



Bericht vom Juli 2019

---

# Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft

Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie

---



Quelle: Getty



**Datum:** Juli 2019

**Ort:** Zürich

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

Pöyry Management Consulting (Schweiz) AG  
Herostrasse 12, 8048 Zürich  
<https://www.poyry.ch/de>

**Autor/in:**

Kai Karring, Managing Director, Pöyry Management Consulting (Schweiz) AG, [kai.karring@poyry.com](mailto:kai.karring@poyry.com)  
Matthias Raeck, Principal, Pöyry Management Consulting (Schweiz) AG

**BFE-Projektbegleitung:** Dr. Wolfgang Elsenbast  
Renato Marioni

**BFE-Vertragsnummer:** SI/200295-01

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

**Bundesamt für Energie BFE**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Copyright © 2019 Pöyry Management Consulting (Schweiz) AG**

Alle Rechte vorbehalten. Der Bericht darf weder gesamthaft noch teilweise ohne die schriftliche Genehmigung der Pöyry Management Consulting (Schweiz) AG vervielfältigt werden.

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>VORWORT</b>		<b>8</b>
<b>ZUSAMMENFASSUNG</b>		<b>11</b>
<b>RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE</b>		<b>22</b>
<b>1. EINLEITUNG</b>		<b>33</b>
1.1	Ausgangslage	33
1.2	Ziele der Studie	34
1.3	Rahmen der Studie	35
<b>2. STICHPROBE UND METHODIK</b>		<b>36</b>
2.1	Stichprobe	36
2.2	Kraftwerkstypisierung	37
2.3	Bewertungsmethodik	39
<b>3. KOSTENMODELLIERUNG</b>		<b>41</b>
3.1	Überblick Kostenkomponenten	41
3.2	OPEX	42
3.2.1	Historie 2013-2017	43
3.2.2	Projektion in die Zukunft	45
3.3	CAPEX	47
3.4	Abschreibungen	50
<b>4. ERLÖSMODELLIERUNG</b>		<b>53</b>
4.1	Überblick Erlösströme	53
4.2	Modellierungsmethodik	54
4.2.1	Überblick Modellierungsmethodik	54
4.2.2	Hydrologische Modellierung	54
4.2.3	Kraftwerksmodellierung	56
4.2.4	Optimierungsmethodik	58
4.2.5	Modellkalibrierung	60
4.3	Erlösprojektionen	62
4.3.1	Terminvermarktung	62
4.3.2	Day-Ahead und Intraday	63
4.3.3	Systemdienstleistungen	68
4.3.4	Ökologischer Mehrwert	71
4.4	Zusammenfassung Erlösprojektion	72

<b>5.</b>	<b>WIRTSCHAFTLICHKEIT DER WASSERKRAFTANLAGEN</b>	<b>75</b>
5.1	DCF-Modell	75
5.2	Ergebnisse je Technologie	78
<b>6.</b>	<b>BESTEHENDE FÖRDERUNGEN UND SENSITIVITÄTEN</b>	<b>84</b>
6.1	Preissensitivitäten	84
6.2	Sensitivität Wasserzinsen	87
6.3	Verrechnung an gebundene Kunden	91
6.4	Marktprämie	93
6.5	Investitionsbeiträge	97
<b>7.</b>	<b>FAZIT</b>	<b>98</b>
	<b>QUELLENVERZEICHNIS</b>	<b>100</b>



## VORWORT

Die vorliegende Studie «Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft» wurde durch Pöyry Management Consulting Schweiz AG (nachfolgend Pöyry) im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) erstellt. Die Studie basiert weitgehend auf Informationen aus öffentlich verfügbaren Geschäftsberichten von Schweizer Wasserkraftwerken (Partnerwerke). Um die Repräsentativität der Studie zu erhöhen, haben mehrere Betreiber von Wasserkraftwerken Pöyry zusätzliche – nicht öffentlich verfügbare – Informationen geliefert.

Die Studie wurde von Pöyry anhand der verfügbaren Daten, nach anerkannten Standardmethoden und mit grösstmöglicher Sorgfalt erstellt. Das umfassende energiewirtschaftliche und technische Know-How von Pöyry in der Modellierung von Energiemärkten sowie der Planung, dem Bau, dem Betrieb und der wirtschaftlichen Bewertung von Wasserkraftwerken ist in die Studie eingeflossen.

In der Studie wird die aktuelle, betriebswirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit der bestehenden Schweizer Wasserkraft im Detail analysiert. Hierzu ist das aktuelle und künftig absehbare energiewirtschaftliche Umfeld relevant. Nicht analysiert wurden die Wettbewerbsfähigkeit der bestehenden Wasserkraft in der Vergangenheit, die Fähigkeit der Branche, die notwendigen Investitionen in bestehende Kraftwerke am Kapitalmarkt effektiv zu finanzieren und somit auch die Rentabilität des politisch erwünschten Ausbaus der Wasserkraft in Rahmen der Energiestrategie 2050. Ebenso werden Fragestellungen rund um die anstehenden Heimfälle und Konzessionserneuerungen, die (detailliertere) Ausgestaltung des Wasserzinsregimes oder die Gewinnsteuern der Partnerwerkstrukturen nicht thematisiert. Im Weiteren ist die Verteilung von Risiken und Gewinnen der Schweizer Wasserkraft aufgrund der vorherrschenden Partnerwerksstruktur nicht berücksichtigt worden.

Pöyry hat die Zwischenergebnisse der Studie an drei Sitzungen Fachspezialisten des BFE und Vertretern der Schweizer Wasserwirtschaft vorgestellt. Dadurch konnten die Vorgehensweise, die Methodik und die Annahmen der Studie in einem breiten Kreis diskutiert und teilweise abgeglichen werden, was zu einer Erhöhung der Robustheit der Resultate geführt hat. Nichtsdestotrotz entsprechen die Resultate und Erkenntnisse der Studie der Sichtweise des Auftragnehmers Pöyry und nicht derjenigen des BFE oder der Branchenvertreter.

Aussagen zur künftigen Entwicklung von energiewirtschaftlichen Systemen sind naturgemäss mit Unsicherheiten verbunden. Um diese Unsicherheit methodisch zu erfassen und den Einfluss zentraler Annahmen auf die Resultate transparenter darzustellen, wurden in der Studie Sensitivitäten zu den potentiell grössten Einflussfaktoren berechnet. Zwei Sensitivitäten bezüglich der Inputannahme zur Strompreisentwicklung (Sensitivität Strompreis Hoch / Tief) und eine Sensitivität bezüglich dem zukünftigem Wasserzinsmodell (Auswirkungen eines flexiblen Wasserzinsmodells). Dadurch wird ein breites Spektrum möglicher zukünftiger Entwicklungen abgedeckt.



Bezüglich der Annahmen und der Studienergebnisse gibt es einzelne Differenzen:

*Ersatzinvestitionen und Heimfall der Kraftwerke:* Von Pöry wurden die Ersatzinvestitionen bis zum Konzessionsende umfassend mit den Branchenvertretern abgestimmt. Aufgrund der fehlenden Referenzfälle und der Komplexität einer belastbaren Bewertung der Konzessionsverlängerungen wurde vereinfachend stets der Heimfall nach Ablauf der bestehenden Konzession angenommen, welcher zum Restbuchwert der Anlagen entschädigt wird. Die Studie bewertet somit die Rentabilität der bestehenden Anlagen bis zu deren Konzessionsende. Die Branchenvertreter erachten den gewählten Ansatz als unzureichend, da die Investitionen im Rahmen einer Konzessionsverlängerung nicht betrachtet wurden. Somit sei keine Aussage über die Rentabilität der notwendigen Investitionen in den langfristigen Erhalt der bestehenden Kraftwerke über die aktuelle Konzessionsperiode hinaus möglich. Dieser Punkt ist allerdings ausserhalb des Untersuchungsrahmens der Studie.

*Erlösentwicklung / Rentabilität:* Die Studienresultate sind massgeblich von den verwendeten Preisszenarien (Preisniveau und Stundenvolatilität) getrieben. Sowohl das Preisniveau (inklusive zwei Sensitivitäten) als auch die Stundenvolatilität wurden durch das BFE vorgegeben. Die Branchenvertreter sind der Auffassung, dass trotz der drei Szenarien, die Marktrisiken ungenügend abgebildet werden. Eigene Preisszenarien wurden aus der Branche nicht vorgebracht.

*Bei weiteren Inputparametern und Annahmen der Studie* weicht die Meinung der Branchenvertreter von den in der Studie gewählten Festsetzungen ab, namentlich beim Potenzial zur Reduktion der Betriebskosten (wird als zu hoch erachtet), bei der Höhe der Overhead-Kosten (wird als zu tief erachtet) sowie bei den zusätzlichen Erlöspotenzialen wie Systemdienstleistungen, Intraday oder Vermarktung des ökologischen Mehrwerts (werden als zu hoch erachtet).

#### ***Begleitgruppe BFE:***

Christian Bühlmann

Wolfgang Eisenbast (ab Januar 2019)

Florian Kämpfer

Renato Marioni (bis Dezember 2018)

Thomas Putzi

#### ***Beteiligte Vertreter / Firmen der Wasserwirtschaft:***

Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband SWV – Michel Piot

Alpiq – Amédée Murisier

Axpo – Oliver Hugi

Azienda elettrica ticinese AET – Flavio Kurzo

BKW – Christoph Röthlisberger

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich ewz – Silvia Banfi Frost

Forces Motrices Valaisannes FMV

## ZUSAMMENFASSUNG

### *Ausgangslage*

Seit mehr als 120 Jahren bildet die Wasserkraft das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung und liefert auch heute noch nahezu 60% der inländischen Stromproduktion. Unter Berücksichtigung angestrebter Klimaziele und mit dem beschlossenen, mittelfristigen Ausstieg aus der Kernenergie, erwarten wir, dass die Bedeutung der Wasserkraft weiter zunehmen wird.

Trotz einer deutlichen Erholung befinden sich die aktuellen Grosshandelsmarktpreise für Strom auf einem eher tiefen Niveau und auch die Stundenvolatilitäten, von denen vor allem die Schweizer (Pump-) Speicherwerke profitierten, sind aktuell tief. Somit bedarf die Betrachtung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft einer detaillierten Analyse um fundierte Aussagen zu erlauben.

Die im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 beschlossenen Fördermassnahmen (Marktprämie und Investitionsbeiträge) und die in der Strategie Stromnetze zugestandenen Ausnahmeregelungen bezüglich der Durchschnittspreismethode in der Grundversorgung sollten für die kommenden Jahre zu einer Verbesserung der Ertragslage der Wasserkraftbetreiber sorgen sowie Investitionsanreize für den Ausbau der Produktion aus Wasserkraft setzen.

Die laufenden Massnahmen zur Unterstützung der Grosswasserkraft sind zeitlich begrenzt (Marktprämie befristet bis 2022, Investitionsbeiträge bis 2030). Für die Periode nach Ablauf dieser Unterstützungsmassnahmen sind bisher keine weiteren Massnahmen geplant.

### *Ziele der Studie*

Als Grundlage zur Abschätzung eines allfälligen Handlungsbedarfes für die Zeit nach Ablauf der aktiven Unterstützungsmassnahmen für bestehende Kraftwerke (2023 ff.), soll im Rahmen dieser Studie eine detaillierte Analyse der Wirtschaftlichkeit der Schweizer Grosswasserkraft erfolgen. Dabei wurden folgende methodische Vertiefungen als Ergänzungen zu bisherigen Studien des BFE berücksichtigt:

- Ausdehnung des Betrachtungszeitraums bis ans Konzessionsende der Kraftwerke
- Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Kosten
- Berechnung der anlagenspezifischen Erlöse unter Annahme einer optimalen Vermarktung der Energie am Grosshandelsmarkt
- Berücksichtigung weiterer Erlösströme (Intraday, Systemdienstleistungen (SDL) und ökologischer Mehrwert/HKNs)

- Durchführung einer kraftwerksspezifischen Wirtschaftlichkeitsberechnung<sup>1</sup> auf Basis einer Discounted Cash Flow Methodik

Zusätzlich werden die Effekte unterschiedlicher ökonomischer und regulatorischer Rahmenbedingungen auf die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke untersucht. Zu diesem Zweck werden Sensitivitäten auf die folgenden regulatorischen und ökonomischen Werttreiber untersucht:

- verschiedene zukünftige Preisentwicklungen (Preissensitivitäten)
- Flexibilisierung des Wasserzinsregimes
- Stromabsatz in die Grundversorgung
- Marktprämie für Grosswasserkraftwerke

### **Stichprobe**

Die in der vorliegenden Studie betrachtete Kraftwerksstichprobe umfasst 20 Kraftwerke (Lauf-, Speicher-, Pumpspeicher und Umwälzwerke). Insgesamt umfasst die Stichprobe eine installierte Leistung von 8.2 GW. Dies entspricht rund 51% der gesamten Schweizer Hydroparks. Die betrachteten Kraftwerke produzieren jährlich etwa 14'520 GWh Energie und decken somit rund 36% der totalen Schweizer Stromerzeugung durch Wasserkraftwerke ab.

