-Ahead und Terminmarkt

Die Erlösmodellierung zielt darauf ab, die Einnahmen aus Schweizer Wasserkraftwerken realistisch vorherzusagen. Dabei sollen nicht nur Verkäufe am Day-Ahead-Markt betrachtet werden, sondern sämtliche relevante Einnahmequellen. Abschnitt 3.2 gibt eine Übersicht über die berücksichtigten Einnahmeströme aus der Optimierung vom Day-Ahead-Markt und Abschnitt 3.3 über den Terminmarkt.

3.1 Grundlegender Ansatz zur Abbildung des Grosshandels

Die Haupteinnahmequelle für die meisten Wasserkraftwerke der Schweiz stellt der Grosshandel mit Energie dar, der den Day-Ahead-Markt und den Terminmarkt umfasst. **Abbildung 3** zeigt das prinzipielle Vorgehen bei der detaillierten Simulation des Grosshandels.

Abbildung 3: Vorgehen zur detaillierten Simulation des Grosshandels unter Berücksichtigung anderer Märkte.



Quelle: Eigene Darstellung

Der Ablauf ist dabei wie folgt:

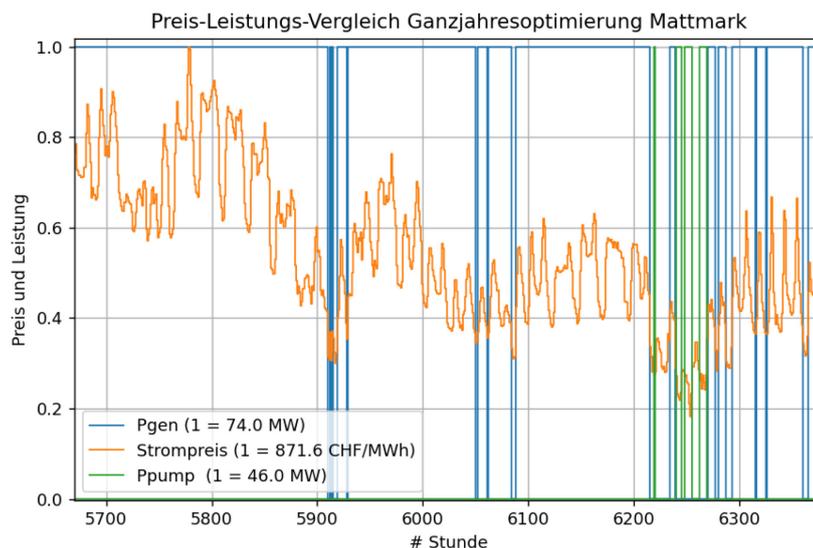
- Der Bewertungszeitraum der Erlösmöglichkeit ist ein vorgegebenes Intervall, welches als das Wasserjahr gewählt wird (1. Oktober bis 30. September des Folgejahres).
- Der Einsatzfahrplan der Wasserkraftwerke wird rollierend über einen Simulationszeitraum getroffen, der den Bewertungszeitraum umfasst, sowie ein Absicherungszeitraum. In der Studie werden Absicherungszeiträume bis zu 2 Jahre vor Beginn des Bewertungszeitraumes betrachtet.
- Für jede Iteration werden folgende Schritte durchgeführt:
 - Erstellen einer Preisprognose für den Bewertungszeitraum (Hourly Price Forward Curve, HPFC). Für das Erstellen der HPFC wird der historische Preisverlauf der letzten 8760 Stunden als Ausgangsbasis genommen und anschliessend mit der Terminmarkterwartung für die nächsten 12 Monate skaliert. Dabei variiert die zeitliche Auflösung der Skalierung je nach Verfügbarkeit der Terminmarktprodukte (Tages- und

Wochenprodukte für die bevorstehenden Tage, Monats- und Quartalsprodukte für längere Horizonte).

- Optimierung des Einsatzfahrplans anhand der HPFC, der Kraftwerkparameter und unter Berücksichtigung der Einschränkungen durch andere Märkte (zum Beispiel Leistungsvorhaltung für SDL).
- Handelssimulation von Terminmärkten und (während des Bewertungszeitraums) des Day-Ahead-Markts, um den aktuellen Einsatzfahrplan möglichst gut abzubilden.
- Die Iterationen erfolgen vor Beginn des Bewertungszeitraumes in grösseren Schritten, je nach Verfügbarkeit der Terminmarktprodukte. Nach Beginn des Bewertungszeitraumes wird die Iteration in Tagesschritten vorgenommen.
- Die Erlöse aus Terminmärkten und Day-Ahead-Markt werden über den Simulationszeitraum summiert. Dabei kommt es bei grossen Änderungen der Preisprognosen (HPFC) über den Simulationszeitraum auch zur Korrektur des Einsatzfahrplans und in der Folge zu entsprechenden Käufen oder Verkäufen.
- Die Erlöse aus den Intraday-Märkten werden nicht detailliert simuliert, sondern anhand des finalen Einsatzfahrplans und der Preisfluktuationen im Verlauf jedes Handelstages geschätzt.

Abbildung 4 zeigt beispielhaft den resultierenden finalen Einsatzfahrplan eines Pumpspeicherkraftwerks über 4 Wochen. Es ist erkennbar, dass tendenziell zu hochpreisigen Zeiten produziert und zu niederpreisigen Zeiten gepumpt wird.

Abbildung 4: Beispielverlauf des Preises und Einsatzfahrplans.



Dargestellt ist ein beispielhafter Einsatzplan für Pumpen und Turbinieren über 4 Wochen.

Quelle: Eigene Darstellung

3.2 Day-Ahead-Markt

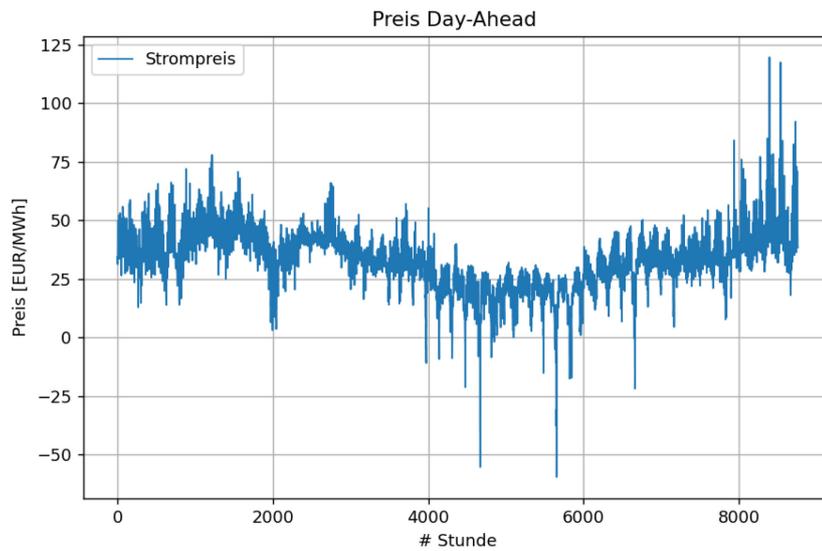
Am Day-Ahead-Markt wird Energie zu stundenscharfen Preisen gehandelt. Zur Simulation der Erlöse über den Bewertungszeitraum (das jeweilige Wasserjahr) wird in zwei Schritten vorgegangen, wobei einmal eine perfekte Preisprognose und einmal eine realistische Preisprognose unterstellt wird.

Erlöse mit perfekter Preisprognose

Die Erlöse mit perfekter Preisprognose werden wie folgt ermittelt:

- Zur Einsatzplanung wird das Simulations- und Optimierungstool FlexECO (entwickelt an der Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich) verwendet.
- Die Strompreise werden bei dieser Analyse nicht modell-endogen ermittelt, sondern als Eingangsdaten zur Verfügung gestellt (**Abbildung 5**). Weitere Eingangsdaten sind die Zuflüsse (**Abbildung 6**) und die Kraftwerksparameter.
- Formulierung eines Optimierungsproblems mit einer Variable für Füllstand, Turbinenleistung und Pumpenleistung für jede Stunde.
- Maximaler und minimaler Füllstand werden auf 95% bzw. 5% der nominellen Kapazität gesetzt. Der Füllstand zu Beginn und Ende des Wasserjahres wird dem maximalen Füllstand gleichgesetzt.
- Modellierung der zeitlichen Kopplung der Füllstände durch Zuflüsse, unter Berücksichtigung von Durchflussrate und Leistung der Turbinen und Pumpen.
- SDL schränken die minimalen und maximalen Leistungen von Turbinen und Pumpen ein (Leistungsvorhaltung). Bei der Wasserkraftreserve werden die minimalen Füllstände zeitweise erhöht.
- Zielfunktion der Optimierung ist die Maximierung der Erlöse unter Verwendung des Day-Ahead-Preises des Bewertungszeitraums. Diese Preise sind eigentlich erst ex-post verfügbar, werden hier aber als bekannt angenommen.
- Das Ergebnis der Optimierung ist eine Einsatzplanung, bei der die Produktion möglichst zu hohen Preisen erfolgt (**Abbildung 7**).
- Die maximalen und minimalen Füllstände werden eingehalten (**Abbildung 8**), der Verlauf hängt aber von der Preisverteilung ab.
- Die Erlöse stellen eine **obere Grenze der Erlöse** dar, die am Day-Ahead-Markt erzielt werden können (**Abbildung 9**).

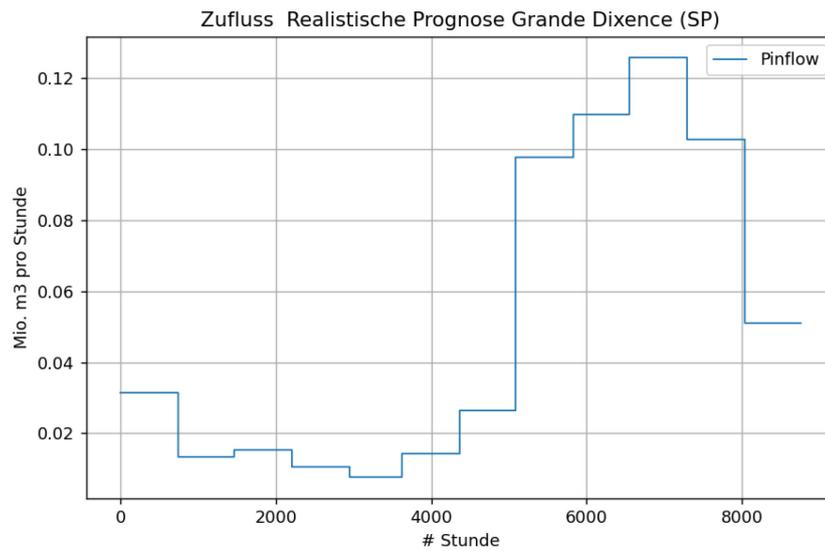
Abbildung 5: Day-Ahead-Preis über den Bewertungszeitraum



Bewertungszeitraum Wasserjahr 2019-20

Quelle: Eigene Abbildung

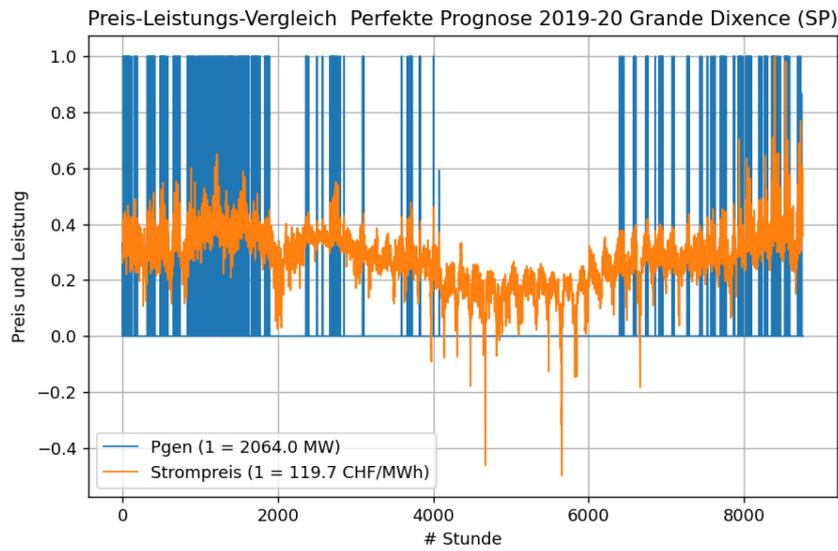
Abbildung 6: Zuflüsse über den Bewertungszeitraum



Bewertungszeitraum Wasserjahr 2019-20

Quelle: Eigene Darstellung

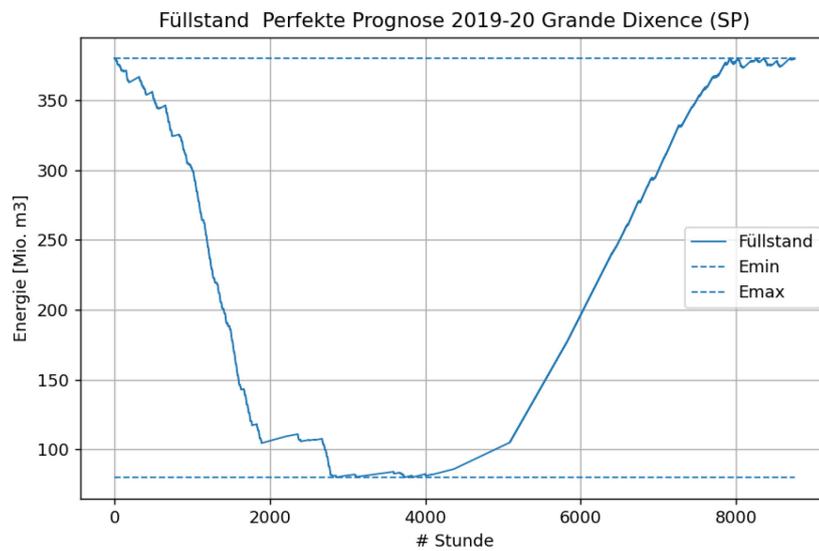
Abbildung 7: Produktionsprofil eines Speicherkraftwerks im Vergleich zum Day-Ahead-Preis



Bewertungszeitraum Wasserjahr 2019-20

Quelle: Eigene Darstellung

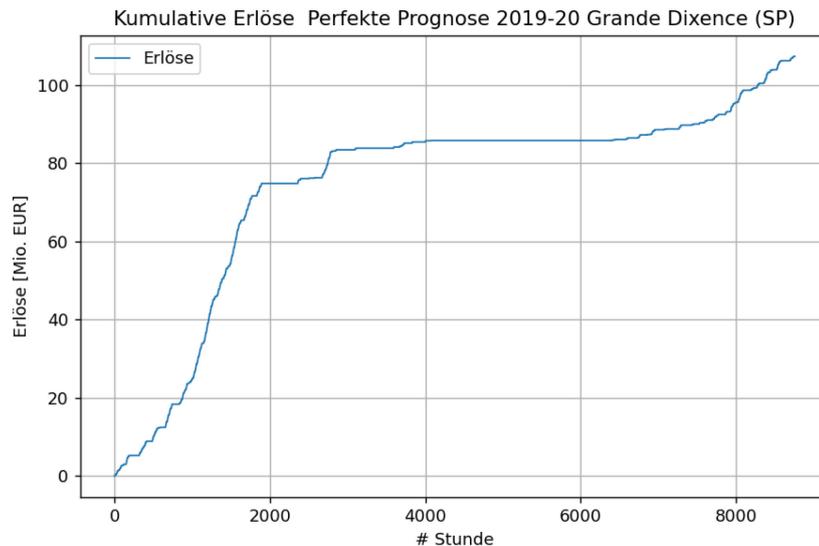
Abbildung 8: Füllstandsverlauf eines Speicherkraftwerks