Mit Blick auf die durch die Stichprobe abgedeckte installierte Leistung und Produktionsmenge, die regionale Verteilung der Anlagen und die ausreichende Abdeckung der unterschiedlichen Kraftwerkskategorien kann die Stichprobe als repräsentativ für die Schweizer Grosswasserkraft betrachtet werden.

Die vorliegende Studie wertete öffentlich verfügbare Geschäftsberichte der Schweizer Wasserkraftwerksgesellschaften aus. Ergänzt wurden diese Datensätze durch historische, nicht öffentliche Kostendaten mehrerer Kraftwerke bzw. Kraftwerksgruppen, die von Mitgliedern des Schweizer Wasserwirtschaftsverbandes zur Verfügung gestellt wurden.

### **Wichtigste Inputannahmen**

#### **Kostenentwicklung**

Ausgehend von der aktuellen Kostenstruktur der Kraftwerke wurde ein langfristiges Effizienzgewinnpotential auf Basis einer externen Studie [Filippini, Geissmann & Greene, 2016] angenommen, durch das die beeinflussbaren Kosten bis 2035 um insgesamt rund 14 % (-1.55% p.a. 2019-2025 und -0.4% p.a. 2026-2035) sinken.

---

<sup>1</sup> Net Present Value bzw. Nettobarwert

Für die Overheadkosten auf Seiten der Kraftwerkseigner wurde durch eine Bottom-Up Abschätzung ein Kostensatz von 0.3 Rp./kWh errechnet und dieser Studie zugrunde gelegt.

Die Wasserzinsen wurden in ihrer heutigen Höhe fix in die Zukunft fortgeschrieben.

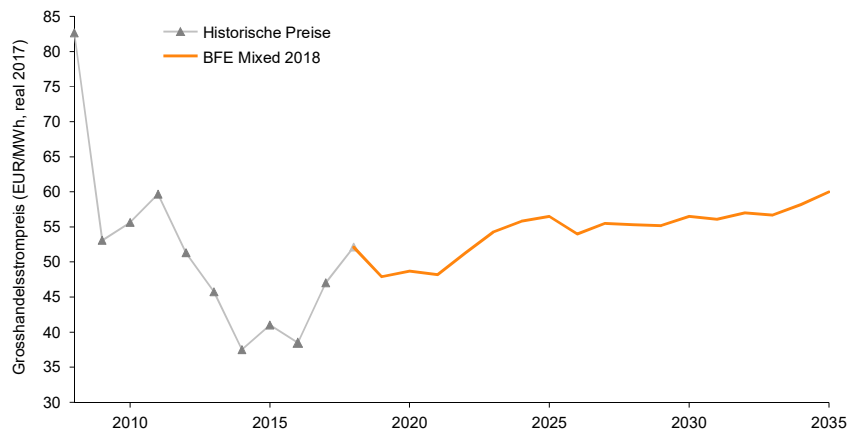
Bezüglich der Investitionskosten unterstellt die Studie eine regelmässige Reinvestition nach Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer gemäss EnFV und hält somit das hohe Instandhaltungsniveau der Schweizer Wasserkraft konstant.

### Erlöse

Die stundenscharfen Day-Ahead-Preise stellen den zentralen Inputfaktor zur Berechnung der Erlöse dar. Zu diesem Preis wird die Energie am Day-Ahead-Markt (Spotmarkt) verkauft. Dabei modelliert die Studie jedes Kraftwerk im Detail und optimiert den Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der vorhandenen Flexibilität der Anlagen, die durch die öffentlich verfügbaren Anlagenparameter bestimmt ist.

Basis der durchgeführten Berechnungen bildet die vom BFE bereitgestellte Preisprojektion, die auch der Berechnung der Investitionsbeiträge zu Grunde liegt. Verwendet wird dabei die aktuellste Version des Rechenlaufes vom Dezember 2018.

**Abbildung 1 – Day-Ahead-Preisprojektion [€/MWh] (Base Case)**



Quellen: BFE, Pöyry

Diese Strompreisprojektion stellt eine konsistente und mit den politischen Klimazielen auf europäischer wie auch Schweizer Ebene in Einklang befindliche Entwicklung der Strompreise dar. Sie ist aber - wie alle Vorhersagen - mit den Unsicherheiten einer langfristigen Prognose behaftet.

Für die Berechnung der kraftwerksspezifischen Erlöse aus der Vermarktung von Systemdienstleistungen (SDL) an Swissgrid wurde ausgehend vom aktuellen Preisniveau eine

Absenkung der Erlöse von -15% bei der Primärregelung und -10% in der Sekundärregelung bis 2025 unterstellt. Wesentliche Treiber dieser Entwicklung sind der Markteintritt von Linth-Limmern und Nant de Drance mit einer zusätzlichen, hochflexiblen Leistung von fast 2 GW sowie die zunehmende Bedeutung von Batteriespeichern für die Erbringung von Primärregelung.

Für die Erlöse aus der Intraday-Vermarktung geht diese Studie von einer Erhöhung der Preisvolatilität durch den weiterhin starken Zubau von intermittierender Erzeugungskapazität (Wind und Photovoltaik) in Europa aus. Dieser Volatilitätszuwachs wird teilweise durch den Zubau neuer und die Marktintegration vorhandener Flexibilitäten (Batterien, Demand Side Management, ...) kompensiert. In Summe geht die Studie von einer Zunahme der Volatilität um 20% bis 2035 aus.

Für die Modellierung der Erlöse aus der Vermarktung des ökologischen Mehrwertes setzt die Studie auf den aktuellen (Ende 2018) Preisen der Herkunftsnachweise (3.5 €/MWh) auf und schreibt diese konstant fort.

### **DCF-Modell**

Kernelement der Bewertung bildet das Discounted Cash Flow (DCF) Modell, in welchem die zukünftigen Free Cash Flows berechnet werden, um einen Nettobarwert (NPV) je Kraftwerk zu errechnen. Dieser stellt den heutigen wirtschaftlichen Wert der Kraftwerke bis zu deren Konzessionsende dar.

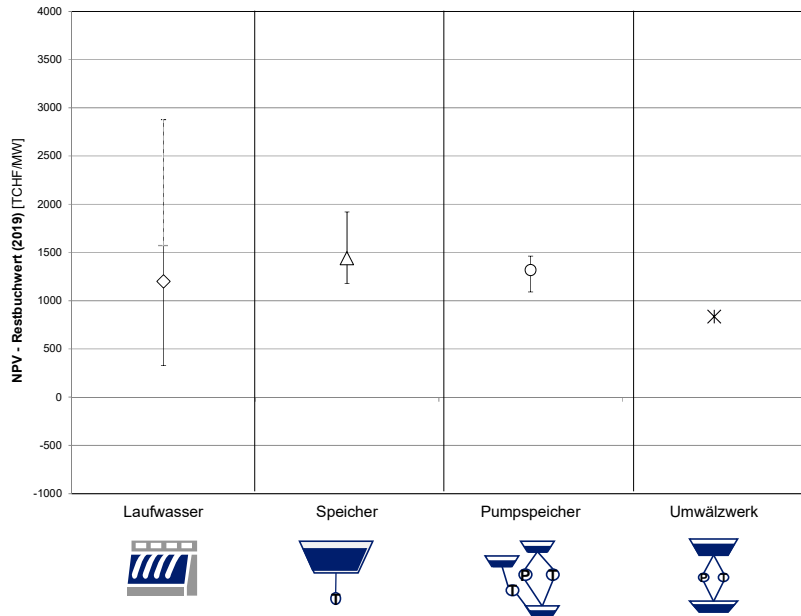
Da diese Betrachtung die initialen Baukosten und die bis 2019 aufgelaufenen Ersatzinvestitionen der Betreiber ausser Acht lässt, wird der berechnete NPV dem aktuellen Restbuchwert der Anlagen gegenübergestellt, welcher den heutigen Zeitwert der Kraftwerksanlage widerspiegelt.

Grundsätzlich orientiert sich die gesamte Modellierung an der Berechnung der Investitionsbeiträge (vgl. EnG und EnFV), um eine BFE-weite Konsistenz der Methodik sicherzustellen. So wird auch der für die Investitionsbeiträge berechnete WACC von 4.98% verwendet, der die Renditeanforderungen der Fremd- und Eigenkapitalgeber im DCF Modell abbildet.

Mit den vorgängig beschriebenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 2 dargestellte Bewertung bzw. deren-Verteilungen je Kraftwerkskategorie. Um eine Vergleichbarkeit kleinerer und grösserer Anlagen zu ermöglichen, wurden die Werte auf die jeweilige installierte Leistung normiert. In der Kategorie Laufwasser wurde die Streuung durch einen extremen Ausreisser gestrichelt dargestellt.

Ergebnisse

**Abbildung 2 – NPV abzgl. Restbuchwert / MW je Kraftwerkskategorie (Base Case)**



Quelle: Pöyry

Alle 20 in der Stichprobe betrachteten Kraftwerke weisen - über Ihre Restkonzessionsdauer betrachtet und mit den oben beschriebenen Annahmen zu Kosten und Erlösen - einen positiven NPV auf, der zudem stets über dem aktuellen Restbuchwert liegt. Sie erwirtschaften somit nicht nur eine Rendite über den im WACC geforderten markt- und risikogerechten Zielwerten für die Fremd- und Eigenkapitalverzinsung, sondern erlauben auch eine vollständige Amortisation der Restbuchwerte und damit der in der Vergangenheit getätigten Investitionen. Die internen Zinsfüsse / internal rates of return (IRR) der jeweiligen Kraftwerkstypen bewegen sich dabei unter Berücksichtigung der Restbuchwerte zwischen 9.5% für die Umwälzkraftwerke und 21.6% für die betrachteten Speicherkraftwerke.

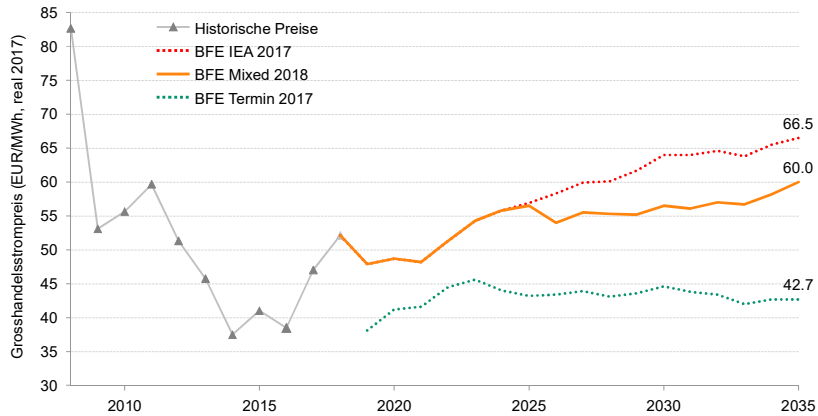
**Bestehende Förderungen und Sensitivitäten**

*Preissensitivitäten*

Um den Einfluss alternativer Marktentwicklungen transparent zu machen, wurden im Rahmen dieser Studie zwei Preissensitivitäten betrachtet: ein dauerhaft tiefes Marktpreisniveau leicht über den Tiefstpreisen von 2014-2016 sowie ein langfristig stärker ansteigendes Preisszenario (vgl. Abbildung 3). Die resultierenden Ergebnisse sind in Abbildung 4 dargestellt.

In der positiven Sensitivität erhöht sich der Wert der Stichprobe gegenüber dem Base Case um rund 500 Mio. CHF oder ca. 6% von 8.9 Mrd. CHF (NPV abzüglich Restbuchwert) auf 9.4 Mrd. CHF und folglich weisen alle Anlagen eine Verzinsung über einem markt- und risikogerechten WACC auf.

**Abbildung 3 – Preissensitivitäten**

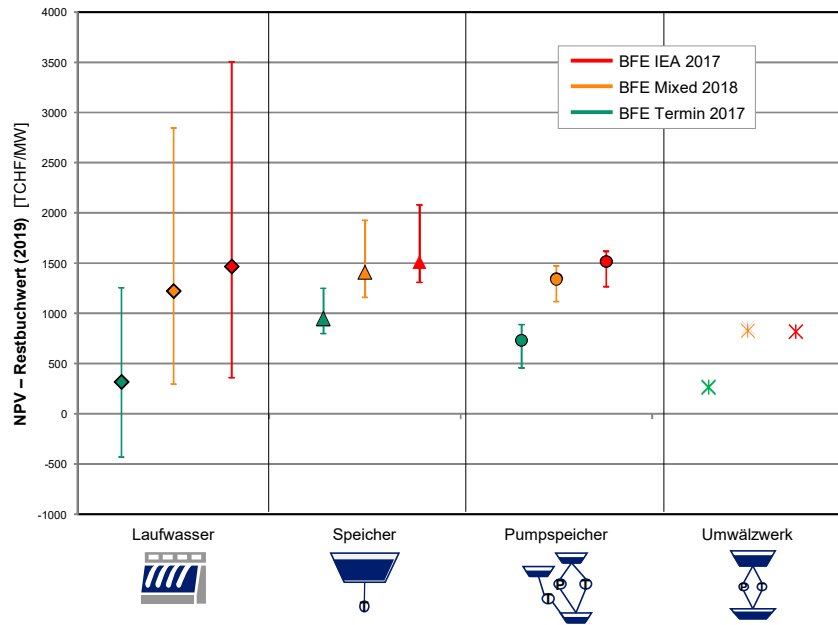


Quellen: BFE, Pöyry

Erwartungsgemäss ergeben sich in der tiefpreisigen Sensitivität deutlich niedrigere NPVs für alle Anlagenklassen. Dennoch bleibt festzustellen, dass über die gesamte Stichprobe nur zwei Laufwasserkraftwerke und ein Umwälzwerk einen NPV tiefer als aktuellen Restbuchwert aufweisen, ein weiteres Laufkraftwerk rangiert bei einer Differenz nahe 0.



**Abbildung 4 – NPV abzüglich Restbuchwert / MW in den Preisentwicklungen**



Quelle: Pöyry

Betrachtet man alle Anlagen der Stichprobe, so verliert das Gesamtportfolio in der tiefpreisigen Sensitivität etwa 50% seines Wertes von rund 8.9 Mrd. CHF (NPV abzüglich Restbuchwert) auf 4.4 Mrd. CHF. Der NPV der zukünftigen Zahlungsflüsse bleibt jedoch mit 11.4 Mrd. CHF deutlich über dem Restbuchwert von 2019 von rund 7.0 Mrd. CHF.

Ein Laufkraftwerk würde in dieser Preisentwicklung einen Verlust realisieren, da die berechnete Rendite (IRR) nicht ausreicht, die angenommenen Fremdkapitalkosten von 2 % zu decken. Zwei weiteren Anlagen (ein Laufkraft- und ein Umwälzwerk) erwirtschaften mit 5.24 % respektive 7.85 % eine Eigenkapitalrendite unter der markt- und risikogerechten Verzinsung von 7.96% (Zielrendite in WACC Berechnung).

*Sensitivität Wasserzinsen*

Die Wasserzinsen tragen einen signifikanten Teil zu den Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraft bei. Im Rahmen der Revision des Wasserrechtgesetzes (WRG) wurden in Anbetracht der tiefen Grosshandelspreise der Jahre 2014-2016 flexible, vom aktuellen Marktpreisniveau abhängige Modelle, für die Festlegung des zu bezahlenden Wasserzinses diskutiert.

Der National- und Ständerat hat beschlossen das aktuelle Wasserzinsmaximum für weitere fünf Jahre beizubehalten. Die Diskussion in den Räten hat jedoch gezeigt, dass im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des Wasserzinsmaximums die Flexibilisierung vertieft zu diskutieren sein

wird. Daher wurde eine Abschätzung des Einflusses eines solchen revidierten Wasserzinsmodells auf die Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft durchgeführt. Eine Flexibilisierung der Wasserzinsen führt dazu, dass die Höhe des maximalen Wasserzinssatzes nicht länger absolut fixiert wird, sondern in Abhängigkeit des Grosshandelspreises und damit der Ertragssituation der Betreiber dynamisch festgelegt wird. Dabei soll der Wasserzins zukünftig aus einem fixen Sockelbetrag und einem variablen Teil bestehen.

Die relevanten Modellparameter wurden entsprechend dem in der politischen Diskussion genutzten Modell (Sockel 50 CHF/KW<sub>br</sub>, Referenzmarktpreis beim Startpunkt des variablen Anteils 47 CHF/MWh, Steigung 2 MWh/KW<sub>br</sub>) definiert.

Die resultierenden Wasserzinsen liegen für die tiefe Preissensitivität mit einem Wert von knapp 80 CHF/ KW<sub>br</sub> unter dem heutigen, bundesrechtlichen Maximalsatz von 110 CHF/ KW<sub>br</sub>, im Base Case ergeben sich Wasserzinsen, welche um den Maximalsatz schwanken und in der hohen Preisentwicklung stets darüber verlaufen. Grundsätzlich profitieren Laufkraftwerke am meisten und Umwälzwerke am wenigsten von der Flexibilisierung, da bei letzteren der relative Anteil der Wasserzinsen an den Gestehungskosten am geringsten ist. Betrachtet man die tiefpreisige Sensitivität, erhöht sich der summarische Wert aller Kraftwerke in der Stichprobe durch die Flexibilisierung um rund 700 Mio. CHF oder rund 15% von etwa 4.4 Mrd. CHF auf knapp 5.1 Mrd. CHF (NPV abzüglich Restbuchwert) und zwei der drei negativ bewerteten Anlagen können diese Differenz ins positive drehen.

Im Base Case verändert sich der Wert der Stichprobe nahezu gar nicht, in der hochpreisigen Sensitivität sinkt der Wert der Stichprobe durch die leicht höheren Wasserzinsen um etwa 200 Mio. CHF auf 9.2 Mrd. CHF (NPV abzüglich Restbuchwert).

### *Verrechnung an gebundene Kunden*

In der aktuellen Regulierung müssen Produzenten, die gleichzeitig gebundene Kunden (<100'000 kWh) beliefern, diesen die Kosten Ihrer Erzeugungsanlagen in der Tarifikalkulation anrechnen und so die Gestehungskosten inklusive Eigenkapitalrendite auf den Endkunden umlegen. Die Anrechnung erfolgt entsprechend dem Anteil der Eigenproduktion an der gesamten Energiebeschaffungsmenge anhand der Durchschnittspreismethode.

In der Stichprobe sind zwölf Anlagen enthalten, deren Kosten (zumindest teilweise) an gebundene Endkunden verrechnet werden können. Die durchgeführte Abschätzung ergab, dass diese 12 Werke ca. 4 TWh von den 18.9 TWh Produktion der gesamten Stichprobe (inkl. Linth-Limmern im Vollbetrieb) an die gebundenen Endkunden abgeben und damit rund 17% des Gesamtverbrauchs der gebundenen Kunden von 32 TWh decken.

Mit dem Recht aus dem totalrevidierten Energiegesetz und der Gesetzesänderung zur Strategie Stromnetze eigene und fremde einheimische erneuerbare Energien bis 2022 losgelöst von der

Durchschnittspreismethode in der Grundversorgung zu Gestehungskosten abzusetzen, könnte diese Abgabe von ca. 4 TWh auf bis zu 6 TWh steigen.

Jedoch können ohne stundenscharfe Abbildung des Gesamtportfolios der betroffenen EVUs keine belastbaren Aussagen zu den finanziellen Auswirkungen gemacht werden.

Mit einem einfachen Abgleich der Gestehungskosten mit den durchschnittlich erzielten Marktpreisen wurde dennoch versucht abzuschätzen, ob sich die Verrechnung an gebundene Kunden positiv oder negativ auf den NPV der Anlage auswirken wird.

Im Ergebnis weisen zehn der zwölf Anlagen höhere Erlöse als Gestehungskosten inklusive Eigenkapitalrendite von 8 Prozent auf und werden somit eher durch die regulatorische Vorgabe belastet (summarisch mit bis zu -156 Mio. CHF). Nur zwei Anlagen profitieren im Base Case von einer Verrechnung (summarisch bis zu +35 Mio. CHF). Die angegebenen Frankenbeträge stellen eine Schätzung der maximalen Wertänderung dar, sofern sämtliche Produktionsanteile der Eigner mit Endkunden zu vorteilhaften/unvorteilhaften Konditionen gemäss Strom VV verrechnet würden. Somit stellt sich die Endkundenregulierung unter den im Base Case vorgegebenen Rahmenbedingungen eher als unvorteilhaft für EVUs dar.

Diese Aussage ist dabei natürlich nicht auf die vergangenen Jahre mit niedrigen Marktpreisen übertragbar. Hier profitierten die Betreiber mit hoher Sicherheit von der Verrechenbarkeit der Gestehungskosten, da die Erlöspotentiale am Grosshandelsmarkt deutlich tiefer waren.

### *Marktprämie*

Mit Inkrafttreten des EnG im Jahr 2018 erhalten Grosswasserkraftwerke  $>10\text{MW}_{br}$ , die durch die Day-Ahead-Markterlöse nicht ihre Gestehungskosten decken können, eine Marktprämie von maximal 1 Rp/kWh produzierter Energie. Hierbei ist die Gesamtsumme der Marktprämie im Gesetz auf rund 100 Mio. CHF/Jahr beschränkt.

In 2018 wurden gemäss BFE mit 101 Mio. CHF die maximal zur Verfügung stehenden Mittel ausgeschöpft, wobei die durchschnittliche, spezifische Prämie 0.74 Rp./kWh betrug. Dies zeigt, dass das Antragsvolumen die verfügbaren Mittel um den Faktor 1.35 überstiegen, und daher die spezifische Prämie entsprechend reduziert werden musste.

Für die Marktprämie 2019 (auf Basis 2018er Preise) stehen noch keine offiziellen Informationen bereit. Da der relevante SwissX Spot Preis aber um rund 18% gegenüber 2017 anstieg, ist mit einer Reduktion der Ansprüche zu rechnen. Weiter können Betreiber von unrentablen Wasserkraftwerken diese gemäss Artikel 31 des Energiegesetzes ab 1.1.2018 prioritär und losgelöst von bisher gültigen Durchschnittspreismethode, in der Grundversorgung zu Gestehungskosten absetzen. Deshalb ist davon auszugehen, dass für das Geschäftsjahr 2018 nur ein Teil der verfügbaren Fördersumme ausbezahlt werden wird.

Für die Geschäftsjahre 2019-2021 (Preise des Base Cases) ergeben die Abschätzung auf Basis des vorliegenden Datensatzes, dass eine spezifische Marktprämie von rund 0.9 Rp/KWh bezahlt werden würde und damit wieder die gesamte verfügbare Fördersumme ausbezahlt wird. Aufgrund der leicht höheren Preise gegenüber 2017 wäre zwar von einer weiteren Reduktion der Förderung auszugehen, aber mit der vollen Inbetriebnahme von Linth-Limmern (2019) und Nant de Drance (ab 2020) erhöht sich die potentiell förderberechtigte Produktionsmenge um mindestens 5 TWh/Jahr, wodurch die leichte Erholung am Grosshandelspreis und die Ausnahmeregelung bzgl. Gestehungskostenverrechnung überkompensiert werden.

Tabelle 1 fasst die finanziellen Auswirkungen auf die betrachteten Kraftwerke zusammen. Von der Marktprämie profitieren v.a. die Umwälzwerke, Laufwasser und Pumpspeicher. Die Speicherkraftwerke erhalten in unserer Abschätzung durch die gute Ertragslage keine Marktprämien. In Summe erhöht sich der Wert der Stichprobe im Base Case damit um 136 Mio. CHF.

**Tabelle 1 – Wertänderungen durch Marktprämien**

Kategorie	Wertzuwachs [Mio. CHF]
Laufwasser	21.5
Speicher	0
Pumpspeicher	18.2
Umwälzwerke	94.9
<b>Total</b>	<b>134.6 und 4 Anlagen</b>

Quelle: Pöyry

Die Ergebnisse der betrachteten Stichprobe legen nahe, dass die bestehenden Schweizer Wasserkraftwerke unter den getroffenen Annahmen zur zukünftigen Preiserwartung wettbewerbsfähig ist. Die NPVs aller betrachteten Wasserkraftwerke sind deutlich positiv und auch grösser als die aktuellen Restbuchwerte. Dies zeigt, dass der weitere Betrieb der Kraftwerke auch unter Berücksichtigung nötiger Ersatzinvestitionen rentabel ist und die Investitionen aus der Vergangenheit amortisiert werden können.

Unter Annahme einer negativen Preisentwicklung, welche dauerhaft nur leicht über den Tiefstpreisen der Jahre 2012-2014 liegt, verringert sich der Wert der Kraftwerke zwar deutlich, er bleibt jedoch für die gesamte Stichprobe ebenso deutlich über den aktuellen Restbuchwerten. Für drei Anlagen in der Stichprobe resultiert ein NPV kleiner als Restbuchwert. Für diese Kraftwerke kann somit - über ihre gesamte Lebensdauer betrachtet - nicht die im WACC geforderte Verzinsung des eingesetzten Kapitals erzielt werden. Abschätzungen für das unrentabelste Kraftwerk der Stichprobe zeigen, dass dieses mit 5.2 % weiterhin eine positive Eigenkapitalrendite erwirtschaftet, aber etwa 3% unter dem markt- und risikogerechten Zielwert von rund 8% liegt.

Die tiefen Strommarktpreise in den Jahren 2012 bis 2016 haben die Branche temporär sicherlich finanziell beeinträchtigt und zu negativen Ergebnisbeiträgen geführt; ihr Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit über die gesamte Konzessionsdauer von typischerweise mindestens 80 Jahre ist jedoch als gering einzuschätzen. Mit der Marktprämie und der Verrechenbarkeit der Gestehungskosten an die gebundenen Endkunden sind regulatorischen Rahmenbedingungen aktiv, die diese - unter Betrachtung der historischen Preise und der angenommenen zukünftigen Marktpreisentwicklung - temporäre Ausnahmesituation teilweise zu überbrücken halfen.