Bewertungszeitraum Wasserjahr 2019-20

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 9: Kumulative Erlöse eines Speicherkraftwerks



Bewertungszeitraum Wasserjahr 2019-20

Quelle: Eigene Darstellung

Realistische Preisprognose

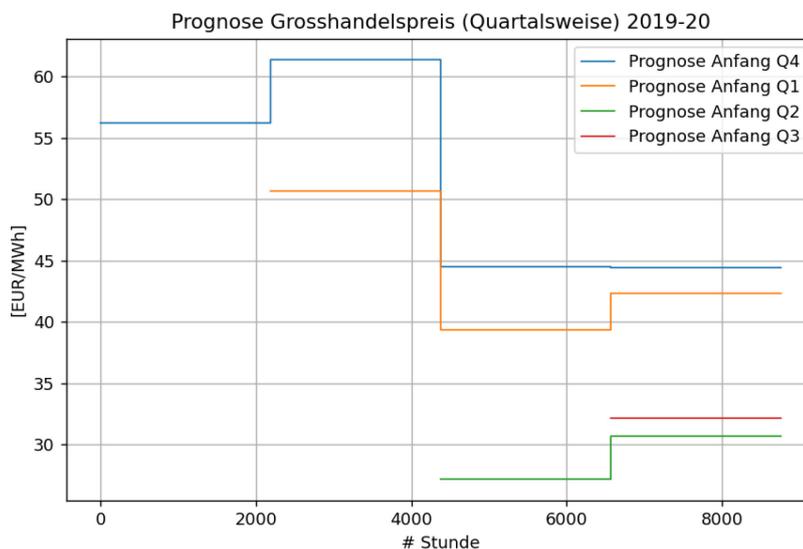
In der Realität sind die Day-Ahead-Preise nicht perfekt vorhersagbar. Der erwartete Verlauf kann sich über das Jahr mehrfach ändern. Dieser Effekt muss berücksichtigt werden, da Entscheidungen zu Beginn des Jahres zum Beispiel die verfügbare Wassermenge zum Jahresende beeinflussen. Dazu wird die Simulation wie folgt erweitert, um eine realistischere Erlösschätzung zu ermöglichen:

- Die aktuelle Erwartung des Marktes ist durch den Preis der entsprechenden Terminmarktprodukte wiedergegeben. Diese reichen von Tages-, Wochen-, Monats-, Quartals- und Jahresprodukte. Tagesprodukte sind nur für nächste 1 bis maximal 2 Wochen verfügbar, Quartalsprodukte ein Jahr im Voraus, Jahresprodukte mehrere Jahre im Voraus. Die Schweizer Produkte enthalten Base-Produkte für den Durchschnittspreis des entsprechenden Zeitraums. Ausländische Produkte (Deutschland, Frankreich) enthalten ausserdem Peak-Produkte (wochentags 8-20 Uhr).
- Für die Simulation der Day-Ahead-Erlöse mit realistischer Preisprognose werden die Schweizer Quartalsprodukte verwendet. In **Abbildung 10** ist beispielsweise erkennbar, dass der erwartete Preis für das Quartal Q2 (Stunde 4380 bis 6570) von zunächst knapp 45 EUR/MWh zu Beginn des Jahres auf knapp 40 EUR/MWh und später 27 EUR/MWh sinkt.
- Für die Simulation wird zu Beginn jedes Quartals eine Optimierung des verbleibenden Wasserjahres vorgenommen. Anstelle der perfekten Preisprognose wird die aktuelle Prognose der Terminmärkte übernommen (**Abbildung 10**).
- Der Preis wird dabei über jedes Quartal als konstant angenommen und nicht weiter variiert. Da dieser Optimierungsschritt nur dazu dient, die Zielfüllstände für jedes Quartal zu ermitteln, wird keine Variation der Preisprognose vorgenommen.

Dieses Vorgehen enthält implizit die Annahme, dass sich die relative Preisvolatilität zwischen den Quartalen nicht signifikant unterscheidet.

- Bei der quartalsweisen Simulation wird der aktuelle Füllstand als Anfangsfüllstand übernommen, der finale Füllstand bleibt gleich (95% der verfügbaren Kapazität).
- Die so ermittelten Zwischenfüllstände zu Ende jedes Quartals dienen nun als Referenz einer detaillierten Simulation des Day-Ahead-Marktes für das einzelne Quartal, wobei eine perfekte Prognose für diesen Zeitraum unterstellt wird.
- Die Erlöse sind dabei immer geringer als bei einer perfekten Prognose. **Abbildung 11** und **Abbildung 12** zeigen den angepassten Verlauf des Speicherfüllstands und der kumulativen Erlöse. Für das Beispiel sind die Jahreserlöse von 107.4 Mio. EUR auf 95.5 Mio. EUR gesunken. Dieser Korrekturfaktor (im Beispiel 89%) kann je nach Verlauf der Prognosen erheblich variieren.
- Das Vorgehen kann mit einer feineren zeitlichen Granularität erweitert werden, indem anstelle der Quartalschritte auch monats- oder tageweise vorgegangen wird. Untersuchungen haben aber gezeigt, dass bei Speicherkraftwerken vor allem das Verhalten über den Jahresverlauf den Korrekturfaktor beeinflusst, und ein Wechsel von Quartalschritten auf kleinere Intervalle das Ergebnis der Erlösschätzung nur wenig beeinflusst.

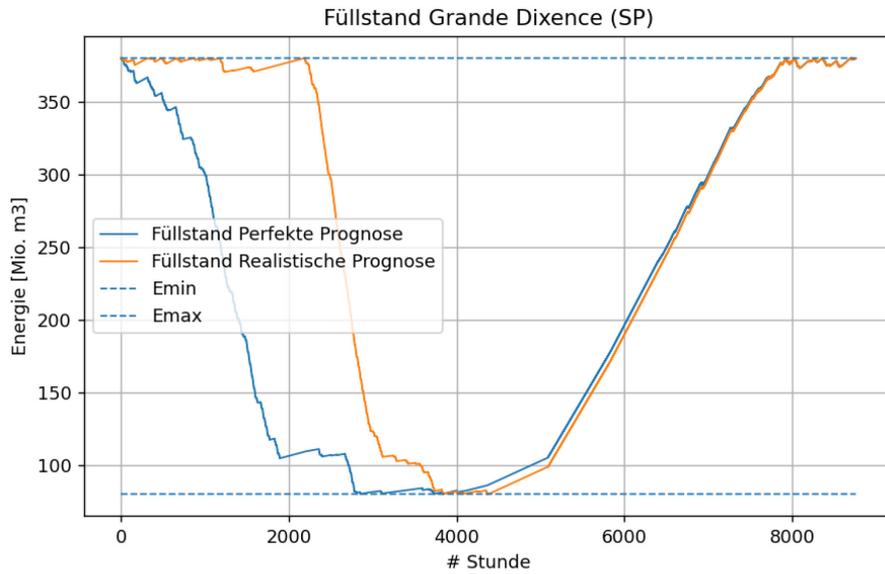
Abbildung 10: Base-Preis-Prognose zu Beginn jeden Quartals



Bewertungszeitraum Wasserjahr 2019-20

Quelle: Eigene Darstellung

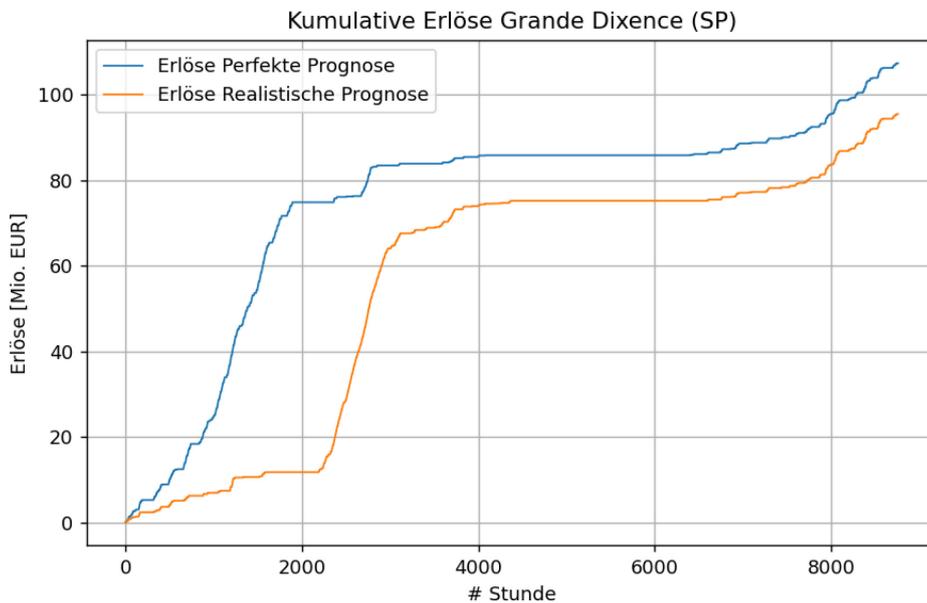
Abbildung 11: Füllstandsverlauf bei quartalsweiser Optimierung mit realistischer Prognose



Bewertungszeitraum Wasserjahr 2019-20

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 12: Kumulative Erlöse eines Speicherkraftwerks bei quartalsweiser Optimierung mit realistischer Prognose



Bewertungszeitraum Wasserjahr 2019-20

Quelle: Eigene Darstellung

3.3 Terminmarkt

Die Frage, ob der Terminmarkt in die Modellierung der Erlösmöglichkeiten von Wasserkraftwerken einbezogen werden sollte, erfordert eine kurze Diskussion. Grundsätzlich

stehen zwei Optionen zur Verfügung: Erstens die Integration des Terminmarkts unter Annahme einer Absicherungsstrategie für Wasserkraftwerke, und zweitens die Nichtbeachtung des Terminmarkts.

Die erste Option umfasst den Verkauf von Energie am Terminmarkt und setzt eine repräsentative Absicherungsstrategie für die Erlöse voraus. Ein solcher Ansatz könnte beispielsweise auf einer Aufteilung von 1/3 - 1/3 - 1/3 basieren: Ein Drittel der Energie wird für drei Jahre im Voraus verkauft, ein weiteres Drittel für zwei Jahre im Voraus und das letzte Drittel im gleichen Jahr.

In dieser Ausführung wäre die Volatilität der Marktprämie vergleichsweise gering, da die Erlöse auf den Preisen der nächsten drei Jahre basieren würden. Ein solcher Ansatz bewegt sich näher am Industriestandard als die zweite Option.

Die zweite Möglichkeit schlägt vor, den Terminmarkt bei der Erlösberechnung zu vernachlässigen. In diesem Fall würde keine Absicherung durchgeführt und das Kraftwerk würde die Energie kontinuierlich am Day-Ahead-Markt verkaufen. Dies könnte zu einer höheren Volatilität des Umsatzes und damit auch zu einer höheren Volatilität der gleitenden Marktprämie führen. Allerdings würden die Kosten für die Absicherung des Kraftwerks sowie für die Hinterlegung von Margin Calls bei steigenden Preisen entfallen.

In unserer Erlösberechnung wird der Terminmarkt einbezogen.

Berechnungsmethode

Für die Bewertung der Erlösmöglichkeiten sollen verschiedene Absicherungsstrategien untersucht werden, da diese auch in der Praxis zum Einsatz kommen. Dabei wurde wie folgt vorgegangen:

- Bei der Absicherung handelt es sich um den Verkauf der zugeflossenen Energie am Terminmarkt, bevor der Bewertungszeitraum (das jeweilige Wasserjahr) beginnt. Reine Umwälzkraftwerke haben keinen Zufluss und damit auch keine Absicherungskosten. Ziel ist dabei, Sicherheit bezüglich der Erlöse zu schaffen und weniger den Preisschwankungen des Day-Ahead-Marktes ausgesetzt zu sein.
- Der Verkauf erfolgt mit den jeweiligen Produkten der schweizerischen und ausländischen Terminmärkte. Dabei stehen Tages, Wochen, Monat und Jahresprodukte zur Verfügung, entweder als Base-Variante (konstante Lieferung über den Zeitraum) oder als Peak-Variante (Lieferung wochentags von 8:00 – 20:00, z.B. in Deutschland und Frankreich verfügbar).
- In der Praxis werden die aus dem Handel resultierenden Einsatzfahrpläne bis zum Tag vor der Ausführung durch Käufe und Verkäufe an Terminmärkten und dem Day-Ahead-Markt laufend angepasst, um dem jeweiligen Zielprofil zu entsprechen.