Auch sind die Ergebnisse für bestehende Anlagen nicht eins zu eins auf Neubauten und Erweiterungsprojekte zu übertragen. Es ist anzunehmen, dass die Wirtschaftlichkeit neuer Standorte/Projekte tendenziell durch weniger vorteilhafte Rahmenbedingungen (hydrologisch, finanziell und regulatorisch) reduziert wird und daher Fördermechanismen wie die Investitionsbeiträge das politische Ziel eines Ausbaus der Wasserkraft sinnvoll unterstützen können.

## RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE

### *Position de départ*

Depuis plus de 120 ans, l'énergie hydraulique constitue l'épine dorsale de l'approvisionnement en électricité en Suisse, représentant encore près de 60% de la production d'électricité domestique. Compte tenu des objectifs climatiques au niveau national et de la décision pour une sortie progressive du nucléaire à moyen terme, l'importance future de l'énergie hydraulique devrait encore augmenter.

Malgré une nette reprise, les prix de gros de l'électricité se situent à un niveau assez bas et les volatilités horaires, dont les centrales de pompage-turbinage suisses ont particulièrement bénéficié dans le passé, sont actuellement également faibles. Dans ce contexte, une évaluation de la compétitivité de l'énergie hydraulique suisse nécessite une analyse détaillée pour pouvoir faire des déclarations fondées.

Les mesures de soutien adoptées dans le cadre du premier paquet de mesures de la stratégie énergétique 2050 (primes de marché et contributions aux investissements) et les exonérations de la méthode du prix moyen pour l'approvisionnement de base accordée dans la stratégie des réseaux électriques devraient améliorer la rentabilité des opérateurs hydroélectriques dans les années à venir et fournir des incitations à l'investissement pour développer la production hydroélectrique en Suisse.

Les mesures mises en place pour soutenir l'énergie hydraulique sont limitées dans le temps (prime de marché limitée jusqu'à 2022, contribution aux investissements jusqu'à 2030). Jusqu'à présent, aucune autre mesure n'est prévue pour la période suivant l'expiration de ces mesures.

### *Objectifs de l'étude*

Afin d'estimer la nécessité d'agir après l'expiration des mesures de soutien pour les centrales existantes (2023 et suivantes), cette étude fournit une analyse détaillée de la viabilité économique des grandes centrales hydroélectriques en Suisse. Les études méthodologiques approfondies suivantes ont été considérées comme des compléments aux études précédentes de l'OFEN:

- Prolongation de la période d'observation jusqu'à la fin de la période de concession des centrales électriques
- Estimation de l'évolution future des coûts
- Calcul du chiffre d'affaire spécifique à l'usine sous l'hypothèse d'une commercialisation optimale de l'énergie sur le marché de gros
- Prise en compte d'autres sources de revenus (intra-day, services système (SDL) et valeur ajoutée écologique / HKNs)

- Mise en œuvre d'un calcul de rentabilité spécifique à la centrale<sup>2</sup> à l'aide de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie (méthode Discounted Cash Flow).

En outre, les effets des différents cadres économiques et réglementaires sur la rentabilité des centrales électriques sont examinés. En effet, des sensibilités sont examinées sur la base des facteurs réglementaires et économiques suivants:

- diverses évolutions futures des prix (sensibilité aux prix)
- flexibilisation du régime des redevances hydrauliques
- ventes d'électricité à l'approvisionnement de base
- prime de marché pour les grandes centrales hydroélectriques

### ***Echantillon aléatoire***

L'échantillon de centrales considéré dans cette étude comprend 20 centrales (centrales au fil de l'eau, centrales à accumulation, centrales mixtes de pompage-turbinage et centrales de pompage-turbinage pur). Au total, l'échantillon couvre une puissance installée de 8,2 GW. Cela correspond à environ 51% de tous les parcs hydroélectriques suisses. Les centrales en question produisent environ 14'520 GWh d'énergie par an et couvrent ainsi environ 36% de la production hydraulique en Suisse.

Du point de vue de la puissance installée et du volume de production couverts par l'échantillon, de la répartition régionale des centrales et de la couverture des différentes catégories de centrales, l'échantillon peut être considéré comme représentatif de la grande hydraulique suisse.

Cette étude a évalué les rapports annuels accessibles au public des entreprises hydroélectriques suisses. Cet ensemble de données a été complété par des données historiques, non publiques, sur les coûts de plusieurs centrales électriques ou groupes de centrales électriques fournies par des membres de l'Association suisse pour l'aménagement des eaux.

### ***Principales hypothèses d'entrée***

#### ***Evolution des coûts***

Sur la base de la structure actuelle des coûts des centrales électriques, un potentiel de gain d'efficacité à long terme a été supposé sur la base d'une étude externe [Filippini, Geissmann & Greene, 2016], qui indique une possible réduction des coûts contrôlables d'environ 14% d'ici 2035 (-1,55% par an 2019-2025 et -0,4% par an 2026-2035).

---

<sup>2</sup> Net Present Value ou valeur actuelle nette.

Pour les frais généraux des propriétaires de centrales électriques, un taux de coût de 0,3 Rp/kWh a été calculé sur la base d'une estimation ascendante et utilisé comme base pour cette étude.

Les redevances hydrauliques ont été fixés à leur niveau actuel pour l'avenir.

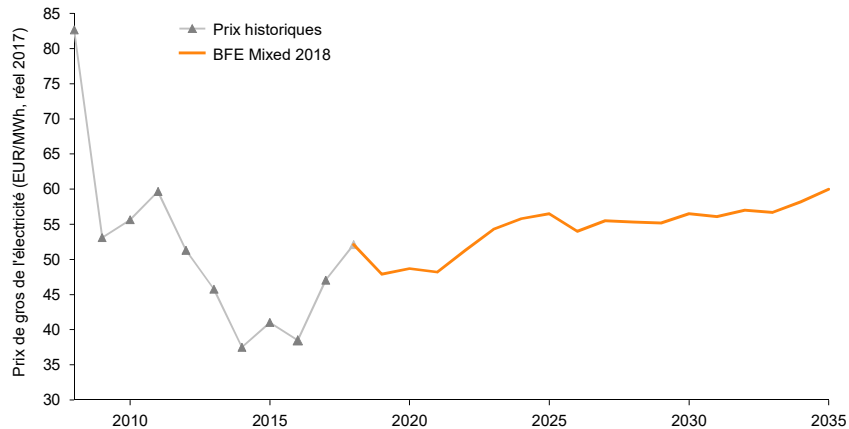
En ce qui concerne les coûts d'investissement, l'étude suppose un réinvestissement régulier après la fin de la durée de vie économique selon l'EnFV et suppose ainsi la continuation du niveau élevé de maintenance de l'énergie hydraulique suisse.

### Evolution des recettes

Les prix day-ahead horaires représentent le facteur d'entrée central pour le calcul des revenus. A ce prix, l'énergie est vendue sur le marché day-ahead (marché spot). L'étude modélise chaque centrale en détail et optimise l'utilisation de la centrale en tenant compte du potentiel de flexibilité des centrales, qui est déterminée par les caractéristiques de la centrale qui sont disponibles publiquement.

Les calculs se fondent sur les projections de prix fournies par l'OFEN, qui constituent également la base pour le calcul des contributions aux investissements. La dernière version du calcul datant du mois de décembre 2018 a été utilisée.

**Figure 5 - Projection des prix day-ahead [€/MWh] (scénario base)**



Sources : OFEN, Pöyry

Cette projection des prix de l'électricité représente une évolution cohérente avec les objectifs climatiques politiques au niveau européen et suisse. Toutefois, comme toutes les prévisions, elle est sujette aux incertitudes d'une prévision à long terme.

Pour le calcul des recettes spécifiques de la commercialisation de services de réseau (SDL) à Swissgrid, on a supposé, sur la base du niveau actuel des prix, une réduction des recettes de -15%



pour la régulation primaire et -10% pour la régulation secondaire d'ici 2025. Les principaux moteurs de ce développement sont l'entrée de Linth-Limmern et Nant de Drance sur le marché, avec une puissance supplémentaire très flexible de près de 2 GW, et l'importance croissante de batteries pour le stockage pour le contrôle primaire.

Pour les recettes intra-day, cette étude suppose une augmentation de la volatilité des prix intra-day en raison de la forte augmentation de la capacité de production intermittente (éolienne et photovoltaïque) en Europe. Cette augmentation de la volatilité est en partie compensée par l'ajout de nouvelles flexibilités et l'intégration sur le marché de celles qui existent déjà (batteries, gestion de la demande, etc.). Dans l'ensemble, l'étude suppose une augmentation de la volatilité de 20 % d'ici 2035.

Pour la modélisation des recettes de la commercialisation de la valeur ajoutée écologique, l'étude s'appuie sur les prix actuels (fin 2018) des garanties d'origine (3,5 €/MWh) et les maintient constants.

### **Modèle DCF**

L'élément central de l'évaluation est le modèle des flux de trésorerie actualisés (DCF), dans lequel les flux de trésorerie disponibles futurs sont calculés afin de calculer une valeur actuelle nette (VAN) par chaque centrale électrique. Cela représente la valeur économique actuelle des centrales électriques jusqu'à la fin de leur concession.

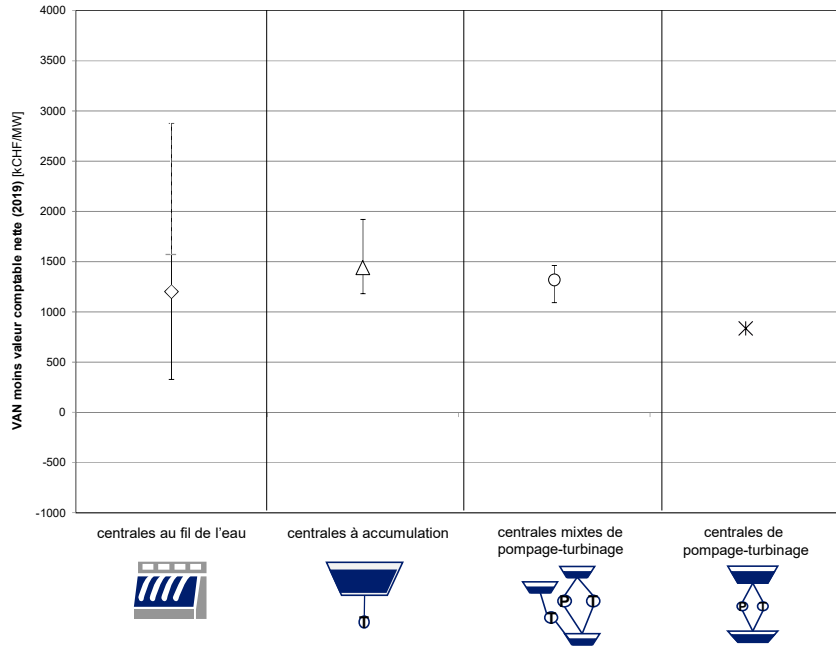
Comme cette considération ne tient pas compte des coûts de construction initiaux et des investissements de remplacement des exploitants accumulés jusqu'en 2019, la VAN calculée est comparée à la valeur comptable résiduelle actuelle des centrales, qui reflète la juste valeur actuelle de la centrale électrique.

En principe, l'ensemble de la modélisation repose sur le calcul des contributions à l'investissement (cf. EnG et EnFV) afin d'assurer la cohérence de la méthodologie à l'échelle de l'OFEN. Le WACC de 4,98% calculé pour les contributions d'investissement est également utilisé, ce qui reflète les exigences de rendement des investisseurs de fonds propres et empruntés.

Les hypothèses décrites ci-dessus donnent lieu à l'évaluation présentée dans la Figure 6 ou à leur répartition par catégorie de centrales. Afin de pouvoir comparer des installations plus petites et plus grandes, les valeurs ont été standardisées en fonction de la puissance installée respective. Dans la catégorie de centrales au fil de l'eau, la diffusion est interrompue par une valeur aberrante extrême, ce qui est représenté par une ligne pointillée.

Résultats

**Figure 6 - VAN moins valeur comptable nette / MW par catégorie de centrale (scénario de base)**



Source : Pöyry

Toutes les 20 centrales considérées dans l'échantillon - vues sur la période de concession restante et avec les hypothèses de coûts et de revenus décrites ci-dessus - ont une VAN supérieure à zéro, d'une part, et à la valeur comptable résiduelle actuelle, d'autre part. Ils génèrent donc non seulement un rendement du capital qui dépasse l'objectif du marché et ajusté en fonction du risque de 4,98 % exigé par le WACC pour le rendement de la dette et des capitaux propres, mais permettent également de radier complètement les valeurs comptables résiduelles et donc les investissements réalisés dans le passé. Le taux de rendement interne (TRI) des portefeuilles hypothétiques des différents types de centrales, prenant en compte les comptables résiduelles, se situe à 10,4 % pour les centrales au fil de l'eau, à 9,5 % pour les centrales de pompage-turbinage pur, à 15,0 % pour les centrales mixtes de pompage-turbinage et jusqu'à 21,6 % pour les centrales à accumulation considérées.

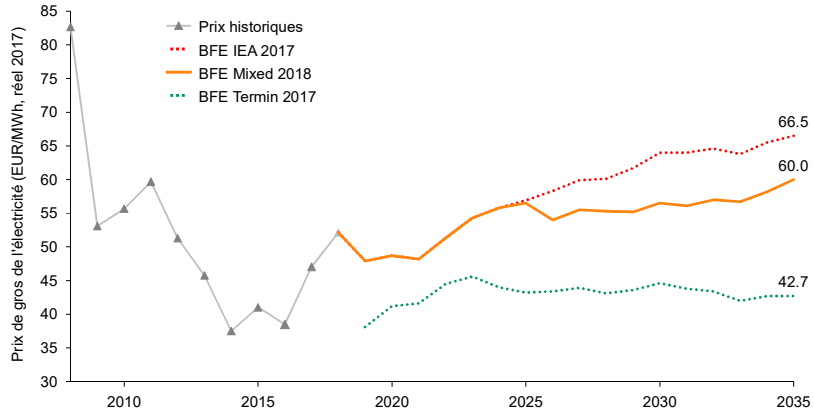
**Subventions et sensibilités**

*Sensibilités au prix*

Afin de rendre transparent l'influence des évolutions alternatives du marché, deux sensibilités aux prix ont été considérées dans le cadre de cette étude: un niveau du prix de marché durablement bas, un niveau légèrement supérieur aux prix les plus bas de 2014-2016 et un scénario de prix qui

augmente plus fortement sur le long terme (cf. Figure 7). Les résultats obtenus sont présentés dans la Figure 8.

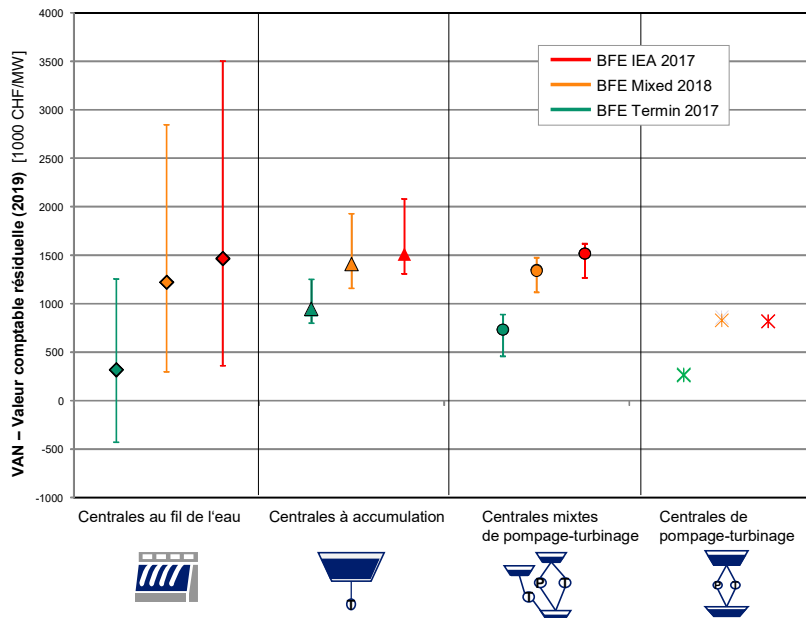
**Figure 7 - Sensibilités de prix**



Sources : OFEN, Pöyry

En termes de sensibilité positive, la valeur de l'échantillon augmente d'environ CHF 500 millions, soit environ 6%, passant de CHF 8.9 milliards (VAN moins valeur comptable résiduelle) à CHF 9.4 milliards par rapport au scénario de base, ce qui se traduit à un rendement supérieur à un WACC ajusté au marché et aux risques.

**Figure 8 - VAN moins valeur comptable résiduelle / MW dans des scenarios de prix**



Source : Pöyry

Comme prévu, la faible sensibilité aux prix se traduit par des VAN nettement inférieures pour toutes les catégories d'actifs. Néanmoins, on peut affirmer que, sur l'ensemble de l'échantillon, seules deux centrales au fil de l'eau et une centrale de pompage-turbinage ont une VAN inférieure à la valeur comptable résiduelle actuelle, une autre centrale au fil de l'eau se classe à une différence proche de zéro.

Si l'on considère l'ensemble des centrales de l'échantillon, le portefeuille global perd environ 50% de sa valeur en raison de la sensibilité aux prix bas, passant d'environ CHF 8.9 milliards (VAN moins valeur comptable résiduelle) à CHF 4.4 milliards. A CHF 11.4 milliards, la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs reste cependant nettement supérieure à la valeur comptable résiduelle de CHF 7.0 milliards en 2019.

Une centrale au fil de l'eau enregistrerait une perte dans cette évolution des prix, puisque le rendement calculé (TRI) ne serait pas suffisant pour couvrir les coûts d'emprunt supposés de 2%. Deux autres centrales (une centrale au fil de l'eau et une centrale de pompage-turbinage) génèrent un rendement des capitaux propres de 5,24% et 7,85 %, respectivement, inférieur à celui du marché et un rendement corrigé des risques de 7,96% (rendement cible dans le calcul du WACC).

### *Sensibilité redevance hydraulique*

La redevance hydraulique contribue de manière significative aux coûts de production de l'énergie hydraulique suisse. Dans le cadre de la révision de la loi sur l'eau (WRG), des modèles pour une détermination flexible de la redevance hydraulique ont été discutés, compte tenu des bas prix de gros pendant les années 2014-2016.

Le Conseil national et le Conseil des Etats ont décidé de maintenir le taux maximal actuel de la redevance hydraulique pour une nouvelle période de cinq ans. Toutefois, la discussion au sein des Conseils a montré que, dans le cadre de l'évolution du redevances hydrauliques maximal, la flexibilité devra faire l'objet d'un examen plus approfondi. C'est pourquoi une évaluation de l'impact d'un modèle flexibilisé de la redevance hydrauliques sur la rentabilité de l'énergie hydraulique suisse a été réalisée. Une flexibilisation de la redevance hydraulique signifie que le taux maximal de la redevance n'est plus fixé en termes absolus, mais est déterminé dynamiquement en fonction du prix de gros et donc de la situation bénéficiaire des opérateurs. A l'avenir, les redevances hydrauliques seront composées d'un montant de base fixe et d'une partie variable.

Les paramètres pertinents du modèle ont été définis selon le modèle utilisé dans la discussion politique (base 50 CHF/KWbr, prix du marché de référence au point de départ de la composante variable 47 CHF/MWh, pente 2 MWh/KWbr).

Pour la sensibilité à prix bas, la redevance hydraulique qui en résulte se situe à une valeur de près de 80 CHF/KWbr, et est donc inférieure au taux maximum actuel de 110 CHF/KWbr. Dans le cas de base, la redevance hydraulique fluctue autour de cette valeur. Dans la sensibilité prix hauts, la

redevance hydraulique la dépasse toujours. En principe, les centrales au fil de l'eau profitent le plus, et les centrales pompage-turbinage profitent le moins d'une flexibilisation du régime, car la part relative de la redevance hydraulique dans les coûts de production est plus faible pour ces dernières. Si l'on tient compte de la sensibilité prix bas, la valeur totale de toutes les centrales de l'échantillon augmente d'environ CHF 700 millions, soit environ 15%, passant d'environ CHF 4.4 milliards à un peu moins de CHF 5.1 milliards en raison de la flexibilité, et deux des trois centrales à valeur négative (VAN moins valeur comptable résiduelle) peuvent transformer cette différence en valeur positive.

Dans le cas de base, la valeur de l'échantillon ne change pratiquement pas; dans le cas de la sensibilité prix hauts, la valeur de l'échantillon diminue d'environ CHF 200 millions à CHF 9.2 milliards (VAN moins valeur comptable résiduelle) en raison des redevances hydrauliques légèrement plus élevés.

### *Facturation aux clients liés*

Selon le règlement actuel, les producteurs qui fournissent des clients liés (<100 000 kWh) doivent leur facturer les coûts de production de leurs installations dans le calcul du tarif et répercuter ainsi les coûts de production, y compris le rendement des capitaux propres, sur le client final. Le crédit est basé sur la part de la production propre dans le volume total des achats d'énergie en utilisant la méthode du prix moyen.

L'échantillon comprend douze installations qui peuvent facturer leurs coûts (au moins en partie) aux clients finals liés. L'évaluation réalisée a montré que ces 12 centrales fourniraient environ 4 TWh sur les 18.9 TWh de production de l'échantillon complet (y compris Linth-Limmern en pleine exploitation) aux clients finaux liés et couvriraient ainsi environ 17% de la consommation totale des 32 TWh des clients liés.

Selon la loi sur l'énergie totalement révisée et de la modification de la stratégie de réseau d'électricité, qui prévoit le droit de vendre, d'ici 2022, ses propres énergies renouvelables et celles de tiers à des coûts de production, indépendamment de la méthode du prix moyen dans la fourniture de base, cette quantité d'énergie pourrait passer de 4 TWh environ à 6 TWh au plus.

Toutefois, il n'est pas possible de faire des déclarations fiables sur l'impact financier des EF concernées sans avoir un profil horaire de l'ensemble de leur portefeuille.

Une simple comparaison des coûts de production avec les prix moyens du marché a néanmoins été effectuée afin d'estimer si la compensation des clients liés aura un effet positif ou négatif sur la VAN de la centrale.

En conséquence, dix des douze investissements affichent un chiffre d'affaires supérieur au coût des ventes, y compris un rendement des fonds propres de 8 pour cent, et sont donc plus susceptibles d'être soumis aux exigences réglementaires (jusqu'à CHF -156 millions au total). Dans le scénario

de base, seuls deux investissements bénéficient d'une compensation (sommairement jusqu'à CHF +35 millions). Les montants indiqués en francs suisses représentent une estimation de la variation de valeur maximale si toutes les parts de production des propriétaires ont été compensées par les clients finaux à des conditions avantageuses ou défavorables conformément à la VV Strom. Ainsi, dans les conditions énoncées dans le scénario de base, la réglementation de la vente au détail est plus susceptible d'être désavantageuse pour les entreprises d'énergie.

Cette affirmation ne peut évidemment pas s'appliquer aux dernières années où les prix du marché étaient bas. Dans ce cas, les opérateurs ont certainement bénéficié de leur capacité à compenser les coûts de production, car le potentiel de recettes sur le marché de gros était nettement inférieur.

### *Prime du marché*

Lorsque l'EnG entrera en vigueur en 2018, les grandes centrales hydroélectriques de plus de 10 MW<sub>br</sub> qui ne peuvent pas couvrir leurs coûts de production avec les revenus du marché à un jour recevront une prime de 1 Rp/kWh maximum pour l'énergie produite. Le montant total de la prime de marché est limité à environ CHF 100 millions par an par la loi.

Selon l'OFEN, en 2018, les 101 millions de francs maximums disponibles ont été épuisés, avec une prime spécifique moyenne de 0.74 centime par kWh. Cela montre que le volume des demandes a dépassé les fonds disponibles d'un facteur 1.35 et que en conséquence, la prime spécifique a donc dû être réduite.

Aucune information officielle n'est encore disponible pour la prime de marché de 2019 (sur la base des prix de 2018). Toutefois, étant donné que le prix du SwissX Spot a augmenté d'environ 18% par rapport à 2017, il faut s'attendre que le montant payé va diminuer. En outre, conformément à l'article 31 de la loi sur l'énergie, les exploitants de centrales hydroélectriques non rentables peuvent, à partir du 1er janvier 2018, vendre l'énergie produite dans l'approvisionnement de base, en priorité et au prix de revient, indépendamment de la méthode du prix moyen appliquée précédemment. On peut donc supposer que seulement une partie des fonds disponibles sera versée pour l'exercice 2018.

Pour les exercices 2019 à 2021 (prix du scénario de base), l'estimation basée sur l'ensemble des données disponibles montre qu'une prime de marché spécifique d'environ 0.9 Rp/kWh serait payée, montrant donc que le montant maximum disponible de la subvention serait versé de nouveau. En raison des prix légèrement plus élevés qu'en 2017, on pourrait s'attendre à une nouvelle réduction des subventions, mais avec la mise en service complète de Linth-Limmern (2019) et de Nant de Drance (à partir de 2020), le volume de production potentiellement admissible augmentera d'au moins 5 TWh/an, plus que compensant le léger redressement du prix de gros et l'exception concernant la comptabilisation au coût des ventes.

Tableau 2 résume l'impact financier sur les centrales hydrauliques considérées. Les principaux bénéficiaires de la prime de marché sont les centrales au fil de l'eau, les centrales de pompage-

turbinage pur et les centrales mixtes de pompage-turbinage. Selon nos estimations, les centrales à accumulation ne recevront pas de primes de marché en raison de la bonne situation des revenus. Au total, la valeur de l'échantillon du scénario de base augmente ainsi de CHF 136 millions.