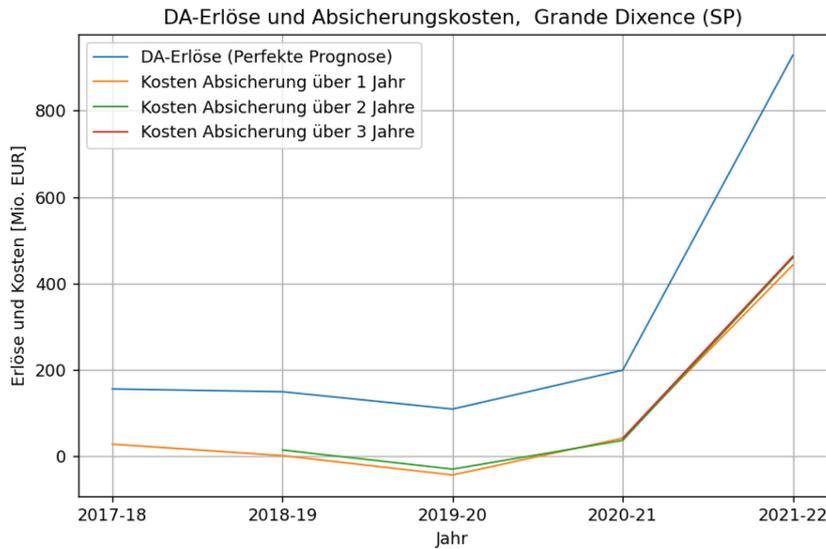
Für die Simulationen wurden folgende Absicherungsstrategien gewählt:

- Der Lieferzeitraum ist das Wasserjahr (1.Okt. YY bis 30. Sep. YY+1)

- Der Preis des Lieferzeitraums wird als Mischpreis gebildet, bestehend aus den Q4-Preisen des ersten Jahres (25% YY) und den Preisen des Q1 bis Q3 des zweiten Jahrs (75% YY+1). Bei langen Absicherungshorizonten sind die Quartalspreise zum Teil noch nicht verfügbar und werden durch Jahrespreise approximiert.
- Der Verkauf erfolgt über einen **Handelszeitraum von 12 Monaten**, jeweils von Oktober bis September. Dabei wird der **Durchschnitt der Terminmarktpreise** für den Absicherungszeitraum gebildet.
- Insgesamt werden **vier Absicherungsszenarien** (0-3 Jahre) untersucht:
 1. Keine Absicherung
 2. Absicherung 1 Jahr im Voraus:
Verkauf 100% im Handelszeitraum Oktober YY-1 bis September YY
 3. Absicherung bis 2 Jahre im Voraus:
Verkauf 50% im Handelszeitraum Oktober YY-2 bis September YY-1,
Verkauf 50% im Handelszeitraum Oktober YY-1 bis September YY
 4. Absicherung bis 3 Jahre im Voraus:
Verkauf 33.3% im Handelszeitraum Oktober YY-3 bis September YY-2,
Verkauf 33.3% im Handelszeitraum Oktober YY-2 bis September YY-1,
Verkauf 33.3% im Handelszeitraum Oktober YY-1 bis September YY
- Als Absicherungsmenge wird als Referenz für 100% die erwartete Zuflussenergie verwendet, gemäss der durchschnittlichen Produktion der letzten 10 Jahre, soweit verfügbar. Es werden in der Berechnung nur 80% abgesichert, um das Risiko von Ersatzbeschaffungen bei Minderproduktion zu reduzieren.
- Um die Kosten (beziehungsweise Erlöse) der Absicherung zu bestimmen, werden folgende Geldflüsse berücksichtigt:
 - **(A) Erlöse durch Verkauf auf dem Terminmarkt** gemäss Absicherungsstrategie (Absicherungsmenge * Durchschnittspreis des jeweiligen Absicherungsintervalls).
 - **(B) Kosten für Kauf auf dem Day-Ahead-Markt** des Bewertungszeitraumes. Nach Abschluss aller Transaktionen am Terminmarkt und Day-Ahead-Markt muss die Liefermenge mit dem Einsatzfahrplan übereinstimmen. Da die Day-Ahead-Erlöse separat ermittelt werden (Abschnitt 4.2), wird in der Berechnung die gesamte am Terminmarkt abgesicherte Menge am Day-Ahead-Markt zurückgekauft (gesamte Absicherungsmenge * Durchschnittspreis Day-Ahead-Markt). In der Praxis wird der Kauf nur dann vollzogen, wenn es zur Erreichung des gewünschten Einsatzprofils notwendig ist.
 - Die Differenz (A) - (B) sind die **effektiven Kosten der Absicherung**. Sie vergleicht die Gesamteinnahmen mit dem Fall, dass keine Absicherung vollzogen wird.
- **Abbildung 13** illustriert die effektiven Kosten der verschiedenen Absicherungsstrategien eines Speicherkraftwerks über 1-3 Jahre im Vergleich zu den Day-Ahead Erlöse mit perfekter Prognose. Negative Kosten entsprechen effektiven Erlösen aus der Absicherung, welche bei sinkenden Preisen entstehen. In den Jahren 2017 bis 2021 sind im

Vergleich zu den Day-Ahead Erlösen geringe Kosten oder Gewinne aus der Absicherung entstanden. Im Jahre 2021-22 waren die Absicherungskosten sehr hoch, da die Preise am Day-Ahead Markt, anders als im Terminmarkt erwartet, angestiegen sind.

Abbildung 13: Absicherungskosten eines Speicherkraftwerks über verschiedene Absicherungsstrategien



Vergleich zu DA-Erlösen, Wasserjahre 2017-18 bis 2021-22

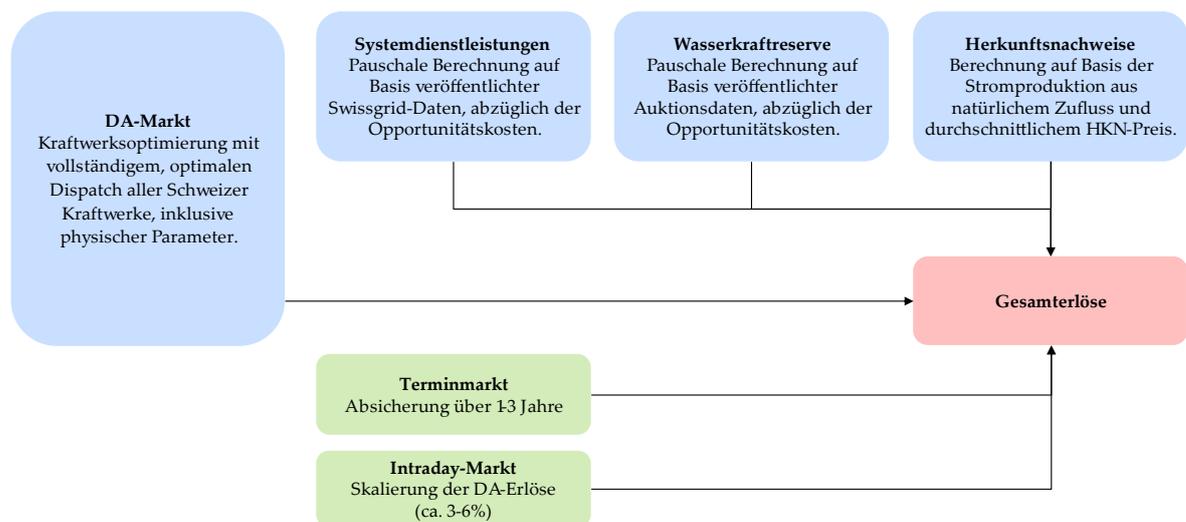
Quelle: Eigene Darstellung

4 Heuristiken Erlösberechnung

4.1 Übersicht

Im vorherigen Abschnitt haben wir die präzise Berechnung der Erlösmöglichkeiten sowohl vom Day-Ahead- als auch vom Terminmarkt vorgestellt. Da unser Schwerpunkt auf einer einfachen Berechnungsmethode liegt, haben wir für die Erlösmöglichkeiten praktische Heuristiken entwickelt. Diese Heuristiken wurden auch für die übrigen Märkte entwickelt. In **Abbildung 14** wird die Interaktion der verschiedenen Märkte veranschaulicht und eine Zusammenfassung der Heuristiken gezeigt. Im folgenden Abschnitt des Kapitels werden die detaillierten Berechnungen erläutert.

Abbildung 14: Zusammenspiel der einzelnen Märkte



Quelle: Eigene Darstellung

4.2 Heuristiken

4.2.1 Day-Ahead-Markt

Der Handel am Day-Ahead-Markt stellt die Haupteinnahmequelle der Wasserkraftwerke dar. Die in Abschnitt 3.2 beschriebene Berechnung des Einsatzfahrplanes erfordert die Formulierung und Lösung eines Optimierungsproblems, welches die Kraftwerksparameter, die Day-Ahead-Preise sowie die unsicheren Preisprognosen berücksichtigt.

Für den Vollzug der gleitenden Marktprämie ist es wünschenswert, einen einfachen Ansatz zur Verfügung zu haben, der die realistischen Erlöse hinreichend genau schätzt, ohne eine Optimierung vornehmen zu müssen.

Es wird ein einheitlicher Ansatz für Speicher-, Pumpspeicher und Umwälzkraftwerke verwendet, der folgende Schritte umfasst:

- Der monatliche Speichereinsatz wird auf Basis von zwei Referenzprofilen erstellt – eins für den monatlichen Füllstand und eins für die zeitliche Verteilung der Zuflussmenge.

- Die Wahl des Referenzprofils für den monatlichen Füllstand ist nicht einfach. Ziel ist es, eine nachvollziehbare saisonale Bewirtschaftung zu simulieren. Einerseits könnte das tatsächlich Füllstandsprofil des individuellen Kraftwerks erhoben werden. Allerdings kann dadurch die individuelle Betriebsstrategie des Kraftwerks die Erlösschätzung beeinflussen und das Ergebnis verzerren. Andererseits bietet sich die Verwendung eines durchschnittlichen Schweizerischen **Füllungsgrades der Speicherseen** an, der auch nach Teilregion (Wallis, Graubünden, Tessin, Rest) differenziert sein kann. Dabei würde aber durch den Portfolioeffekt das Kraftwerk nicht vollständig gefüllt oder entleert werden. Diese Abweichung von der Praxis würde dazu führen, dass die Erlöse systematisch unterschätzt werden. Als Kompromiss zwischen Unabhängigkeit von der Betriebsstrategie und der Vermeidung der systematischen Erlösunterschätzung wird vorgeschlagen das durchschnittliche Füllstandsprofil der jeweiligen Teilregion zu skalieren, indem die Variation zwischen 5% und 95% Füllstand erfolgt.
- Für die zeitliche Verteilung der Zuflussmenge wird dabei ein Referenzprofil unterstellt (Beispiel siehe **Abbildung 6**). Für den Vollzug wird empfohlen, die individuelle **zeitliche Zufluss-Verteilung des jeweiligen Kraftwerks** zu erheben, oder zumindest ein regionales Referenzprofil des jeweiligen Teilgebiets (Wallis, Graubünden, Tessin, Rest) zu verwenden. Analog sollte bei Laufwasserkraftwerken die tatsächliche Durchflussmenge erhoben werden.
- Die Erlöse aus Speicherbetrieb und Umwälzbetrieb und werden getrennt ermittelt
- Für die **Erlöse aus Speicherbetrieb** wird in Zeitschritten von einem Monat vorgegangen:
 - Bestimmung eines **Referenzfüllstands** des Kraftwerks zum Monatsende:
 - Dazu wird der durchschnittliche prozentuale Füllstand der Schweizer Speicherseen (**Abbildung 15**) multipliziert mit der Speicherkapazität des Kraftwerkes.
 - Ist der Leerungsfaktor (Quotient aus Zuflussenergie und Speicherkapazität) des Kraftwerks kleiner als 1 (zum Beispiel bei Pumpspeichern mit geringem Zufluss, die eher einem Umwälzkraftwerk ähneln) wird die für den Speicherbetrieb verwendete Speicherkapazität entsprechend reduziert (siehe **Abbildung 16**), indem die untere Speichergrenze angehoben wird. Das damit für die saisonale Bewirtschaftung verfügbare Speichervolumen ist das Produkt aus Leerungsfaktor und der Gesamtspeicherkapazität. Das Wasser unterhalb der Speichergrenze steht weiterhin für den Umwälzbetrieb zur Verfügung.
Es ist anzumerken, dass es nur wenige (Pump-)Speicherkraftwerke gibt, die nicht ausreichende Zuflüsse für eine jährliche Füllung haben. Diese Reduktion erfolgt also vor allem für Umwälzkraftwerke.
 - Durch diesen Ansatz wird ein fließender Übergang zwischen Kraftwerken mit viel Zufluss (Referenz **Abbildung 15**), Pumpspeicherkraftwerken mit teilweisem Zufluss (**Abbildung 16**) und reinen Umwälzkraftwerken ohne Zufluss (100% Füllstandreferenz zum Ende jedes Monats) erreicht.

- Bestimmung der Anzahl **Produktionsstunden** des Monats aus der zugeflossenen Energie des Kraftwerks und der Füllstanddifferenz des Monats (N1 Stunden)
- Sortierung der Day-Ahead-Preise des ganzen Monats
- Produktion zu den N1 Stunden mit den höchsten Preisen
- Die Erlöse ergeben sich als Summe des Produkts aus elektrischer Turbinenleistung und dem Preis der N1 Stunden
- Wiederholung bis zum Jahresende
- Für die **Erlöse aus Umwälzbetrieb** wird über einen kürzeren Zeithorizont (7 Tage) vorgegangen:
 - Sortierung der verbliebenen Day-Ahead-Preise des Monats, in denen keine Produktion für den Speicherbetrieb stattfindet
 - Bestimmung der Anzahl **Produktionsstunden** (N2 Stunden) und **Pumpstunden** (N3 Stunden) unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads und des Preisspreads
 - Produktion zu N2 hochpreisigen Stunden
 - Pumpen zu N3 niederpreisigen Stunden
 - Die Erlöse ergeben sich aus den Produktionserlösen, abzüglich der Pumpkosten (Summierung des Produkts aus elektrischer Turbinen-/Pumpenleistung und dem Preis der N2/N3 Stunden)
 - Wiederholung bis zum Monatsende und Wiederholung für alle Monate
- Die **Genauigkeit** der Preis-basierten Erlösschätzung im Vergleich zur Erlösschätzung durch Optimierung ist in den **Abbildung 19, Abbildung 20 und Abbildung 21** dargestellt. In beiden Varianten wird die monatliche Gesamtproduktion durch die Referenzprofile für den Füllstand und die Zuflüsse bestimmt, einmal aber durch eine Betriebssimulation und Optimierung innerhalb des Monats unter Berücksichtigung aller Randbedingungen, und einmal durch die rein preisbasierte Heuristik. Je nach Kraftwerkstyp beträgt der Fehler nahezu 0% (Speicherkraftwerke) bis hin zu etwa +/- 10% (Umwälzkraftwerke). Pumpspeicherkraftwerke liegen mit der Abweichung dazwischen.

Laufwasserkraftwerke produzieren dauerhaft zum Durchschnittspreis jeden Tages, je nach verfügbarer Wassermenge. Die verfügbare Wassermenge folgt einem ähnlichen Profil wie der Zufluss. Es wird empfohlen, die individuelle zeitliche Verteilung der Zuflüsse des jeweiligen Laufwasserkraftwerks zu erheben. Ist diese Messung nicht vorhanden, kann ein Messprofil der gleichen Region erhoben werden und mit der Jahresproduktion des Laufwasserkraftwerks skaliert werden.
- In der Realität können die Betreiber nicht alle Angebote wie geplant am Day-Ahead-Markt unterbringen. Um diesen Effekt zu berücksichtigen, erfolgt die Abschätzung eines **Korrekturfaktors für Prognoseunsicherheiten**:
 - Gründe sind vor allem Unsicherheiten der kurzfristigen Preisprognose. Fallen die Preise zum Beispiel geringer aus als erwartet, wird zum geplanten Grenzpreis weniger Energie abgesetzt. Die Energie ist dann aber nicht verloren, sondern wird zu

einem späteren (eventuell suboptimaleren) Zeitpunkt verkauft. Ähnlich verhält es sich, wenn die Preise höher ausfallen als erwartet. Die Erlöse sind immer geringer, als wenn eine perfekte Prognose möglich ist.