**Tableau 2 - Variations de valeur dues aux primes de marché**

Catégorie	Valeur ajoutée [Mio. CHF]
Centrales au fil de l'eau	21.5
Centrales à accumulation	0
Centrales mixtes de pompage-turbinage	18.2
Centrales de pompage-turbinage pur	94.9
<b>Total</b>	<b>134.6 et 4 centrales</b>

Source : Pöyry

Les résultats suggèrent que les centrales hydroélectriques suisses existantes sont compétitives en termes de prévisions de prix futures sur la base des hypothèses retenues. Les VAN de toutes les centrales hydroélectriques considérées sont clairement positives et également supérieures aux valeurs comptables résiduelles actuelles. Cela montre que la poursuite de l'exploitation des centrales est rentable même si l'on tient compte des investissements de remplacement nécessaires, et que les investissements du passé peuvent être amortis.

Dans l'hypothèse d'une évolution négative des prix légèrement supérieure aux prix les plus bas des années 2012-2014 à long terme, la valeur des centrales électriques diminue sensiblement, mais reste néanmoins nettement supérieure aux valeurs comptables résiduelles actuelles de l'ensemble de l'échantillon. Pour trois immobilisations de l'échantillon, la valeur actualisée nette est inférieure à la valeur résiduelle. Ainsi, pendant toute leur durée de vie utile, ces centrales ne peuvent pas atteindre le rendement du capital investi exigé par le WACC. Les estimations pour la centrale la moins rentable de l'échantillon montrent qu'avec 5,2 %, elle continue à générer un rendement positif des fonds propres, mais qu'elle est inférieure d'environ 3 % à la valeur cible du marché et d'environ 8 % à la valeur cible en fonction du risque.

La faiblesse des prix du marché de l'électricité entre 2012 et 2016 a certainement eu un impact financier temporaire sur l'industrie et a entraîné des contributions négatives aux bénéficiaires; leur influence sur la compétitivité sur l'ensemble de la période de concession, qui dure généralement 80 ans au moins, peut cependant être considérée comme faible. Grâce à la prime de marché et à la capacité de compenser les coûts de production pour les clients finaux liés, des conditions-cadres réglementaires sont actives, qui, compte tenu des prix historiques et de l'évolution future présumée des prix du marché, ont permis de compenser partiellement cette situation exceptionnelle temporaire.

Les résultats des centrales existantes considérées ne sont pas non plus transférés individuellement aux nouveaux bâtiments et aux projets d'agrandissement. On peut supposer que la rentabilité des nouveaux sites/projets tend à être réduite par des conditions cadres moins favorables (hydrologiques, financières et réglementaires) et que les mécanismes de soutien tels que les contributions à l'investissement peuvent donc soutenir de manière significative l'objectif politique du développement de l'énergie hydraulique en Suisse.



# 1. EINLEITUNG

## 1.1 Ausgangslage

Seit mehr als 120 Jahren bildet die Wasserkraft das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung und liefert auch heute noch nahezu 60% der inländischen Stromproduktion. Vor dem Hintergrund ambitionierter Dekarbonisierungsziele und dem beschlossenen, mittelfristigen Ausstieg aus der Kernenergie, wird die Bedeutung der Wasserkraft weiter zunehmen. Das wirtschaftliche Umfeld der Schweizer Wasserkraft hat sich über die Zeit jedoch grundlegend verändert. Nach Dekaden im Versorgungsmonopol etablierte sich um die Jahrtausendwende ein zunehmend liquider Grosshandelsmarkt für Strom und die Grosshandelspreise stiegen im Jahre 2008 auf über 80 €/MWh bzw. 130 CHF/MWh und sorgten somit für hohe Gewinne bei den Produzenten. Mit sinkenden Grosshandelspreisen und Tiefstständen um 37 €/MWh bzw. 45 CHF/MWh an der Europäischen Strombörse in 2014 sowie der ersten Stufe der Marktöffnung für Endkunden mit einem Jahresverbrauch von über 100 MWh, wandelte sich das Marktumfeld für die Schweizer Wasserkraftproduzenten.

Nach einer deutlichen Erholung befinden sich die aktuellen Grosshandelspreise für Strom mit rund 52 €/MWh bzw. 60 CHF/MWh in 2018 heute wieder auf einem deutlich höheren Niveau. Da die stündliche Volatilität der Strompreise aber im Vergleich zu den frühen 2000er Jahren nach wie vor gering ist, bleiben die Erlösmöglichkeiten von Speicherkraftwerken und insbesondere Pumpspeicherwerken weiterhin hinter den historischen Erlösen zurück. Die im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 beschlossenen Fördermassnahmen (Marktprämie und Investitionsbeiträge) und die im Energiegesetz und in der Revision des Strom VG zugestandenen Ausnahmeregelungen bezüglich der Durchschnittspreismethode sollten für die kommenden Jahre zu einer Verbesserung der Ertragslage der Wasserkraftbetreiber sowie zu einem - auch politisch gewünschten - Ausbau der Produktion aus Schweizer Wasserkraft führen.

Die derzeit beschlossenen Massnahmen zur Unterstützung der Grosswasserkraft sind zeitlich begrenzt (so ist beispielsweise die Marktprämie befristet bis 2022, Investitionsbeiträge bis 2030). Für die Periode nach Ablauf dieser Unterstützungsmassnahmen sind bisher keine weiteren Massnahmen geplant.

In den vergangenen Jahren wurden bereits Studien seitens des BFE zur Kostensituation der Schweizer Wasserkraft in Auftrag gegeben ([CEPE, 2017] und [BFE, 2018]). Die Erlösseite wurde bisher nicht im Detail betrachtet. Somit konnte bisher kein klares Bild hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft erlangt werden.

Ausserdem wurden in diesen Studien ausschliesslich historische Kosten respektive Marktpreise verglichen, ohne einen Ausblick der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung über die gesamte verbleibende

Konzessionsdauer der Kraftwerke und unter verschiedenen zukünftigen Marktentwicklungen zu geben.

Aus diesem Grund beauftragte das Bundesamt für Energie Pöyry Management Consulting die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft ganzheitlich zu untersuchen, und dabei die Erkenntnisse aus den vorhergenannten Studien durch methodische Vertiefungen zu erweitern.

## 1.2 Ziele der Studie

Als Grundlage zur Abschätzung eines allfälligen Handlungsbedarfes für die Periode nach Ablauf der aktiven Unterstützungsmassnahmen (2023 ff.), soll im Rahmen der vorliegenden Studie eine detaillierte Analyse der Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft erfolgen. Diese soll anhand eines für die Schweizer Wasserkraft repräsentativen Kraftwerksportfolios quantifiziert werden. Dabei sollen insbesondere folgende methodische Vertiefungen als Ergänzungen zu bisherigen Untersuchungen im Rahmen der vorliegenden Studie erarbeitet werden:

- Berücksichtigung der Kraftwerksrestlaufzeiten bis Konzessionsende
- Abschätzung der zukünftigen Kosten (z.B. Betriebs- und Overheadkosten sowie nötige Ersatzinvestitionen)
- Berechnung der anlagenspezifischen Erlöse unter Annahme einer optimalen Vermarktung der Energie respektive der Kapazität am Grosshandelsmarkt
- Berücksichtigung weiterer Erlösströme (Erlöse aus Intraday- und SDL-Vermarktung, sowie ökologischer Mehrwert/HKNs)
- Durchführung einer kraftwerksspezifischen Wirtschaftlichkeits- respektive NPV-Berechnung<sup>3</sup> auf Basis einer Discounted Cash Flow Methodik

Zusätzlich werden die Effekte unterschiedlicher ökonomischer und regulatorischer Rahmenbedingungen auf die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke untersucht. Zu diesem Zweck werden Sensitivitäten auf die folgenden regulatorischen und ökonomischen Werttreiber untersucht:

- verschiedene zukünftige Preisentwicklungen (Preissensitivitäten)
- Flexibilisierung des Wasserzinsregimes
- Stromabsatz in die Grundversorgung/Verrechnung an gebundene Kunden
- Marktprämie
- Investitionsbeiträge

---

<sup>3</sup> Net Present Value bzw. Nettobarwert

### 1.3 Rahmen der Studie

Aus Gründen der Transparenz und der Vertraulichkeit setzt diese Studie auf öffentlich verfügbare Daten der Kraftwerke (v.a. Geschäftsberichte) auf. Darüber hinaus wurden von einigen Mitgliedern<sup>4</sup> des Schweizer Wasserwirtschaftsverbands (SWV) historische Kostendaten mehrerer Kraftwerke bzw. Kraftwerksgruppen zur Verfügung gestellt.

Über die siebenmonatige Projektlaufzeit fanden drei Branchenmeetings mit den Vertretern des BFE, des SWV und Pöyry statt, in denen Pöyry die Methodik, die Annahmen und exemplarische Zwischenergebnisse präsentierte und diese mit den Teilnehmern diskutierte. In dieser stets konstruktiven und wertvollen Abstimmung konnte aus Sicht Pöyry ein Konsens bezüglich der Methodik erzielt werden.

In den Branchenmeetings wurden darüber hinaus auch die Annahmen dieser Studie in Bezug auf die Entwicklung der Märkte, insbesondere die Preissensitivitäten für die Day-Ahead Vermarktung und die Entwicklung der Intraday- und SDL Märkte präsentiert und diskutiert.

Bezüglich spezifischer Annahmen in der Bewertungsmethodik wurden teilweise unterschiedliche Sichtweisen bezüglich der folgenden Punkte deutlich:

- Höhe der Overhead-Kosten (vgl. Abschnitt 3.2)
- Annahmen zu zukünftigen Kosteneinsparpotentialen der OPEX (vgl. Abschnitt 3.2)
- Abschlag für die Perfect Foresight Optimierung (vgl. Abschnitt 4.2) .

Die Branche hat im Rahmen der Studie qualitatives Feedback zu den vorher genannten Annahmen gegeben. Grundsätzlich wurden die Annahmen zu den drei genannten Punkten als zu optimistisch bewertet, jedoch keine konkreten quantitativen Grössen eingebracht. Die vorliegende Studie stützt sich für diese drei Punkte daher auf externe Studien ab (wie beispielsweise [Filippini, Geissmann & Greene, 2016] für die Effizienzpotentiale oder [Wasser, Energie, Luft, 2016] und [Kämpfer et al, 2012] für die Perfect Foresight-Faktoren) oder nutzt outside-in Abschätzungen, die transparent offengelegt werden (Berechnungsbeispiel Overheadkosten).

---

<sup>4</sup> Daten lieferten AET, Alpiq, Axpo, ewz und FMV

## 2. STICHPROBE UND METHODIK

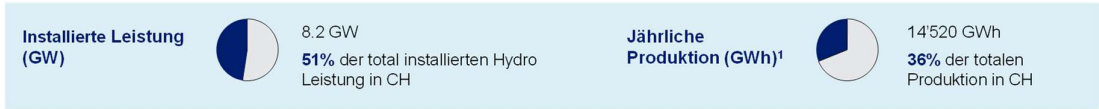
### 2.1 Stichprobe

In einem ersten Schritt wurden öffentlich verfügbare Geschäftsberichte Schweizer Wasserkraftwerksgesellschaften zusammengetragen und ausgewertet. Ergänzt wurden diese Datensätze durch historische, nicht öffentliche Kostendaten mehrerer Kraftwerke bzw. Kraftwerksgruppen, welche von Mitgliedern des Schweizer Wasserwirtschaftsverbandes zur Verfügung gestellt wurden. So sollte zum einen die Stichprobe vergrössert werden, zum anderen konnte so eine bessere Ausgewogenheit zwischen (Pump-)Speicherkraftwerken (oft Partnerwerke) und Laufkraftwerken (meist voll-konsolidierte Anlagen) sichergestellt werden.

Um die geographische Abdeckung der Stichprobe zu verbessern, wurden zusätzlich noch weitere Produzenten angefragt, die jedoch von einer Beteiligung an der Studie absahen.

Die in der vorliegenden Studie betrachtete Kraftwerksstichprobe umfasst 20 Kraftwerksgruppen. Als Kraftwerksgruppe werden im Folgenden mehrere Kraftwerke bzw. Kraftwerksstufen bezeichnet, welche von einem oder mehreren Betreibern als Einheit vermarktet werden (zum Beispiel Kraftwerke Oberhasli mit insgesamt 8 verschiedenen Stufen oder die Leventina Kette mit insgesamt 5 zusammenhängenden Kraftwerken).

**Abbildung 9 – Geographische Verteilung des betrachteten Kraftwerksportfolios**



1: Werte 2016, Ausbau Linth-Limmern (Limmern) noch nicht in Betrieb

Quellen: Pöyry, [WASTA]

Insgesamt umfasst die Stichprobe 8.2 GW installierte Leistung, die 51% der gesamten installierten (Gross-)Wasserkraftleistung der Schweiz abdeckt [WASTA, 2018]. Die betrachteten Kraftwerke produzieren jährlich etwa 14'520 GWh. Dies entspricht 36% der totalen Schweizer Stromerzeugung durch Wasserkraftwerke. Geographisch befinden sich die Kraftwerke in insgesamt 8 Kantonen, die erwartungsgemäss eine Konzentration der Kraftwerke auf die alpinen Regionen bzw. auf die grossen Wasserläufe der Schweiz widerspiegeln. Abbildung 9 zeigt die geographische Verteilung des betrachteten Kraftwerksportfolios auf.