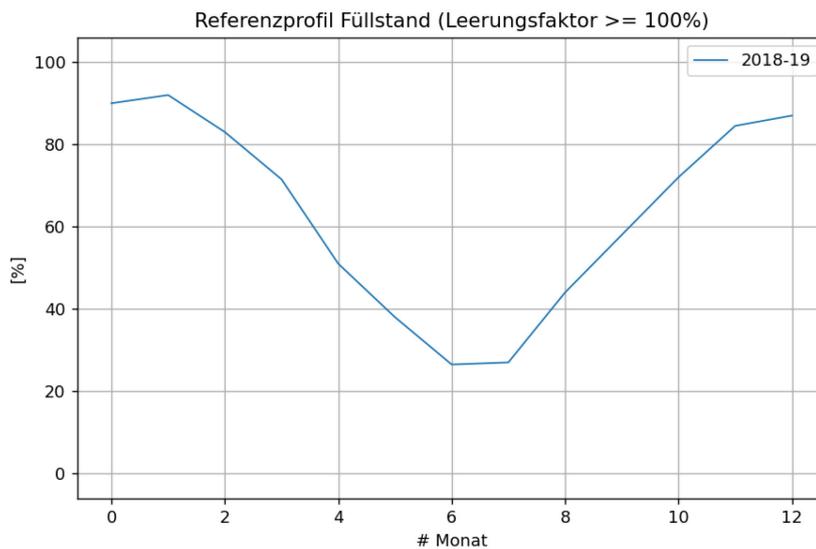
- Die notwendige Korrektur wurde anhand einer systematischen Variation der monatlichen Grenzpreise untersucht, die bei der Ermittlung der monatlichen Produktions- und Pumpstunden vorliegen. Durch die Unsicherheit verringert sich der Durchschnittspreis, zu dem Energie aus Turbinen verkauft wird und erhöht sich der Durchschnittspreis, für den Energie zum Pumpen gekauft wird. Dabei wurde eine Reduktion von etwa 2% (Speicherkraftwerke) bis etwa 6% (Umwälzkraftwerke) festgestellt. Pumpspeicherkraftwerke liegen je nach Zufluss und Pumpengrösse dazwischen, hier wird eine Reduktion von 4% vorgeschlagen..
- Laufwasserkraftwerke produzieren dauerhaft zum Durchschnittspreis jedes Tages. Allerdings ergibt sich hier eine Prognoseunsicherheit für die zeitliche Verteilung der Zuflüsse, für die ein geringer Abschlag von 2% geschätzt wird. Ursache ist die notwendige Anpassung des Produktionsprofils am Intraday-Markt.

Anmerkungen:

- Das Zeitfenster von 7 Tagen für den Umwälzbetrieb wird durch Analyse der vergangenen Jahre bestimmt (**Abbildung 17**). Diese Zahl entspricht im langjährigen Mittel annähernd dem optimalen Zeithorizont für den Umwälzbetrieb.
- Das Vorgehen mit dem Referenzprofil für den Füllstand wird angewendet, um den realistischen Preisprognosen zu entsprechen:
 - Die Optimierung der Speichererlöse mit perfekter Preisprognose führt zu einer Überschätzung der Preise in jedem Monat.
 - Eine realistische Simulation mit quartalsweisen Preisprognosen zeigt, dass zum Teil ein starker Unterschied zur Erlösschätzung mit perfekter Preisprognose besteht. Das Beispiel in Abschnitt 3.2 zeigte einen Abschlag um 11%, in anderen Jahren ist der Abschlag noch viel grösser (**Abbildung 18**).
 - Es wurde versucht, eine reine **Preis-basierte Heuristik** abzuleiten, die aus den Quartalsprognosen der Terminmärkte (**Abbildung 10**) und den Differenzen zu den tatsächlichen Day-Ahead-Quartalsdurchschnittspreisen eine Erlösschätzung vornimmt (neben den Differenzen wurden auch Verhältnisse und nichtlineare Beziehungen gebildet). Dazu wurde eine grosse Zahl an zufälligen Terminmarktpreisen und Day-Ahead-Preisen für die Quartalsdurchschnitte erstellt, die Erlöse mit der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Methodik simuliert und eine Heuristik zur Erlösprognose trainiert. Im Ergebnis zeigt sich, dass (i) eine solche Heuristik nicht belastbar ist und (ii) die Komplexität der Heuristik sich nicht wesentlich von der eigentlichen Simulation unterscheidet (im Extremfall handelt es sich um eine parametrische Lösung des Optimierungsproblems, welches in der Simulation gelöst wird, wobei die Parameter die Werte und Prognosen der Quartalspreise sind).

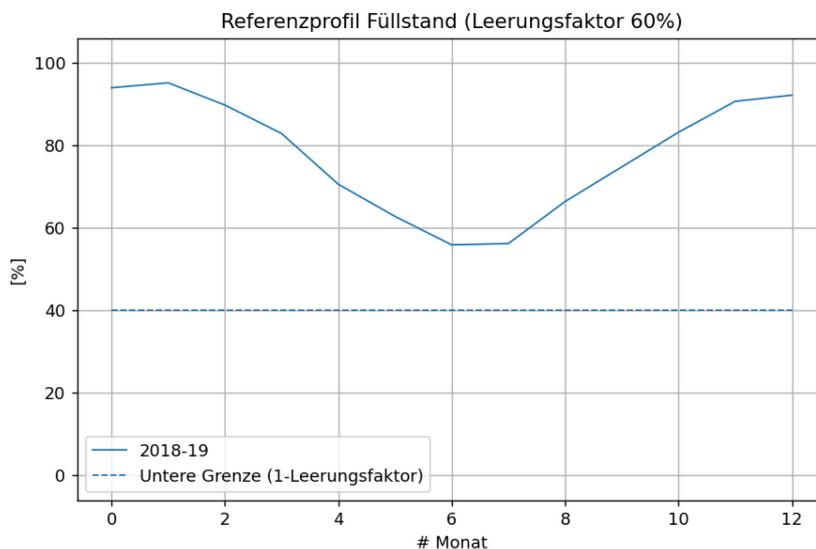
- Aus diesem Grund wird für den Vollzug die Schätzung der Erlöse anhand eines Referenz-Füllstandprofils empfohlen. Die Wahl dieses Profils wird oben, zu Beginn des Abschnitts 4.2.1 beschrieben.
- Das iterative Vorgehen der Bestimmung eines Referenzprofils für den Füllstand und die anschließende Optimierung in Monatsschritten wurde auch in der **System-Adequacy Studie** verwendet (wobei hier ein Europäisches Fundamentalmodell mit detaillierter Netzabbildung optimiert wurde)

Abbildung 15: Referenzprofil Füllstand eines Kraftwerks mit mehr Zufluss als Rückhaltekapazität (Heuristik Erlöse Day-Ahead-Markt)



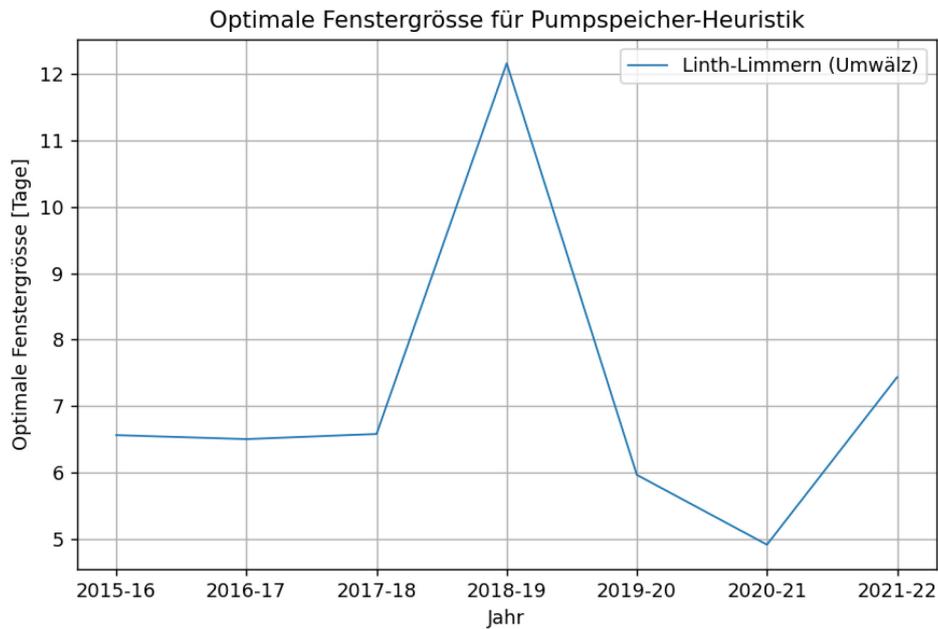
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 16: Referenzprofil Füllstand eines Kraftwerks mit weniger Zufluss als Rückhaltekapazität (Heuristik Erlöse Day-Ahead-Markt)



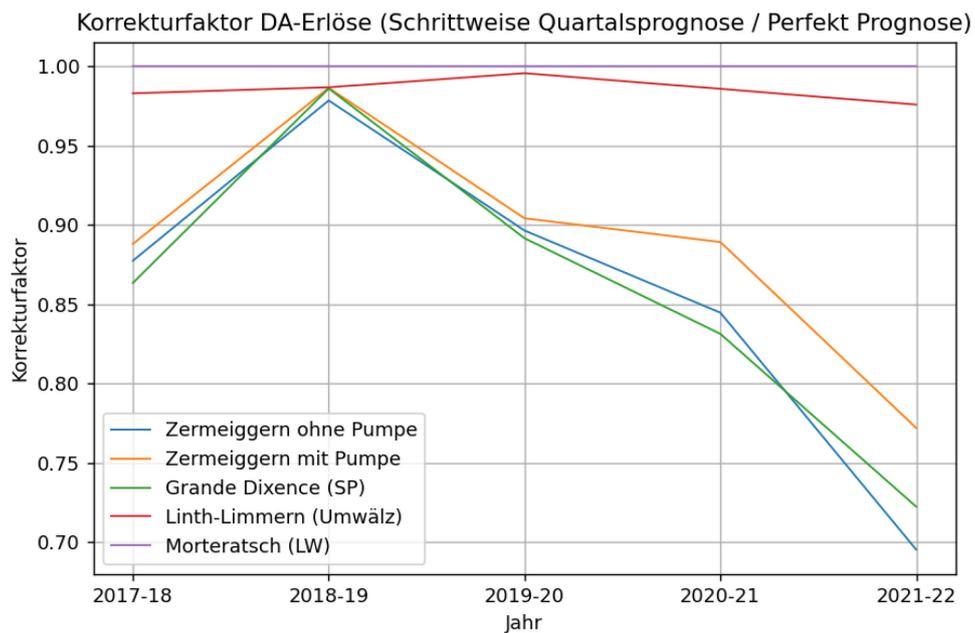
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 17: Wahl der optimalen Fenstergröße für den Umwälzbetrieb – es wird eine Fenstergröße von 7 Tagen gewählt



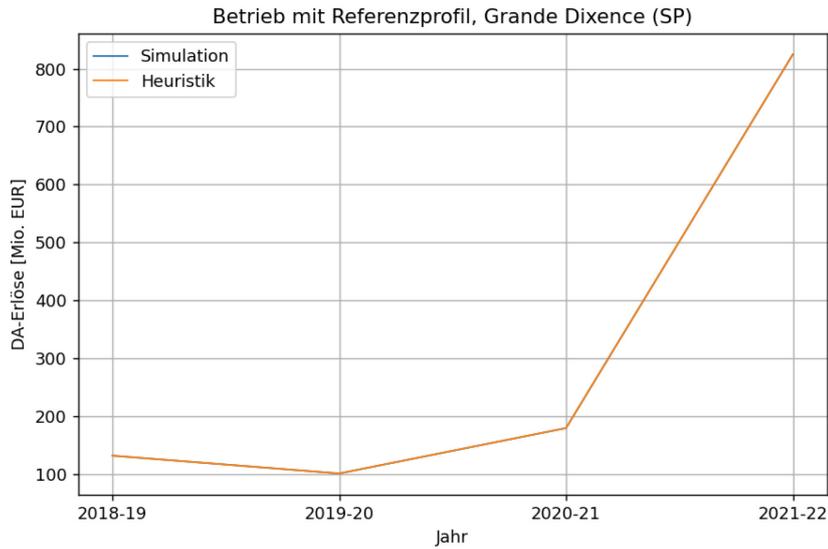
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 18: Korrekturfaktor der Day-Ahead-Markterlöse zwischen perfekter Prognose und realistischer Prognose aus EEX-Marktdaten



Quelle: Eigene Darstellung

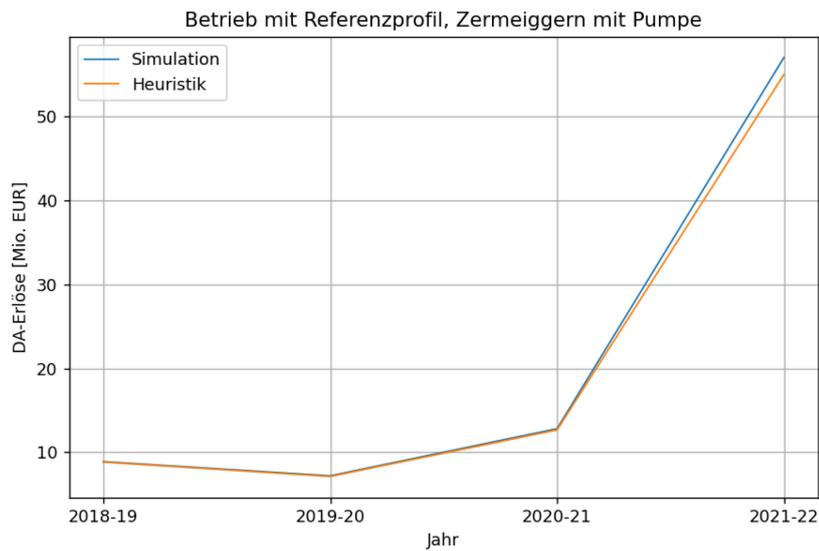
Abbildung 19: Genauigkeit der Preis-basierten Heuristik eines Speicherkraftwerks im Vergleich zur Erlösschätzung durch Betriebssimulation



Hinweis: Beide Kurven (Simulation und Heuristik) liegen fast genau übereinander. In beiden Fällen wird ein monatliches Referenzprofil für Füllstand und Zufluss verwendet.

Quelle: Eigene Darstellung

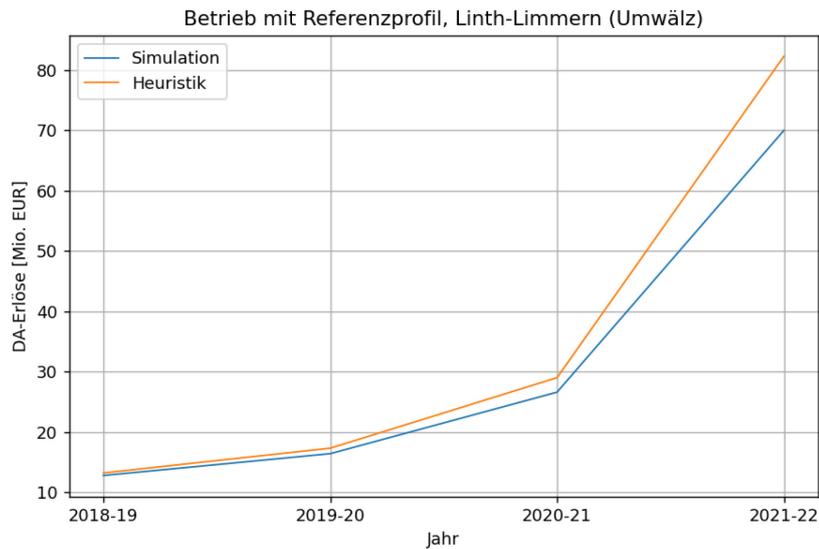
Abbildung 20: Genauigkeit der Preis-basierten Heuristik eines Pumpspeicherkraftwerks im Vergleich zur Erlösschätzung durch Betriebssimulation



Hinweis: In beiden Fällen wird ein monatliches Referenzprofil für Füllstand und Zufluss verwendet.

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 21: Genauigkeit der Preis-basierten Heuristik eines Umwälzkraftwerks im Vergleich zur Erlösschätzung durch Betriebssimulation



Hinweis: In beiden Fällen wird ein monatliches Referenzprofil für Füllstand und Zufluss verwendet.

Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt sind die benötigten Daten **für die Schätzung**:

- Kraftwerksparameter: Turbinen und Pumpen (elektrische Leistung und Durchflussrate), Speicherkapazität
- Gesamte Jahresnettoproduktion⁴ des Bewertungszeitraums. Anhand der Durchflussmenge der Turbinen wird daraus die Zuflussmenge ermittelt und durch Multiplikation mit einem normierten Profil die monatliche Verteilung bestimmt. Werden stattdessen die monatlichen Zuflüsse direkt erhoben, wird die Jahresnettoproduktion nicht benötigt.
- Durchschnittlicher monatlicher Füllstandsverlauf im Bewertungszeitraum
- Day-Ahead-Preise im Bewertungszeitraum

Der **Output** umfasst:

- Schätzung der Erlöse aus dem Day-Ahead-Markt mit realistischer Prognose

4.2.2 Terminmarkt

Die Berechnung der Absicherungskosten aus Terminmärkten benötigt **keine Heuristik**, sondern kann genau wie in 3.3. beschrieben vorgenommen werden.

Benötigte **Daten für die Schätzung** sind:

- Durchschnittliche Zuflussmenge der letzten 10 Jahre (soweit vorhanden) als Energie-Äquivalent.
- Terminmarktpreise (EEX-Tabellen) mit den Quartalsprodukten der letzten drei Jahre

⁴ Jahresnettoproduktion ist die produzierte Energie aus natürlichen Zuflüssen, ohne Umwälzbetrieb.

Der **Output** umfasst:

- Schätzung der Absicherungskosten oder Absicherungserlöse für die verschiedenen Absicherungsstrategien über 0 bis 3 Jahre

4.2.3 Intraday

Analog zum Terminmarkt können Kraftwerke am Intraday-Markt ihre Produktion an die Preisentwicklung laufend anpassen. Allerdings müssen die Triggerpreise und am Day-Ahead-Markt (DAM) verkauften Mengen in Erwartung gewinnmaximierend sein. Das bedeutet, dass erwartete alternative zukünftige Erlöse dieser Mengen nicht grösser sein können.

Eine Veränderung der physischen Menge zum Lieferzeitpunkt durch An- und Verkauf im Intraday ist daher bei optimaler Vermarktung (approximativ) nur ein Verschieben des Erlöszeitpunktes.

Anmerkung zu Delta-Hedging

Im Energiehandel werden Handelsgeschäfte abgeschlossen, bei denen der Zeitpunkt des Geschäftsabschlusses und der Zeitpunkt der tatsächlichen Energieabgabe oder Kapazitätsnutzung nicht übereinstimmen. Diese Zeitspanne zwischen beiden Ereignissen wird als Handelsperiode bezeichnet und kann von Stunden bis zu Jahren reichen.

Asset-backed Trader nutzen die Volatilität im Spothandel, indem sie Turbinenkapazitäten bei steigenden Preisen verkaufen und bei fallenden Preisen zurückkaufen. Gleiches gilt für den Handel mit Pump-Strom, der bei niedrigen Preisen gekauft und bei höheren Preisen verkauft wird. Je grösser die Preisschwankungen sind, desto grösser kann der Erfolg dieser Replikationsstrategie sein.

Die geschätzten Zusatzerlöse dieses sogenannten Delta-Hedging basieren auf Preisvolatilität und Annahmen über Handelsfrequenz. Je höher die Preise schwanken und umso öfter verkauft und gekauft wird, desto höher können die potenziellen Gewinne ausfallen. Die Berechnungsmethode für Intraday-Erlöse berücksichtigt diese Zusammenhänge.

Berechnungsmethode für Intraday-Erlöse

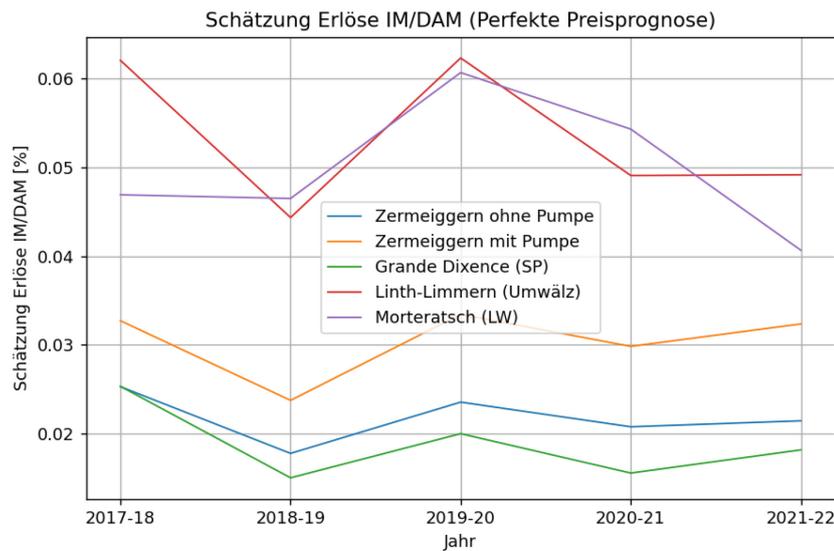
- Es erfolgt keine genaue Simulation des Intraday-Markts
- Aufgrund von Gesprächen mit der Branche erfolgt die Schätzung auf Basis der Day-Ahead-Handelsergebnisse (Fahrplan und Preise) für jeden Tag
- Dabei wird ein **durchschnittlicher Produktionspreis** gebildet, bei dem die Day-Ahead-Preise mit der Produktionsleistung gewichtet sind.
- Als erstes Zwischenresultat der potenziellen Intraday-Markt-Erlöse werde der betragsmässigen Abweichungen des Preises vom durchschnittlichen Produktionspreis, multipliziert mit der Produktionsleistung, gebildet.
- Dieser Betrag wird mit einem Faktor skaliert, um die potenziellen Intraday-Markt-Erlöse zu erhalten. Der Faktor ist nötig, weil die Kraftwerksbetreiber mit dieser Strategie nie

alle der Preisschwankungen ausnutzen können. In Gesprächen mit der Branche wurde ein Faktor von 40% identifiziert, wodurch sich Intraday-Markt-Erlöse von etwa 2% (Speicherkraftwerke) bis 6% (Umwälzkraftwerke) der Day-Ahead-Erlöse ergeben (**Abbildung 22**).

- Laufwasserkraftwerke haben keine Flexibilität, mit der sie am Intraday-Markt Zusatzerlöse erzielen können.
- Die Intraday-Markt-Erlöse heben sich etwa mit dem Korrekturfaktor für die Prognoseunsicherheiten des Day-Ahead-Marktes auf. Daher wird für den Vollzug empfohlen, bei Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerken die **Erlöse des Intraday-Marktes nicht zu berücksichtigen** und stattdessen **die geschätzten Day-Ahead-Erlöse ohne Abschlagsfaktor zu verwenden**.

Bei Laufwasserkraftwerken kommt der Abschlag weiter zur Anwendung, da diese keine Flexibilität haben, um am Intraday-Markt Erlöse zu erzielen. In der Erlösmatrix (**Tabelle 5**) werden Intraday-Erlöse und der Abschlagsfaktor für Unsicherheiten des Day-Ahead-Marktes weiter getrennt ausgewiesen.

Abbildung 22: Geschätzte Erlöse des Intraday-Marktes relativ zum Day-Ahead-Markt



Quelle: Eigene Darstellung

4.2.4 Systemdienstleistungen

Die Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt erfolgt substitutiv zum Day-Ahead-Markt. Die Beteiligung an diesem Prozess erfolgt oftmals durch das Angebot eines Kraftwerksbetreibers, der einen Pool mehrerer Kraftwerke bewirtschaftet. Aufgrund dieser gemeinsamen Bereitstellung ist es herausfordernd, die erzielten Erlöse präzise den individuellen Kraftwerken zuzuordnen. Dieser Komplexität zum Trotz wird die Berechnung der spezifischen Erlöse für jedes Kraftwerk mithilfe der durchschnittlichen veröffentlichten Marktergebnisse von Swissgrid vorgenommen.

Die effektive Berechnung der Opportunitätskosten und Erlöse der Systemdienstleistungen erfordert eine differenzierte Herangehensweise, die Leistungsvorhaltung und Abrufenergie unterscheidet. Besonders hinsichtlich der Leistungsvorhaltung müssen Opportunitätskosten berücksichtigt werden, da die vorgehaltene Leistung in anderen Märkten (i.d.R. temporär) nicht zur Verfügung steht.

Berechnung der durchschnittlichen Erlöse aus Leistungsvorhaltung

Wir nehmen an, dass 85% der Systemdienstleistungen in der Schweiz von einheimischen Wasserkraftwerken erbracht werden. Dieser Wert liegt zwischen den abgeschätzten 80% in der Studie von Pöyry (2019) und den abgeschätzten 90% von Piot (2021). Um die Gesamtkosten von Swissgrid für SDL auf die einzelnen Kraftwerke aufteilen zu können, wird folgender Verteilschlüssel verwendet, der einerseits auf eigenen Abschätzungen und andererseits auf der Studie von Pöyry (2019) basiert:

- Laufwasserkraftwerke: 10% (nur für SRL- und TRL-)
- Pumpspeicherkraftwerke: 10%
- Speicherkraftwerke: 50%
- Umwälzkraftwerke: 30%

Mithilfe der prozentualen Leistungsanteile der Kraftwerke pro Kraftwerkstyp kann der Erlös für die Leistungsvorhaltung ermittelt werden. Da die Trennung zwischen Pumpspeicherkraftwerken und Umwälzwerken bei Kraftwerkskomplexen nicht immer eindeutig ist, werden diese für die Verteilung der SDL-Mengen gemeinsam behandelt, mit einem Gesamtanteil von 40%. Die Gesamtausgaben von Swissgrid für die Leistungsvorhaltung werden auf die einzelnen Kraftwerke aufgeteilt, wobei eine übers Jahr konstante Vorhaltung angenommen wird. Für jedes Kraftwerk werden so die Gesamtkosten für SDL von Swissgrid mit dem Anteil des Kraftwerkstyps sowie dem Leistungsanteil des Kraftwerks im Kraftwerkstyp multipliziert. Auf diese Weise ergeben sich pro Kraftwerk die Einnahmen aus der Leistungsvorhaltung.

Die erforderlichen Informationen sind in **Tabelle 3** zusammengefasst.

Tabelle 3: SDL-Erlösanteile der Kraftwerkstypen

Typ	Anteil SDL [%]	Leistung CH [MW] (vgl. WASTA)
Laufwasserkraftwerk	10	4265
Speicherkraftwerk	50	8222
Pumpspeicherkraftwerk	10	562
Umwälzkraftwerk	30	3604

Quelle: Eigene Darstellung

Der Schlüssel der Tabelle wird auf alle SDL-Typen (PRL, SRL und TRL) angewendet⁵. Ein konkretes Beispiel verdeutlicht die Vorgehensweise: Das Bieudron-Wasserkraftwerk (mit einer Leistung von 1260 MW) würde gemäss der Berechnung $50\% * 1260 / 8222 = 7.7\%$ der Systemdienstleistungen erhalten, was beispielsweise durchschnittlich 31 MW der 400 MW der positiven Sekundärregelleistung entspricht. Als Datenquelle für die Preise (zur Berechnung der Kosten auf Seite Swissgrid) wird auf das Excel-Dokument «Regelleistung» und «Tertiärregelenergie – Angebot und Abruf» von Swissgrid⁶ verwiesen.

Der Schlüssel der Tabelle wird auf alle SDL-Typen gleichermassen angewendet, mit zwei Ausnahmen: Laufwasserkraftwerke nehmen nur an SRL- und TRL- teil. Einige SDL-Produkte sind für einige Kraftwerkstypen nicht wirtschaftlich (siehe Erlösmatrix in Abschnitt 4.3) und werden dann weggelassen.

Berechnung der Erlöse aus Abrufenergie

Die Erlöse aus dem Abruf ergeben sich aus der Differenz zwischen den Preisen für Systemdienstleistungen (SDL) und Day-Ahead (DA) für jede Stunde im Jahr:

$$R = \sum_{h=1}^{8760} [E_h * (P_h^{SDL} - P_h^{DA})]$$

- E_h : Abgerufene Energie in Stunde h in MWh;
- P_h^{SDL}, P_h^{DA} : Preise für SDL und DAM für Stunde h in Euro/MWh.

Die Gesamterlöse R werden entsprechend dem Verteilschlüssel (vgl. oben) auf die einzelnen Kraftwerke aufgeteilt. Diese Berechnungsmethode setzt voraus, dass die prozentuale Abrufenergie der prozentualen Leistungsvorhaltung entspricht. Als Datenquelle für die abgerufene Energie wird auf die aggregierte Energiedaten aus dem Regelblock Schweiz verwiesen⁷.

Berechnung der Opportunitätskosten für Leistungsvorhaltung

Durch die Leistungsvorhaltung sind die Kraftwerke in ihrer Flexibilität eingeschränkt und können so weniger Erlöse im Grosshandel erzielen. Um die dadurch entstehenden Opportunitätskosten zu ermitteln, wird die Berechnung der Erlöse aus dem DA-Handel mit realistischer Preisprognose **zwei Mal durchgeführt**: Einmal ohne Leistungsvorhaltung und einmal mit Leistungsvorhaltung. Die **Differenz** ergibt die Opportunitätskosten. Dabei wirkt sich die Leistungsvorhaltung bei Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerken wie folgt aus:

- SRL+, TRL+: Reduktion der maximalen Turbinenleistung (alle Kraftwerke)

⁵ Ausserdem wird der Erlös aus SDL-Märkten, die für einen Kraftwerkstyp unwirtschaftlich sind, auf null gesetzt (namentlich für negative SRL und TRL bei Speicherkraftwerken).

⁶ <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/ancillary-services/tenders.html>, abgerufen am 4.9.2023.

⁷ <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/energy-data-ch.html>, abgerufen am 4.9.2023.

- SRL-, TRL-: Betrieb mit einer minimalen Turbinenleistung (Speicherkraftwerke) oder Reduktion der maximalen Pumpenleistung (Pumpspeicherkraftwerke, Umwälzkraftwerke)
- PRL: Analog zu SRL+ und SRL- aber immer gleichzeitig in symmetrischen Bändern.

Die Einschränkungen wirken additiv. Laufwasserkraftwerke nehmen nur an den negativen SDL-Märkten teil (SRL- und TRL-).

4.2.5 Herkunftsnachweise

Die Erlöse aus Herkunftsnachweisen folgen additiv zum Day-Ahead-Markt. Diese Einnahmen werden durch die Kombination von öffentlichen Preisen für Herkunftsnachweise und der geschätzten Menge an Energie, die jedes Kraftwerk aus natürlichen Zuflüssen produziert, berechnet.