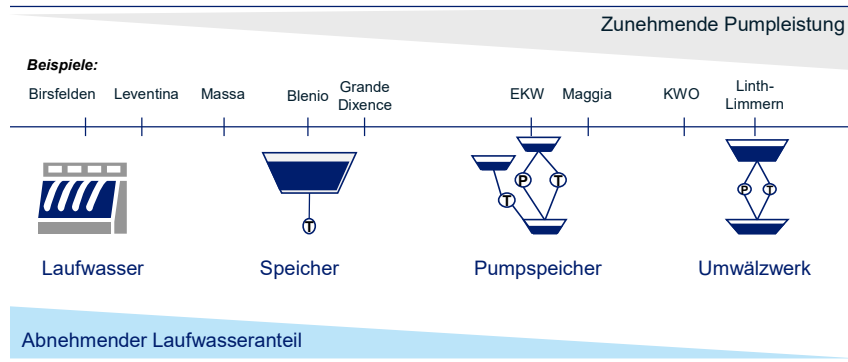
## 2.2 Kraftwerkstypisierung

Um den strukturellen Voraussetzungen der unterschiedlichen Kraftwerke Rechnung zu tragen und eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, teilt die Studie die betrachteten Anlagen in vier grundlegende Kategorien ein. Die Typisierung hat jedoch keinen Einfluss auf die Bewertung der Anlagen im Rahmen dieser Studie, da diese jedes Kraftwerk mit seinen technischen Parametern individuell modelliert. Es werden die folgenden Kraftwerkstypen unterschieden:

- Laufkraftwerke ohne respektive mit minimaler Speichermöglichkeit/Flexibilität (<10 Volllaststunden Speicherkapazität, respektive einem Speicherenergieanteil von weniger als 20%)
- Speicherkraftwerke mit Speicherseen gespeisen aus natürlichen Zuflüssen und ggf. Zubringerpumpen
- Pumpspeicher mit zusätzlichen, marktpreisgetriebenen Pumpen, wobei die installierte Pumpleistung nicht höher als 30% der Turbinenleistung ist
- Umwälzwerke mit Pumpleistungen von mehr als 30% der Turbinenleistung.

Es ist zu beachten, dass die Einteilung der Kraftwerke in diese Kraftwerkskategorien in der Praxis nicht immer trennscharf erfolgen kann und einige Kraftwerke als Mischtypen angesehen werden können. Abbildung 10 stellt die verwendete Kraftwerkskategorisierung schematisch dar, und zeigt auch anhand einiger Beispiele, dass die Übergänge zwischen den Kategorien fließend sind.

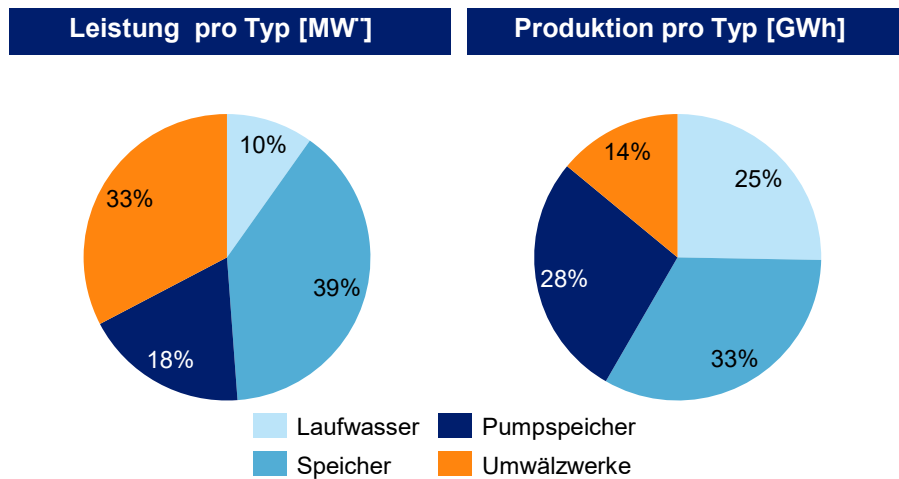
**Abbildung 10 – Übersicht Kraftwerkskategorien**



Quelle: Pöyry

Abbildung 11 zeigt zusätzlich die Gewichtung der unterschiedlichen Kraftwerkskategorien in der Stichprobe, zum einen bezogen auf die installierte Turbinenleistung zum anderen bezogen auf die produzierte Energiemenge.

**Abbildung 11 – Verteilung Kraftwerkskategorien in der Stichprobe**



Quelle: Pöyry auf Basis [WASTA]

Mit Blick auf die durch die Stichprobe abgedeckte installierte Leistung und Produktionsmenge, die regionale Verteilung der Anlagen und die ausreichende Abdeckung der unterschiedlichen Kraftwerkskategorien kann die Stichprobe als repräsentativ für die Schweizer Grosswasserkraft betrachtet werden.

## 2.3 Bewertungsmethodik

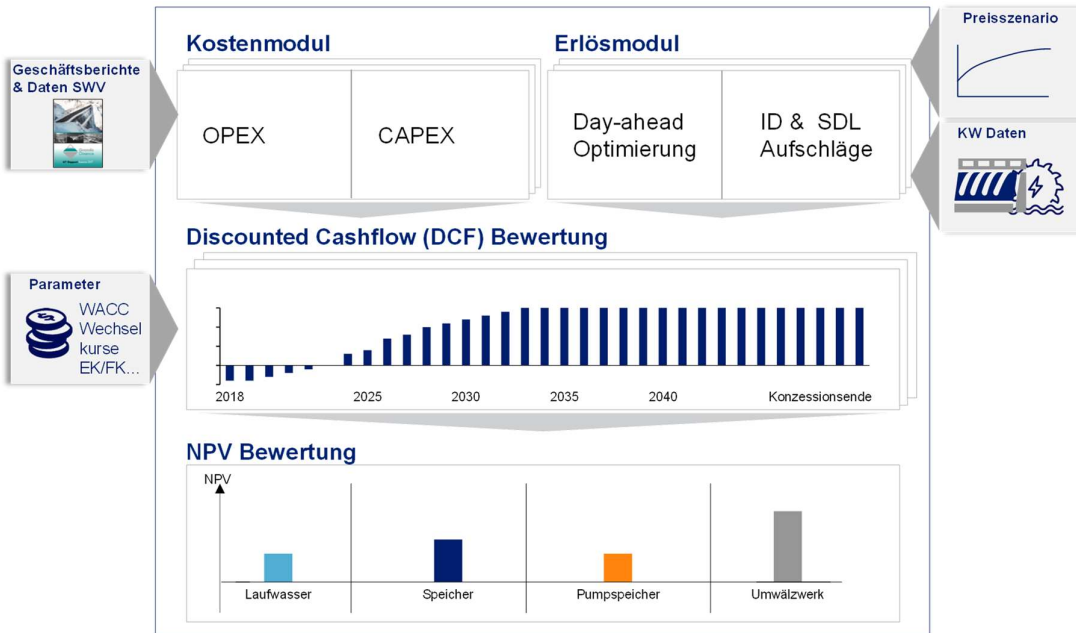
Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraftwerke wurde in dieser Studie ein Bewertungsmodell erarbeitet, welches die zukünftig erwarteten Kosten und Erträge der einzelnen Wasserkraftanlagen bis Konzessionsende abbildet. Die ermittelten Kosten und Erträge fliessen anschliessend in eine Discounted Cash Flow (DCF) Bewertung ein, um den Unternehmenswert der einzelnen Anlagen von 2019 bis Konzessionsende zu ermitteln. Der verwendete DCF Ansatz diskontiert hierzu die zukünftigen Free Cash Flows (to the firm) unter Verwendung eines gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenfaktors (Weighted Average Cost of Capital – WACC), welcher die Renditeanforderungen der Fremd- und Eigenkapitalgeber abbildet.

Verwendet wird ein WACC von 4.98%, welcher auch der Berechnung der Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft und der Marktprämie zugrunde liegt, und welcher in der IFBC Studie [IFBC, 2017] hergeleitet und detailliert beschrieben wird. Dem WACC liegt eine Fremdkapitalrendite von 2%, eine Eigenkapitalrendite von 7,96% und eine Kapitalstruktur von 50% Fremdkapital und 50% Eigenkapital zu Grunde. Derselbe WACC gilt gemäss Weisung ECom 3/2018 seit 2014 für die Berechnung der Tarife in der Grundversorgung.

Mit dem gewählten Ansatz wird einerseits die Wirtschaftlichkeit der Anlagen unabhängig von der – teils sehr unterschiedlichen – Finanzierungsstruktur bewertet. Andererseits stellt der gewählte Ansatz einen in Literatur und Praxis weit verbreiteten Bewertungsansatz dar. Es ist jedoch anzumerken, dass die berechneten und zur Bewertung genutzten Free Cash Flows im Falle der in der Schweiz weit verbreiteten Partnerwerkskonstrukte nicht den realen Cash Flows der Eigentümer entspricht. In diesen Konstrukten werden vom Eigentümer/Partner nicht die im Modell zeitpunktscharf abbildeten Investitionskosten bezahlt, sondern die annuisierten Abschreibungen. Da die Berücksichtigung der zeitpunktscharfen Investitionskosten im Rahmen der Modellierungsgenauigkeit jedoch zu vernachlässigbaren Verzerrungen führt, und auch nicht alle der betrachteten Anlagen Partnerwerke sind, wurde dem allgemein gültigen Bewertungsansatz der Vorzug gegeben.

Die Herleitung der Bewertungsinputs erfolgte in zwei separaten Modulen (vgl. Abbildung 12) – einem Kosten- und einem Erlösmodul.

**Abbildung 12 – Übersicht Bewertungsmethodik**



Quelle: Pöyry

In den folgenden Kapiteln wird detailliert auf die Methodik und die zugrundeliegenden Annahmen eingegangen. Die Kapitel orientieren sich an der dargestellten Bewertungsmethodik: Kapitel 3 stellt die Kostenmodellierung vor, während in Kapitel 4 die Erlösmodellierung beschrieben wird. In Kapitel 5 wird schliesslich auf die DCF Bewertung eingegangen und die NPV Resultate präsentiert. Zusätzliche Sensitivitäten der Ergebnisse werden in Kapitel 6 diskutiert.



### 3. KOSTENMODELLIERUNG

#### 3.1 Überblick Kostenkomponenten

Auf der Kostenseite werden sämtliche Positionen berücksichtigt, die anfallen, um eine Wasserkraftanlage zu planen, zu errichten, zu betreiben, instand zu halten sowie die produzierte Energie zu vermarkten. Grundsätzlich lassen sich Betriebskosten (operational expenditures, OPEX) und Investitionskosten (capital expenditures, CAPEX) unterscheiden. Abbildung 13 gibt einen Überblick über die Kostenkomponenten von Wasserkraftwerken, welche das Kostenmodul dieser Studie berücksichtigt.

**Abbildung 13 –Überblick Kostenmodellierung**

Komponenten		Quellen/Modellierungsansatz	
		Historie	Zukunft
Kraftwerk	CAPEX Ersatzinvestitionen	Historische Quellen (Anfangsinvestition) Synthetische Modellierung Ersatzinvestitionen	Synthetische Modellierung Ersatzinvestitionen
	OPEX Personalkosten Betrieb KW Material & Fremdleistungen Energie- und Netznutzung Wasserzinsen	Geschäftsberichte	Skalierte Fortschreibung
Eigentümer	Overheadkosten (Energievermarktung & zentrale Dienste)	Expertenschätzung	Skalierte Fortschreibung

Quelle: Pöyry

Für beide Kostenkategorien wurde die Historie erhoben bzw. modelliert und in einem zweiten Schritt eine Projektion in die Zukunft vorgenommen. Dabei kamen je Kategorie bzw. Kostenart unterschiedliche Ansätze zur Anwendung, welche in den folgenden Abschnitten erläutert werden.

Für eine vergleichbare und umfängliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von verschiedenen Kraftwerken über die gesamte Konzessionsdauer nutzt die Studie die Free Cash Flows (to the firm)

Sicht und nicht die in der Branche oft genutzte Gestehungskostenbetrachtung auf Stufe (Partner-)Werk um so

- die tatsächlichen, diskreten Investitionen statt der annuisierten Abschreibungen zu bewerten, um so eine Gleichbehandlung zwischen Partnerwerken und voll-konsolidierten Anlagen sicherzustellen
- mittels des WACC-Ansatzes die (kalkulatorischen) Kosten für Fremd- und Eigenkapital unabhängig der konkreten Finanzierungsstruktur zu berücksichtigen
- auch die Gewinne und Gewinnsteuern aus der Vermarktung der Energie auf Stufe der Eigner zu berücksichtigen
- die Overheadkosten für die Vermarktung der Energie und allgemeine Administrationsaufgaben zu berücksichtigen

### 3.2 OPEX

Die historischen OPEX auf Kraftwerksebene wurden für die Jahre 2013-2017 aus öffentlich verfügbaren Geschäftsberichten der Kraftwerksgesellschaften respektive den von den Betreibern zur Verfügung gestellten Datensätzen entnommen und kongruent zusammengefasst.