Die Berechnung der Erlöse aus HKN erfolgt durch die Multiplikation des aus natürlichen Zuflüssen erzeugten Stroms mit dem **Jahresdurchschnitt** der HKN-Preise. Der Erlös pro Kraftwerk ist

$$R_{HKN} = q_{HKN} * p_{HKN}$$

wobei R_{HKN} den Erlös aus HKN für ein einzelnes Wasserkraftwerk darstellt, q_{nat} den jährlich generierten Strom aus natürlichen Zuflüssen für dieses Kraftwerk angibt und p_{HKN} den Durchschnittspreis für ein HKN in CHF/MWh repräsentiert. Die Daten für die Berechnung der HKN-Preise werden von Ökostrombörse und EPEX⁸ bezogen. Dieser Ansatz ermöglicht eine transparente Methode zur Ermittlung der Einnahmen aus Herkunftsnachweisen für das jeweilige Wasserkraftwerk. Eine Annahme dieser Berechnung ist, dass die Preise auf den Börsen repräsentativ für die OTC-Handelspreise sind.

Vorgeschlagene Berechnungsmethode des Durchschnittspreises für HKN

Zur Berechnung des Durchschnittspreises werden die ersichtlichen Kaufs- und Verkaufsausschreibungen auf der Ökostrombörse⁹ für das entsprechende Jahr nach Volumen gemittelt. Hierbei werden nur die Ausschreibungen für Wasserkraftherkunftsnachweise berücksichtigt. Die entsprechende Berechnungsformel lautet wie folgt:

$$p = \frac{1}{\sum_i m_i} \sum_i m_i p_i$$

Dabei steht m_i für die erzeugte Energie und p_i für den Preis für Ausschreibung i .

⁸ Die zwei Handelsplattformen sind zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Berichts die ausgewählten Quelle für die Berechnung des Durchschnittspreises. Entsprechend der verändernden Lage bei den HKN-Handelsplattformen sollte die Berechnungsmethodik neu eruiert und angepasst werden.

⁹ <http://www.oekostromboerse.ch/auctions?>, abgerufen am 15.09.2023

Tabelle 4: Beispielhafte Ausschreibungen auf der Ökostrombörse

Verkaufsausschreibungen		Kaufangebote	
1'000 MWh	3 CHF/MWh	5'000 MWh	7 CHF/MWh
2'000 MWh	15.5 CHF/MWh	5'000 MWh	6 CHF/MWh
1'000 MWh	14.5 CHF/MWh	5'000 MWh	5 CHF/MWh

Quelle: oekostromboerse.ch/auctions

Der resultierende Mittelwert für Wasserkraftherkunftsnachweise auf der Ökostrombörse mit der beispielhaften Ausschreibung von **Tabelle 4** beträgt 7.3 CHF/MWh.

Aufgrund der aktuellen Vorschriften ist der Export von Schweizer HKN in die EU nicht gestattet. Im Gegensatz dazu ist der Import von HKN aus der EU erlaubt. Da Schweizer HKN-Anbieter daher im Wettbewerb mit EU-HKN-Anbietern stehen, ist es notwendig, auch die HKN-Preise aus der EU in die Preisfestsetzung einzubeziehen. Dies ist besonders relevant, da der HKN-Markt intransparent ist und in den kommenden Jahren Veränderungen erfahren wird. Die EPEX¹⁰ stellt Daten zu den HKN-Preisen zur Verfügung, welche wiederum entsprechend ihres jeweiligen Volumens gemittelt werden. In diesem Fall muss der Wechselkurs¹¹ mitberücksichtigt werden.

Es wird vorgeschlagen, den **Mittelwert aus den Durchschnittspreisen der Ökostrombörse und EPEX zu verwenden.**

Anpassung an den HKN-Markt

Diese Methodik stützt sich auf die gegenwärtige Situation im HKN-Markt, in der nur ein Teil des Handels über öffentliche Plattformen erfolgt und der OTC-Preis als repräsentativ für die Preise auf den öffentlichen Plattformen betrachtet wird. Derzeit befinden sich neue Plattformen im Aufbau. Als Alternative zur Ermittlung der Durchschnittspreise könnte auch die Möglichkeit in Betracht gezogen werden, Umfragen durchzuführen.

Falls künftig die Entwertung nicht mehr auf Jahresbasis erfolgen sollte, sondern granularer (z.B. quartalsweise oder auf Monatsbasis), sollte nicht mehr der Jahresdurchschnitt zugrunde gelegt werden, sondern der jeweilige Durchschnittspreis im Zeitraum und dieser mit der Erzeugung am Day-Ahead-Markt im Zeitraum gemäss Abschnitt 4.2 gewichtet werden.

4.2.6 Wasserreserve

Die Wasserkraftreserve verfolgt das Ziel, Opportunitätskosten angemessen zu vergüten und so die Energieproduktion effizient zu steuern. Bei Geboten auf Höhe der

¹⁰ <https://www.epexspot.com/en/market-data> → Guarantees of Origin, Table, Europe; abgerufen am 15.9.2023

¹¹ Für die Ermittlung des Wechselkurses wird vorgeschlagen, die Monatsmittelkurse vom Bund zu verwenden. <https://www.rates.bazg.admin.ch/estv>

Opportunitätskosten bleibt die Reserve erlösneutral (in Erwartung). Sie wird nur bei höheren Geboten oder falschen Erwartungen relevant.

Es gelten folgende Kraftwerkseinschränkungen:

- Es muss mindestens eine Leistung von 3 MW/GWh vorgehaltene Energie vorhanden sein (ElCom 2022).
- Laufwasserkraftwerke sind von der Teilnahme ausgeschlossen und Umwälzkraftwerke haben zu hohe Opportunitätskosten, um teilzunehmen.

Die Wasserkraftreserve wird ausgehend von den realisierten Gesamtkosten der Auktion(en) gemessen am Durchschnittspreis der Beschaffung verteilt. Bei dieser Zuordnung gelten folgende zentrale Annahmen:

- Die Verteilung der Zuschläge auf die verschiedenen Kraftwerkstypen bleibt über die verschiedenen Auktionsrunden konstant.
- Insgesamt stehen 400 GWh als Reserve zur Verfügung.
- Der Durchschnittspreis bewegt sich in der Nähe der durchschnittlichen Grenzkosten, wobei lediglich eine Marge von 10% besteht.
- Die Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke haben zusammen einen Anteil von 44%, Speicherkraftwerke einen Anteil von 56%.
- Innerhalb eines Kraftwerkstyps werden die Erlöse entsprechend der Leistung aufgeteilt (identisch zur Methodik von Systemdienstleistungen in 4.2.4).
- Für ein einzelnes Kraftwerk berechnen wir die Reserve wie folgt: $(\text{Anteil_Kraftwerk_Typ} * \text{Leistung_Kraftwerk} / \text{Leistung_Kraftwerk_Typ}) * \text{Reserve}$. Ein Speicherkraftwerk mit einer Leistung von 2064 MW reserviert daher entsprechend unserer Berechnungsmethode $(0.56 * 2064 \text{ MW} / 8222 \text{ MW}) * 400'000 \text{ MWh} = 56'232 \text{ MWh}$. Bei einem realisierten Durchschnittspreis von beispielsweise 127.07 EUR/MWh und einer Marge von 10% erhält es für die Wasserreserve somit 0.715 Mio. Euro.

4.3 Resultierende Erlösmatrix anhand beispielhafter Kraftwerke

Die gestützt auf die obigen Heuristiken resultierende Erlösmatrix für das Wasserjahr 2021/22 wird nachfolgend in **Tabelle 5** beispielhaft für vier bestehende Kraftwerke veranschaulicht.

Die Struktur der Erlösmatrix kann wie folgt beschrieben werden:

- Die Tabelle hat 4 Hauptspalten, die Zahlen enthalten. Jede Spalte steht für einen repräsentativen Kraftwerkstyp. Im Vollzug bewertet das BFE jeweils nur ein einzelnes Kraftwerk, es gilt dann die Spalte des zugehörigen Kraftwerktyps.
- Die erste Zeile enthält die technischen Parameter des Kraftwerks, die für die Erlösschätzung relevant sind. Leistungen sind in Megawatt (MW) angegeben, Energie ist einmal in Kubikmeter Wasser (m³) und einmal in Gigawattstunden (GWh) angegeben. Um die Energie in Kubikmeter in Gigawattstunden umzurechnen, wird ausserdem die

Durchflussrate der Turbine benötigt, welche nicht in der Tabelle angegeben ist. Für das Speicherkraftwerk (Durchflussrate 130.5 m³/s) erfolgt die Umrechnung als: $(130.5 \text{ m}^3/\text{s}) * (3600 \text{ s/h}) / (2064 \text{ MW}) * (2000 \text{ GWh}) * (1000 \text{ MWh/GWh}) = 455 \text{ Mio. m}^3$.

- Aus den Parametern können auch zwei zusätzliche technische Kennzahlen abgeleitet werden, die bei der Berechnung der Erlöse Anwendung finden:
 - Leerungsfaktor = Energie aus natürlichem Zufluss / Speicherkapazität
 - Volllaststunden = Speicherkapazität / Turbinenleistung
- Die zweite Zeile enthält die Erlöse aus dem Day-Ahead-Markt, die mit der in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen Heuristik (Referenzprofil für Füllstand, monatliche Bestimmung der Produktionsstunden und Erlösschätzung) bestimmt wurde. Der Abschlag für Prognoseunsicherheiten innerhalb des Monats wurde separat ausgewiesen und entspricht etwa den Erlösen des Intraday-Marktes.
- Die dritte Zeile enthält die Erlöse (bzw. Kosten, da meist negativ) für die Absicherung im Terminmarkt, die mit der in Abschnitt 4.2.2 beschriebenen Methode (identisch zur Berechnung in Abschnitt 3.3) bestimmt wurde (Berechnung aus den historischen EEX-Daten zu den Schweizer und ausländischen Terminmärkten).
- Die vierte Zeile gibt den Abschlag für Unsicherheiten des Day-Ahead Marktes an (näher beschrieben in 4.2.3).
- Die fünfte Zeile enthält die Erlöse aus dem Intraday-Markt. Wie in Abschnitt 4.2.3 erwähnt, entsprechen diese Erlöse etwa dem Abschlag der Day-Ahead-Markterlöse für Prognoseunsicherheiten.
- Die sechste Zeile enthält Angaben zur Wasserkraftreserve. Zum einen der angenommene Anteil (in GWh) und zum anderen die berechneten Erlöse (siehe Abschnitt 4.2.6, wie diese beiden Zahlen ermittelt werden).
- Die siebte Zeile enthält die Erlöse aus dem HKN-Handel, geschätzt aus der jährlichen Zuflussenergie und der Methodik in Abschnitt 4.2.5.
- Alle folgenden Zeilen enthalten die Daten zu den 9 SDL-Produkten, die Teil der Erlösrechnung sind:
 - Für Sekundärregelleistung (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL) gibt es jeweils eine getrennte positive und negative Richtung, sowie ein Erlös für Vorhaltung und Abruf (insgesamt 8 Kombinationen).
 - Für Primärregelleistung (PRL) gibt es gemäss dem Reglement nur einen Erlös für Vorhaltung der symmetrischen Regelleistung (gleichzeitig positiv und negativ).
 - Beim Abruf wird jeweils nur ein Erlös angegeben, die Kosten sind schon herausgerechnet.
 - Bei der Vorhaltung werden jeweils drei Zahlen angegeben: die vorgehaltene Leistung (in MW), die Opportunitätskosten durch Vorhaltung (durch Einschränkung der Turbinen bzw. Pumpenleistung), sowie die Erlöse für die Vorhaltung.

Die darin enthaltenen Zahlen verdeutlichen, dass die Jahreserlöse der Wasserkraftwerke **hauptsächlich vom Day-Ahead-Markt und den Absicherungen am Terminmarkt** bestimmt werden.

Tabelle 5: Erlösmatrix für beispielhafte Kraftwerke mit Heuristik geschätzt (in Mio. EUR), Wasserjahr 2021-22

	Speicher- kraftwerk	Pumpspeicher- kraftwerk	Umwälzkraftwerk	Laufwasser- kraftwerk
Turbinenleistung	2064 MW,	74 MW	1000 MW	1.6 MW
Pumpenleistung	0 MW,	46MW	1000 MW	0 MW
Speicherkapazität	400 Mio. m3	100 Mio. m3	23 Mio. m3	0 m3
Zuflussenergie	455 Mio. m3 (=2000 GWh)	123 Mio. m3 (=133 GWh)	0 Mio. m3 (=0 GWh)	23 Mio. m3 (= 5.4 GWh)
Day-Ahead-Markt	+824.30	+55.0	+93.3	+2.12
Terminmarkt Ab- sicherung 1 2 3 Jahre	-352.6 -368.2 -371.2	-23.4 -24.5 -24.7	0 (N/A)	-1.5 -1.6 -1.6
Abschlag Unsicher- heit Day-Ahead- Markt	-16.5	-2.2	-5.6	-0.04
Intradaymarkt	16.5	2.2	5.6	-
Wasserkraftreserve	56 GWh: 0.72	3.2 GWh: 0.04	-	-
HKN-Markt	12.2	0.81	0	0.038
SDL				
PRL Vorhaltung	-	0.48 MW: -0.08, +0.31	6.43 MW: -0.51, +4.14	-
SRL+ Vorhaltung	50 MW: -1.94 +6.62	2.84 MW: -0.30, +0.38	38.4 MW: -1.26, +5.07	-
SRL+ Abruf	2.09	0.12	1.60	-
SRL- Vorhaltung	-	2.84 MW: -0.14, +0.67	38.4 MW: -1.75, +9.11	~0 (zu klein)
SRL- Abruf	-	0.08	1.08	~0 (zu klein)
TRL+ Vorhaltung	68 MW: -2.48, +4.25	3.87 MW: -0.41, +0.24	52.3 MW: -1.71, +3.25	-
TRL+ Abruf	9.51	0.54	7.27	-
TRL- Vorhaltung	-	3.73 MW: -0.18, +0.67	50.4 MW: -2.24, +8.99	~0 (zu klein)
TRL- Abruf	-	0.29	4.00	~0 (zu klein)

■ Dominiert Erlöse ■ Eher wirtschaftlich ■ Knapp wirtschaftlich ■ Unwirtschaftlich
Quelle: Eigene Darstellung

4.4 Anwendung der Methodik und Erweiterungen

4.4.1 Behandlung von Kraftwerkserweiterungen

Grundsätzlich kann die Methodik nicht nur für Kraftwerksneubauten verwendet werden, sondern auch, um Kraftwerkserweiterungen zu bewerten. Dazu wird eine **zweimalige Anwendung der Erlösschätzung** vorgenommen – einmal mit und einmal ohne die Erweiterung. Eine **Differenzrechnung** liefert den zu erwartenden Mehrwert der Erlöse.

Beispielsweise führt eine Staumauererhöhung zu einer Erhöhung der Speicherkapazität. Dadurch kann mehr Energie für Stunden mit hohen Preisen zurückgehalten werden.

Ähnlich wirkt sich eine Leistungserhöhung der Turbinen aus, durch die in hochpreisigen Stunden mehr Energie produziert werden kann.

4.4.2 Behandlung von Kraftwerkskomplexen

Prinzipiell sind die Berechnungsmethoden auch auf mehrstufige Kraftwerke anwendbar. Dabei gibt es drei Ansätze:

5. **Aggregation in ein Kraftwerk**, Bewertung mit Heuristik:

- Anwendbar, wenn ähnliche Durchflussmengen in der ganzen Kaskade vorliegen, die meisten Zuflüsse nur auf oberster Stufe erfolgen, und Zwischenspeicher nur als Ausgleichsbecken dienen.
- Summierung aller Turbinen und Pumpenleistungen.
- Die Erlöse werden dabei tendenziell überschätzt, da alle Zuflüsse auf einer Stufe erfolgen und mögliche Einschränkungen zwischen den Stufen nicht berücksichtigt werden (zum Beispiel Unterschiede in den Durchflussmengen).

6. **Getrennte Modellierung**, Bewertung mit Heuristik

- Anwendbar, wenn sich Zuflüsse auf mehrere Stufen mit grossen Zwischenspeichern verteilen.
- Jede Stufe wird einzeln modelliert.
- Der Zufluss oberer Stufen wird auch auf tiefere Stufen angewendet. Auf jeder Stufe erhöht sich der Gesamtzufluss um den Zufluss der Zwischeneinzugsgebiete.
- Während der Aufstapphase kann es bei kleinen Zwischenbecken mit signifikantem Zufluss zu Einschränkung der Produktion der oberen Stufen kommen. Diese Einschränkungen werden bei einer getrennten Modellierung nicht explizit abgebildet, können aber durch zwei Parameter berücksichtigt werden:
 - Das Referenzprofil für den Füllstand der oberen Stufe kann innerhalb der Aufstapphase so angepasst werden, dass die Spitze 1-2 Monate später erreicht wird. Hierbei kann bei bestehenden Anlagen auch ein langjähriger Mittelwert des Füllstandsprofils der oberen Stufe herangezogen werden.
 - Das effektive Zuflussprofil der unteren Stufen kann durch Kombination der jeweiligen natürlichen Zuflüsse und der Produktion vorgelagerter Stufen ermittelt werden. Die monatliche produzierte Energie einer Stufe ergibt sich aus dem Zufluss, abzüglich der Füllstandsdifferenz zum Vormonat, welche aus dem Referenzprofil abgeleitet werden kann. Diese Energie trägt zum monatlichen Zufluss der nachgelagerten Stufe bei. Tendenzuell verbreitert sich die zeitliche Verteilung des Gesamtzuflusses der unteren Stufen dadurch. Grund ist die erhöhte Produktion der oberen Stufen 1-2 Monate vor und nach der Spitze der natürlichen Zuflüsse.
- Die Erlöse können hierbei über- oder unterschätzt werden:
 - Da mögliche Einschränkungen der oberen Stufen durch volle Auslastung der unteren Stufen nicht berücksichtigt werden, können die Erlöse überschätzt werden.

- Das turbinierete Wasser der oberen Stufen wird in unteren Stufen als natürlicher Zufluss abgebildet, kann aber in Wirklichkeit gesteuert werden. Dadurch werden die Erlöse tendenziell unterschätzt.

7. Gekoppelte Simulation, Bewertung mit detailliertem Modell

- Modellierung und Optimierung der Gesamtkaskade.
- Dieser Ansatz erfordert eine volle Simulation, die Heuristik kann nicht angewendet werden.

4.4.3 Änderung bei Verwendung von echten Einsatzfahrplänen

Werden die tatsächlichen Einsatzfahrpläne erhoben, ergeben sich folgende Änderungen der Methodik:

- Insgesamt kann bei diesem Vorgehen das Kraftwerk beliebig agieren. Jeder Fahrplan, auch solche die bei Einzelkraftwerksbetrachtung unwirtschaftlich sind, wird für die gleitende Marktprämie berücksichtigt. Dadurch kann sich für Eigentümer mehrerer Kraftwerke der Fehlanreiz ergeben, die Verluste aus riskanten und unwirtschaftlichen Teilen eines Portfolios (zum Beispiel zur Erfüllung von Terminmarktgeschäften) auf die Marktprämie abzuwälzen, die Gewinne aber zu behalten.
- Die Day-Ahead-Erlöse werden sehr einfach ermittelt, durch Multiplikation des Einsatzplanes mit den Stundenscharfen Preisen.
- Die Schätzung der Absicherungskosten ändert sich nicht.
- Die Aktivität am SDL-Markt sollte ebenfalls erhoben werden, da die Einsatzprofile entsprechende Leistungsvorhaltungen enthalten. Dabei sollte die vorgehaltene SDL-Menge (Leistung und Energie) mit den jeweiligen von Swisgrid publizierten Durchschnittspreisen multipliziert werden. Wird durch den Betreiber im Pool mit anderen Kraftwerken angeboten, sollte die anteilmässige Aktivität des Kraftwerks am SDL-Markt ausgewiesen werden.
- Die Intraday-Markt Erlöse sollten als **Zuschlag** berücksichtigt werden, da sie sich nicht mehr mit einem Unsicherheitsabschlag der Day-Ahead-Markt-Erlöse aufheben.
- Die Schätzung der Erlöse aus HKN und der Vermarktungskosten ändert sich nicht.

5 Vermarktungskosten

Die vorliegend relevanten Vermarktungskosten betreffen **Aufwendungen im Zusammenhang mit der Energiebewirtschaftung und -verwertung**. Diese umfassen unter anderem:

- Kraftwerkseinsatzplanung (inkl. Analysen, Optimierung, etc.),
- Vermarktung des Stroms an den unterschiedlichen Märkten,
- IT-Systeme für Energie-Management und Vermarktung.

Die Bewertung dieser Vermarktungskosten gestaltet sich als herausfordernd, da sie aufgrund unterschiedlicher Kostenblöcke nicht einheitlich definiert sind. Die Struktur der Kosten unterscheidet sich stark zwischen Laufwasserkraftwerken und komplexeren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Letztere erfordern eine viertelstündliche Optimierung, was zu einer anspruchsvolleren Kostenstruktur führt.

Eigene Analysen

Im Rahmen der Kostenanalyse wurden verschiedene Gespräche durchgeführt, um die einzelnen Kostenpunkte genauer zu ermitteln. Diese Gespräche fanden sowohl mit Beschaffungsdienstleistern als auch mit Kundenorganisationen statt. Das Ziel war es, eine umfassende Einsicht in die verschiedenen Kostenkomponenten zu erhalten, um eine transparente Kostenaufschlüsselung zu ermöglichen.

Während dieser Gespräche wurden mehrere Kostenpunkte identifiziert, die bei der Bewertung berücksichtigt werden müssen. Dazu gehören unter anderem Löhne inklusive Aufwandsaufteilung der Vollzeitstellen auf die unterschiedlichen Märkte. Weiter genannt wurden Börsengebühren, die für den Handel an den entsprechenden Märkten anfallen, Schulungen von Tradern oder Kosten für Zugang von notwendiger Software.

Tabelle 6 zeigt das Resultat der vorgenommenen Analysen.

Tabelle 6: Differenzierung der Vermarktungskosten

Markt	Schätzung der Kosten
Day-Ahead-Markt	0.20-0.30 CHF/MWh
Terminmarkt	0.20 CHF/MWh
Intraday	0.80-1.50 CHF/MWh
Systemdienstleistungen	0.10 CHF/MWh
HKN-Vermarktungsstrategie (einfach)	Ca. 20'000 CHF
Wasserkraftreserve	Ca. 50'000 CHF an Personalaufwand
Einsatzplanung	0.05-0.30 CHF/MWh
Weitere IT	1 CHF/MWh

Quelle: Eigene Darstellung

Aufschlüsselung entlang der Erlösmatrix

Die detaillierte Kostenaufschlüsselung ermöglicht die Zuordnung von Kostenpunkten zu Märkten und Kraftwerkstypen. Je nachdem, ob ein Kraftwerk die Möglichkeit hat, am Markt teilzunehmen, werden die entsprechenden Kosten aus diesem Markt berücksichtigt. Die **Tabelle 7** gibt die resultierenden Vermarktungskosten je Kraftwerkstyp wieder.

Tabelle 7: Aufteilung der Vermarktungskosten entlang der Erlösmatrix

	Laufwasser- kraftwerke	Speicherkraftwerke	Umwälzkraftwerke	Pumpspeicher
Day-Ahead Markt	✓	✓	✓	✓
Terminmarkt	✓	✓	✓	✓
Intraday-Markt	x	✓	✓	✓
Systemdienstleistungen	Vereinzelte möglich	✓	✓	✓
Herkunftsnachweise	100% vermarktbar	100% vermarktbar	x	Nur zugeflossenes Wasser vermarktbar
Wasserkraftreserve	x	Sehr kleine Speicher können nicht teilnehmen	x	✓
Overheadkosten	Ca. 2.1 CHF/MWh	Ca. 3.7 CHF/MWh	Ca. 3.6 CHF/MWh	Ca. 3.7 CHF/MWh

Quelle: Eigene Darstellung

Vergleich mit alternativer Berechnungsmethode anhand Pöry (2019)

Die Methodik der Kostenanalyse unterscheidet sich von den Ansätzen in der existierenden Literatur, da explizit ein Bezug zwischen den unterschiedlichen Märkten und Höhe der Vermarktungskosten hergestellt wird. Um die Ergebnisse unserer Analyse zu validieren, wurde daher noch ein Abgleich der Ergebnisse mit der detaillierten Berechnungsmethodik aus Pöry (2019) durchgeführt. In Pöry (2019) ist die Höhe der Vermarktungskosten eine Funktion der Anzahl Mitarbeitenden, was grundsätzlich ebenfalls eine Abhängigkeit der Höhe der Kosten mit der Teilnahme auf den Märkten und Komplexität des Kraftwerks ermöglicht und sich daher als Vergleich anbietet.¹²

Unsere Berechnung bei einem grösseren Betreiber (mit 4 TWh) führt zu einem etwas höheren Ergebnis (3.7 CHF/MWh im Vergleich zu 2.6 CHF/MWh), während bei einem kleineren Betreiber (mit 270 GWh) unsere Berechnung deutlich niedrigere Kosten ergibt (3.7 CHF/MWh im Vergleich zu 7.7 CHF/MWh). Die Erklärung der Unterschiede dieser Vergleiche liegt in Annahmen über die Teilnahme an Märkten: wenn diese konstant bleibt über die beiden Fälle hinweg, dann ändern sich die geschätzten Vermarktungskosten nur geringfügig. Sobald die Teilnahme an Märkten variiert wird, verändern sich auch die geschätzten Vermarktungskosten (siehe Tabelle 6). Im Falle eines grösseren Betreibers erscheint die Annahme, dass dieser an allen Märkten teilnimmt als realistisch und in diesem Fall liegt unsere Kostenschätzung (3.7 CHF/MWh) nur etwas höher als die in Pöry (2019)

¹² Die Analyse in Pöry (2019) stützt sich auf den Lohnkostensatz eines bedeutenden Kraftwerkseigners. Die Kosten eines Mitarbeitenden werden auf 250'000 CHF pro Jahr geschätzt. Die Kostenaufschlüsselung umfasst verschiedene Bereiche wie Kraftwerkseinsatz, SDL-Angebote, Middle, Front und Back-Office sowie weitere zentrale Dienste.

festgelegte Kostenschätzung von 3 CHF/MWh und deutlich unterhalb weiterer Ergebnisse früherer Studien.

Vorschlag für die Festlegung der Vermarktungskosten

Auf Basis unserer Analyse schlagen wir vor, die **Vermarktungskosten für Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke auf 4 CHF/MWh** und für **Laufwasserkraftwerke auf 2.5 CHF/MWh** anzusetzen. Dieser Vorschlag zielt darauf ab, den Betreibern fixe und handhabbare Kostenparameter zu liefern.

6 Synthese

6.1 Erlösmatrix

Die Erlösmatrix für das Wasserjahr 2021/22 wird in **Tabelle 8** vereinfacht dargestellt¹³. Sie zeigt für die vier verschiedenen Typen von Wasserkraftwerken indikativ die Wichtigkeit, welche die einzelnen Märkte für die Gesamterlöse der Kraftwerke haben. Der Lesbarkeit halber wird der Markt für Systemdienstleistungen zuunterst gezeigt.

Tabelle 8 zeigt, dass die Erlöse der Wasserkraftwerke hauptsächlich von den Day-Ahead- und Terminmärkten bestimmt werden. Diese spielen eine dominante Rolle in den Gesamterlösen für alle Kraftwerkstypen. Die Wichtigkeit anderer Märkte hängt vom Kraftwerkstyp ab:

- **Speicherkraftwerke** erzielten im Wasserjahr 2021/22 zusätzliche Erlöse auf den Märkten für positive und negative Sekundär- und Tertiärregelleistung sowie am Markt für Herkunftsnachweise und am Intraday-Markt. Positive Primärregelleistung sowie negative Sekundär- und Tertiärregelleistung waren im Gegenzug eher unwirtschaftlich: Reine Speicherkraftwerke erwirtschafteten hier tendenziell Erlöse unterhalb ihrer Opportunitätskosten. Darüber hinaus hätten diese Kraftwerke mit der Wasserkraftreserve zwar zusätzliche, aber nur sehr geringe Erlöse erzielen können. Insofern war dieser Markt für Speicherkraftwerke tendenziell erlösneutral.
- **Pumpspeicherwerke** erzielten zusätzliche Erlöse mit Primärregelleistung, negativer Sekundär- und Tertiärregelleistung, sowie Herkunftsnachweisen und der Vermarktung am Intraday-Markt. Die Teilnahme auf den Märkten für positive Sekundär- und Tertiärregelleistung hingegen führte zu sehr geringen zusätzlichen Erlösen, daher können diese Märkte als erlösneutral betrachtet werden. Ähnliches gilt für die Teilnahme an der Wasserkraftreserve.
- **Umwälzwerke** stechen hervor, da sie als einziger Kraftwerkstyp durchgehend positive Zusatzerlöse auf fast allen Märkten im Wasserjahr 2021/22 erwirtschaften konnten. Die einzigen Ausnahmen sind hierbei die Wasserkraftreserve (zu hohe Opportunitätskosten) und der Markt für Herkunftsnachweise (keine natürlichen Zuflüsse).
- **Laufwasserkraftwerke** sind speziell, da sie an den meisten Märkten nicht teilnehmen können. Ausnahmen sind hierbei der DAM sowie der Markt für Herkunftsnachweise. Durch Leistungsreduktion können sie auch an Märkten für negative Regelleistung teilnehmen.

¹³ Die gewählte Methodik mit den Heuristiken führt auch in anderen, bisher normaleren Wasserjahren zu guten Ergebnissen.

Tabelle 8: Erlösmatrix

Märkte	Speicher- kraftwerk	Pumpspeicher- kraftwerk	Umwälz- kraftwerk	Laufwasser- kraftwerk
Day-Ahead-Markt	90-95%	85-95%	60-80%	90-100%
Terminmarkt	+/-20%	+/-20%	+/-20%	+/-20%
Intradaymarkt	0-5%	0-5%	0-10%	-
Wasserkraftreserve	0-1%	0-1%	-	-
HKN-Markt	0-3%	0-3%	0%	0-10%
SDL PRL	-	0-1%	0-5%	-
SRL+	0-3%	0-1%	0-10%	-
SRL-	-	0-2%	0-10%	0%
TRL+	0-3%	0-2%	0-10%	-
TRL-	-	0-3%	0-10%	0%

Quelle: Eigene Darstellung

6.2 Einordnung

Die gleitende Marktprämie stellt neben den Investitionsbeiträgen¹⁴ ein alternatives Förderinstrument dar, das für **neue Wasserkraftwerke, die Erweiterung und Erneuerung bestehender Anlagen** verfügbar ist.

Das grundlegende Ziel der gleitenden Marktprämie besteht darin, den Kraftwerksbetreibern **Investitionssicherheit** zu bieten, gleichzeitig aber sicherzustellen, dass die produzierte Energie vom Betreiber **eigenständig vermarktet** werden kann. Der Staat soll nicht nur im Falle tiefer Erlöse einspringen, sondern als Risikoträger im umgekehrten Fall auch von einem günstigen Marktumfeld partizipieren (**symmetrische Regelung**).

Konkret sollen die angefallenen Investitions- und Betriebskosten zuzüglich einer angemessenen Kapitalverzinsung längerfristig gedeckt werden, indem der Staat in Jahren mit tiefen Marktpreisen für die Differenz zu den Gestehungskosten aufkommt und im umgekehrten Fall der Betreiber Teile seiner Erlöse dem Staat überlässt. Der Staat übernimmt also eine Absicherung der Marktrisiken gegen unten, partizipiert aber auch an Mehrerträgen bei einer vorteilhaften Preisentwicklung.

Zielkonflikt im Vollzug

Für die Anwendung in der Praxis sollen die potenziellen Markterlöse eines Betreibers möglichst genau, aber auch möglichst einfach und transparent kraftwerkspezifisch geschätzt werden können. Die methodische Herausforderung liegt darin, dass ein **inhärenter Zielkonflikt** besteht zwischen

¹⁴ Die Investitionsbeiträge werden grundsätzlich entsprechend festgelegter Prozentsätze der anrechenbaren Investitionskosten für Neu- oder Erweiterungsanlagen berechnet. Diese variieren je nach Art der Anlage und möglicher zusätzlicher Winterproduktion oder Speicherkapazität, vgl. auch [Investitionsbeiträge für Klein- und Grosswasserkraftanlagen, Faktenblatt, BFE](#).

- der **Einfachheit in der praktischen Anwendung** (einfache, transparente, nachvollziehbare Berechnungen notwendig) und
- der **Genauigkeit der Abschätzung** (hohe Komplexität erforderlich).

Die gleitende Marktprämie soll in erster Linie als Förderinstrument dienen, dem eine möglichst verlässliche Schätzung der Erlöse und der Kosten zugrunde liegt. Während der Vergütungsdauer soll der Betreiber im Idealfall kein Marktpreisrisiko tragen.

Heuristiken als Lösung, Empfehlungen zu deren Anwendung

Die in diesem Bericht aus komplexeren Modellen hergeleiteten **Heuristiken** versuchen diesen beiden Anforderungen möglichst gut gerecht zu werden, indem sie die Berechnung vereinfachen, gleichwohl aber die Marktgegebenheiten wiedergeben sollen.

Wie aus Tabelle 8 hervorgeht, sind Day-Ahead- und Terminmärkte die zentralen Erlöstreiber. Wichtige Beiträge kommen zudem aus Herkunftsnachweisen und Systemdienstleistungen. Für die Anwendung der Heuristiken durch das BFE lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

- Die **Spotmärkte (Day-Ahead, Intraday)** können vereinfacht durch die **DAM-Heuristik ohne Prognoseunsicherheits-Abschlag** abgebildet werden. Der Grund ist, dass sich das Erlöspotenzial des Intraday-Markts für jeden Kraftwerkstyp im Rahmen des errechneten Prognoseunsicherheitsabschlags bewegt. Letzterer wurde vorgenommen, um zu berücksichtigen, dass die Preise im Voraus nie genau bekannt sind und daher ein Kraftwerk in einer Ex-post-Betrachtung stets optimaler hätte bewirtschaftet werden können.
- Aktivitäten am **Terminmarkt** sind betreiberspezifisch und verschieben im Wesentlichen die Erlöse zwischen Vollzugsjahren. Die realisierten Erlöse je Jahr sind entsprechend stark getrieben von der gewählten Absicherungsstrategie eines Betreibers: Wer Strom Jahre im Voraus auf Termin verkauft, kann von einer unterjährigen Steigerung nicht profitieren und umgekehrt. Bei (im Mittel) korrekten Erwartungen der Akteure über die zukünftigen Preise bedeutet dies, dass Aktivitäten auf den Terminmärkten auf der einen Seite gewisse Transaktionskosten zur Folge haben, dafür auf der anderen Seite die Volatilität der Einnahmen senken und so die Planbarkeit erhöhen. **Terminmärkte müssen in der Erlösberechnung des BFE daher nicht zwingend berücksichtigt werden, sondern es gibt Vor- und Nachteile.** Konkret erreicht im Kontext der gleitenden Marktprämie ein Betreiber genau dann die minimale Risikoexposition (bzw. Markterlöse gemäss Heuristik BFE), wenn er die in der Heuristik hinterlegte Absicherungsstrategie möglichst genau repliziert. Dies gilt auch dann, wenn die Heuristik keine Terminmärkte vorsieht. Ein Betreiber kann sich in dem Fall schadlos gegenüber Marktpreisschwankungen halten, indem er auf eine eigene Absicherung gänzlich verzichtet. Das BFE kann versuchen, sich an einer «mittleren» Absicherungsstrategie auszurichten. Ebenso kann das BFE den Terminmarkt nicht berücksichtigen oder mit den einzelnen Betreibern ex ante eine spezifische, feste Absicherungsstrategie hinterlegen.
- **Auch bei der Wasserkraftreserve gibt es eine Abwägung.** Wird die Reserve mit einem effizienten Ausschreibungsdesign auktioniert und herrscht ausreichend Wettbewerb

(insb. genügend Kapazitäten unterschiedlicher Anbieter), bieten die Anbieter ihre ex-ante geschätzten Opportunitätskosten. Diese ergeben sich daraus, aufgrund der Vorhaltung nicht im gleichen Umfang an den übrigen Märkten teilnehmen zu können. Abweichungen zu den Opportunitätskosten ergeben sich allenfalls ex-post bei Marktpreisen, die nicht den früheren Erwartungen entsprechen, oder bei mangelndem Wettbewerb. **Im Durchschnitt über die Jahre sollte die Wasserkraftreserve bei wirksamem Wettbewerb erlösneutral sein.** Dies ist dann der Fall, **wenn Anbieter durch Marktdesign und Wettbewerbssituation gezwungen sind, ihre echten Opportunitätskosten zu bieten.** Geht das BFE hiervon aus, muss sie die Wasserkraftreserve in der Erlösberechnung nicht berücksichtigen. Ansonsten genügt, wie aus der Matrix implizit hervorgehend, eine Berücksichtigung ausschliesslich für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die saisonal bewirtschaftet werden.

- **Herkunftsnachweise** sind in den letzten Jahren stark im Wert gestiegen. Dieser Trend dürfte sich fortsetzen insbesondere dann, wenn die Hinterlegung durch Lieferanten künftig nicht mehr nur auf Jahresbasis, sondern granularer erfolgen muss. Das Erlöspotenzial aus HKN ist verhältnismässig einfach zu ermitteln und insbesondere für Kraftwerke mit substanziellem Zufluss relevant. Da HKN klar messbar sind und kraftwerkscharf ausgestellt werden, können sie für alle Kraftwerkstypen berücksichtigt werden. Die mangelnde Markttransparenz stellt allerdings eine Herausforderung für die Ermittlung repräsentativer Preise dar.
- Erlöspotenziale aus **Systemdienstleistungen** sind für die verschiedenen Kraftwerkstypen stark unterschiedlich mit dem höchsten Potenzial für Umwälzkraftwerke. Die vorgeschlagene Heuristik basiert auf den jährlichen Beschaffungskosten von Swissgrid und geht davon aus, dass ausländische Bieter 15% der Erlöse aus SDL von Swissgrid abschöpfen, umgekehrt aber Erzeuger in der Schweiz im Ausland nicht an SDL-Märkten teilnehmen. Ausserdem wird von einer durchschnittlichen Teilnahme entsprechend eines fixierten Verteilungsschlüssels ausgegangen. Insofern ist diesbezüglich die Heuristik eher vorsichtig, im Einzelfall können in der Praxis die Erlöse aus SDL-Märkten deutlich höher liegen. Andererseits sorgen liquidere Märkte dafür, dass SDL immer näher an den Opportunitätskosten angeboten werden, wodurch sich das Erlöspotential reduziert.

Die obigen Erlöspotenziale können nicht ohne Zusatzkosten erschlossen werden. Diese **Vermarktungskosten** sind nicht in den Gestehungskosten der Kraftwerke berücksichtigt und müssen deshalb separat geschätzt werden. Gestützt auf unsere Analysen empfiehlt es sich, diese für verschiedene Arten von Kraftwerken unterschiedlich festzulegen. Für Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke sind die Kosten vergleichbar, während sie für Laufkraftwerke aufgrund der eingeschränkteren Vermarktungsmöglichkeiten deutlich tiefer liegen.

7 Referenzen

- BHP – Hanser und Partner AG, Plaz Peder, Irene Bösch (2017). Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 bis 2016. Studie im Auftrag von der Regierungskonferenz der Gebirgskantone
- Bundesamt für Energie [BFE] (2018). Rentabilität der Schweizer Wasserkraft.
- Eidgenössische Elektrizitätskommission [ElCom] (2022). Faktenblatt Wasserkraftreserve.
- Piot Michel (2021). „Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2011 bis 2020“. Wasserwirtschaft. pp. 33-38.
- Pöyry (2019). Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft. Studie im Auftrag vom Bundesamt für Energie (BFE).
- Swisslectric (2015): Steigende Kosten, sinkende Preise: Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke.
- Swissgrid AG (2020). Überblick Systemdienstleistungen (Version 1.2).
- Swissgrid AG (2022). Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte (Version 19).

A Rückmeldungen der Workshops vom 31.05.2023 und 19.07.2023

Erster Workshop (31.05.2023)

- *Marktpreise von HKNs am Ende des Lieferjahrs sind nicht repräsentativ für das ganze Jahr.*
Bei der Berechnung werden alle für das Jahr verfügbaren Preise (mengengewichtet) berücksichtigt, nicht nur die am Ende des Jahres.
- *Bei der Einberechnung der Wasserkraftreserve soll die Ausgestaltung der Pauschalabgeltung im Mantelerlass berücksichtigt werden.*
Die Nicht-Berücksichtigung der Wasserkraftreserve wird diskutiert und Änderungen der Berücksichtigung aufgrund beispielsweise einer Pauschalabgeltung sind problemlos möglich.
- *SDL-Erlöse sollten ebenfalls Entgelte für abgerufene Energie berücksichtigen.*
Wird in den SDL-Berechnungen berücksichtigt.
- *Wasserkraftreserve 2022 nicht repräsentativ.*
Die Berechnungen wurden für die Wasserreserve 2023 durchgeführt.
- *Der Bedarf an Wasserkraftreserve steigt mit Realisierung neuer Anlagen nicht. Entsprechend können Betreiber dadurch in einer Investitionsrechnung keine Erlöse einrechnen. Dies gilt weitgehend auch bei SDL.*
- *Ist eine Berücksichtigung der Terminmärkte nötig? Es bringt unnötige Komplexität und die Absicherungsstrategien sollen den Unternehmen überlassen werden.*
Die Vor- und Nachteile einer Berücksichtigung Auswirkungen auf Absicherungsstrategien der Unternehmen werden explizit diskutiert.
- *CH-Terminmarkt scheint ungeeignet aufgrund fehlender Liquidität.*
Ausländische Märkte werden in der detaillierten Berechnung für längere Zeithorizonte hinzugezogen.
- *Revisionsplanung und Zufluss-Prognosen müssen berücksichtigt werden und können einen starken Einfluss haben.*
Zufluss-Prognosen sind im Modell berücksichtigt.
- *In der Berechnung wird ein Mengenhedge durchgeführt; manche Betreiber benutzen einen Wer-tehedge.*
Potenziell sind andere Absicherungsstrategien im Modell möglich, vorliegend wurden nur Mengenhedges modelliert.
- *Marktliquidität spielt eine wichtige Rolle und muss berücksichtigt werden.*
Die Illiquidität wurde insbesondere im Intraday-Handel berücksichtigt.
- *Erlöse und Kosten sollten nicht komplett unabhängig voneinander betrachtet werden.*
Die Vermarktungskosten wurden explizit als Funktion der Aktivität auf den unterschiedlichen Märkten geschätzt.

- *«Moral Hazard» könnte zu Anreizen riskanter Verkaufsstrategien führen.*
Die Auswirkungen der Wahl der Absicherungsstrategie des BFEs auf Entscheidungen der Betreiber wurde explizit diskutiert.
- *Die Geltungsdauer der gleitenden Marktprämie sollte je nach Erzeugungstechnologie unterschiedlich ausfallen.*
- *Wie genau werden Kraftwerke (ganze Kraftwerke oder Teile von Kraftwerken) eingeteilt?*
Die Auswahl der Typen folgt der Struktur der [Statistik der Wasserkraftanlagen](#).

Zweiter Workshop (19.07.2023)

- *Das Modell ist zu kompliziert, möglichst vereinfachen.*
Das Vorgehen wurde zweistufig gewählt: die genaue Schätzung ist nötig, um möglichst präzise das Verhalten der Betreiber abzubilden und damit stark vereinfachende Heuristiken zur Abschätzung festlegen zu können.
- *Hydrologie und Wartungsarbeiten*
Würde das Modell weiter stark verkomplizieren und wurde daher nicht berücksichtigt (abgesehen der Zuflüsse).
- *Speicherkraftwerke werden mehrjährig optimiert.*
Dies ist bei der Schätzung der Terminmärkte berücksichtigt, längere Prognosen erhöhen aber weiter die Komplexität.
- *Heuristik an einem simulierten Produktionsprofil gemessen*
Im Rahmen des Projektes wurden keine Produktionsprofile erhoben.
- *Die Berechnung zu SDL sind nicht sehr robust, aber klein. Daher eventuell ganz darauf verzichten, da die Erlöse ohnehin nahe an Opportunitätskosten liegen.*
Die (Nicht-)Berücksichtigung der SDL-Erlöse wird explizit diskutiert. Zudem weisen wir auf die SDL-Märkte hin, auf denen einzelne Kraftwerkstypen nicht profitabel operieren können (oder nur sehr geringe Erlöse erzielen können) und berücksichtigen dies auch in den Heuristiken.
- *Umwälzkraftwerke können sich stark unterscheiden*
Die Kraftwerksparameter werden in der detaillierten Schätzung und Heuristik berücksichtigt.
- *Terminmarkt dient ausschliesslich zur Preisabsicherung und ist langfristig ausgeglichen. Zudem ist der Schweizer Terminmarkt illiquid. Daher ist die Berücksichtigung nicht notwendig.*
Die Vor- und Nachteile der Berücksichtigung werden explizit diskutiert. Ob Terminmärkte langfristig ausgeglichen sind, ist aufgrund der Entwicklungen der letzten Jahre etwas unsicherer.
- *Mehr Quellen für die Berechnung der HKN-Preise sollten berücksichtigt werden.*
Die öffentlich verfügbaren Quellen wurden berücksichtigt.

- *Eine einfache Umsetzung ist zu unterstützen. Aktuell ist das Vorgehen zu komplex für Nicht-Fachleute.*

Die Heuristiken entsprechen diesem Vorgehen und vereinfachen die Berechnung sehr stark. Sie sind daher auch für Nicht-Fachleute nachvollziehbar.