Die folgenden laufenden Ausgaben für den operativen Geschäftsbetrieb von Wasserkraftwerken wurden in dieser Studie berücksichtigt:

- Energie- und Netznutzungsaufwand
- Material- und Fremdleistungen
- Personalkosten (abzüglich aktivierter Eigenleistungen)
- Wasserzinsen und Konzessionsabgaben
- Overheadkosten

Mit Ausnahme der Overheadkosten fallen diese Kosten direkt im Kraftwerk an und können über die Erfolgsrechnung und aus den Geschäftsberichten der Kraftwerksgesellschaften extrahiert werden. Die Overheadkosten hingegen fallen beim Eigentümer oder Betreiber an, der die vom Kraftwerk produzierte Energie vermarktet. In Tabelle 3 werden die einzelnen Positionen genau erläutert.

**Tabelle 3 – Bestandteile OPEX**

Energie- und Netznutzungsaufwand	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energiekosten für Eigenbedarf und Zubringerpumpen inkl. Netznutzungsaufwand – sofern geschuldet</li> <li>▪ Kosten Pumpenergie (zu Marktpreisen bewertet, aus Optimierungsmodell, siehe dazu Kapitel 4)</li> </ul>
----------------------------------	--

	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einstauersatzenergie (Energienmengen, welche durch entsprechende vertragliche Vereinbarungen zwischen verschiedenen Stromproduzenten ausgetauscht werden).</li> </ul>
Material- und Fremdleistungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aufwand für Material, Dienstleistungen Dritter und Temporärpersonal</li> </ul>
Personalkosten für Betrieb Kraftwerk	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Personalkosten für den Betrieb des Kraftwerks, abzüglich Aufwände welche im Rahmen von Ersatzinvestitionen anfallen (aktivierte Eigenleistungen), da diese in den CAPEX subsummiert sind</li> </ul>
Wasserzinsen und Konzessionsabgaben	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wasserrechtsabgaben an Kanton und Konzessionsgemeinden</li> </ul>
Overheadkosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energievermarktung (Kraftwerkseinsatz &amp; - Optimierung, Energiehandel, ....)</li> <li>▪ Zentrale Dienste (Verwaltungsrat, Asset Management, Controlling, Rechtsdienst, allgemeine Verwaltungs- und Administrationskosten, ...)</li> </ul>

Aus den historischen OPEX-Daten auf Kraftwerksstufe wurde ein Durchschnittswert errechnet, der als Ausgangspunkt für die Projektion in die Zukunft dient. Hierbei wurde für die vom Betreiber beeinflussbaren Kosten ein Reduktionspfad angenommen, welcher auf kontinuierlichen Effizienzgewinnen respektive auf dem Abbau bestehender Ineffizienzen basiert (vergleiche hierzu Abschnitt 3.2.2).

### 3.2.1 Historie 2013-2017

#### Kosten auf Stufe Kraftwerk

Um die gesammelten Daten aus Geschäftsberichten und Betreiberdaten<sup>5</sup> zu plausibilisieren, wurden diese mit zwei vorherigen Studien des Bundesamtes für Energie zu den Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraft verglichen: einer Studie zur Rentabilität der Schweizer Wasserkraft [BFE, 2018], und einer Studie in Zusammenarbeit mit dem Centre for Energy Policy and Economics CEPE der ETHZ Zürich [CEPE, 2017].

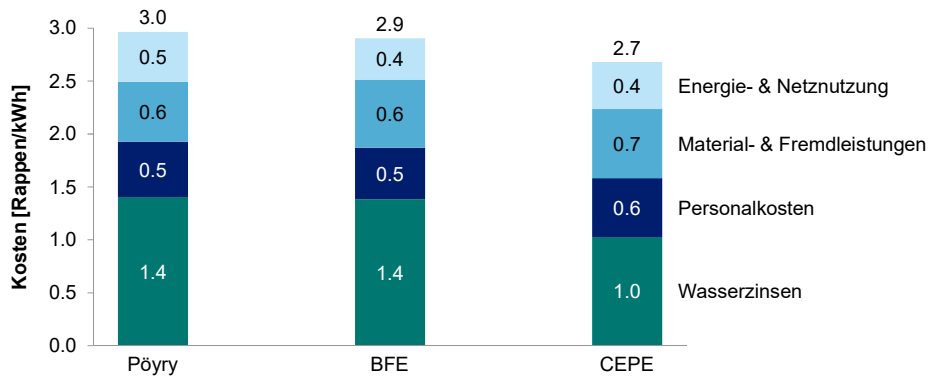
Beim Vergleich der Kostenblöcke ist zu beachten, dass die beiden Vergleichsstudien auf einem unterschiedlichen Kraftwerkssample und einem unterschiedlichen Untersuchungshorizont beruhen und daher keine exakt übereinstimmenden Resultate zu erwarten waren. Da zudem die

<sup>5</sup> Wasserzinsen, Personalkosten, Material und Fremdleistungen sowie Energie und Netznutzung.

Kraftwerkstypen in den Studien unterschiedlich definiert wurden, bzw. keine Aufteilung nach Kraftwerkstyp vorlag, diente ein ungewichteter Mittelwert über alle Kraftwerke der Stichprobe als Vergleichsbasis.

Beim Vergleich der Kostenkomponenten fällt insbesondere auf, dass die errechneten Wasserzinsen der CEPE Studie niedriger ausfallen als die der anderen zwei Studien. Dies führt auch zu niedrigeren Gesamtkosten der CEPE Studie bei Summierung der vier Kategorien (siehe Abbildung 14). Dies wird vor allem an dem längeren Betrachtungshorizont der Studie liegen (2000-2016), während in der vorliegenden und der BFE Studie jeweils nur eine Fünf- bzw. Sechsjahresperiode hinsichtlich Wasserzinsen betrachtet wird. Im Zeitraum von 2000 bis heute wurde der vom Bund festgelegte maximal zulässige Wasserzinssatz, welcher den Kantonen vorgeschrieben wird, zweimal deutlich erhöht.

**Abbildung 14 – Vergleich Kosten auf Stufe Kraftwerk mit bisherigen Studien**



Quellen: Pöry, [BFE, 2018]; [CEPE, 2017]

**Kosten auf Stufe Aktionär (Overheadkosten)**

In den bereits vorliegenden Studien [BFE, 2018] und [CEPE, 2017] wird das Thema der Overheadkosten bereits angesprochen und diskutiert. In der Datenerhebung zur BFE Studie zeigt sich, dass viele Betreiber (12 von 21) Overheadkosten von 0.8 Rp./kWh angeben. Schon in der BFE-Studie wurde die Fundiertheit dieses Pauschalbetrages angezweifelt und für die Studie pauschal auf 0.6 Rp./kWh reduziert.

Pöry führte eine Abschätzung der Overheadkosten für einen grösseren Schweizer Wasserkraftbetreiber (mit der Annahme von 4 TWh Produktionsmenge<sup>6</sup>) durch (vgl. Abbildung 15),

<sup>6</sup> Zur besseren Einordnung: Portfoliogrössen AXPO ~7.9 TWh, Alpiq ~3.9TWh, BKW ~3.7 TWh (Quelle: Geschäftsberichte)

da von der Branche im Rahmen der Studiendauer keine konkreten Angaben zu deren Höhe eingebracht werden konnten. Dieser Wert wurde intern und extern gegen verschiedene Quellen abgeglichen und plausibilisiert.

**Abbildung 15 – Annahmen zur Abschätzung der Overheadkosten**

<b>Funktion</b>	<b>VZA</b>
Kraftwerkseinsatz (7x24 Schichtdienst)	6
SDL Angebot	2
Middle Office	5
Front-Office	2
Back Office	3
Zentrale Dienste (Recht, Compliance, Regulierung...)	4
Controlling	4
Asset Management	6
Vertreter im KW Verwaltungsrat	1
250TCHF p.a. / VZA	8'250'000 CHF
	+
Handels IT (ETRM + Optimierung, Lizenzen und Support)	1'100'000 CHF
Sonstige IT (pauschal)	2'000'000 CHF
<b>Gesamtkosten</b>	<b>11'350'000</b>
auf 4 TWh	<b>0.284 rp./kWh</b>

Quelle: Pöyry

Die resultierenden, aufgerundeten Overheadkosten von 0.3 Rp./kWh werden als Referenzwert für diese Studie genutzt.

**3.2.2 Projektion in die Zukunft**

Da die historischen OPEX erhoben wurden, um eine kraftwerksspezifische Kostenstruktur als Aufsatzpunkt für die zukünftige Kostenentwicklung zu erarbeiten, waren zusätzliche Annahmen über die weitere Entwicklung der OPEX nötig.

Für die Projektion der Kostenkomponenten in die Zukunft wurden diese jeweils einzeln betrachtet und Annahmen bezüglich ihrer zukünftigen Entwicklung getroffen. Tabelle 4 fasst die Annahmen für die einzelnen Kostenkomponenten zusammen.

**Tabelle 4 – Annahmen für Projektion der OPEX in die Zukunft**

<b>Kostenkomponente</b>	<b>Annahme für Projektion in die Zukunft</b>
Energie- und Netznutzungsaufwand	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pumpenergie: Ergebnis aus Optimierungsmodell (vgl. Kapitel 4)</li> <li>▪ Netznutzungsaufwand: konstante Fortschreibung</li> </ul>

Material- und Fremdleistungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Skalierte Fortschreibung mittels Effizienzfaktoren</li> </ul>
Personalkosten für Betrieb Kraftwerk	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Skalierte Fortschreibung mittels Effizienzfaktoren</li> </ul>
Wasserzinsen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konstante Fortschreibung auf heutigen Niveau</li> <li>▪ Zusätzliche Sensitivität „Dynamisches Wasserzinsmodell“ (vergleiche dazu Abschnitt 6.2)</li> </ul>
Overheadkosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Skalierte Fortschreibung mittels Effizienzfaktoren</li> </ul>

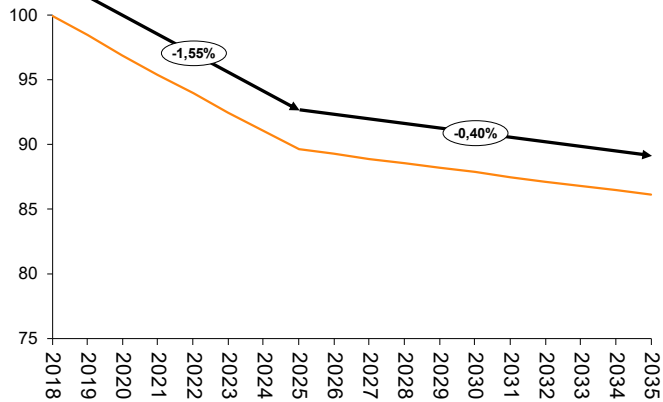
Auch wenn anzunehmen ist, dass vor dem Hintergrund des schwierigen Marktumfelds der letzten Jahre bereits signifikante Anstrengungen zur Reduktion der OPEX durch die Branche erfolgt sind, ist grundsätzlich davon auszugehen, dass insbesondere auf lange Sicht weiteres Potential besteht, um die OPEX weiter zu senken. Treiber dieser Effizienzgewinne können die fortschreitende Digitalisierung oder verfeinerte Instandhaltungsstrategien in Verbindung mit den zunehmenden Schwierigkeiten, qualifiziertes Fachpersonal in teilweise abgelegenen Kraftwerksstandorten zu finden, sein. Ebenso stellt sich der Zustand und die Wartung der Schweizer Wasserkraftwerke im internationalen Vergleich als erstklassig dar, sodass eine gewisse weitere Reduktion des Wartungsaufwandes vermutlich ohne signifikante Einbussen in Bezug auf die Kraftwerksverfügbarkeit / Versorgungssicherheit möglich sein müsste.

Eine Abschätzung des langfristig möglichen Effizienzgewinnpotentials bei der Schweizer Wasserkraft ist auf Basis einer Studie [Filippini, Geissmann & Greene, 2016] zur Kosteneffizienz von Schweizer Wasserkraftwerken erfolgt. Diese identifiziert durchschnittlich 14% "persistente Ineffizienz" (systematische und strukturelle Ineffizienz, wiederkehrende Managementfehler, etc. – schwierig zu beheben) und 8% "transiente Ineffizienz" (kurzfristige und zeitlich variable Ineffizienz, z.B. nicht-idealer Einsatz von Maschinen - leichter zu beheben) in der Schweizer Wasserkraft.

Für die Fortschreibung der OPEX in die Zukunft wird daher folgende Annahme getroffen: transiente Ineffizienzen werden bis 2025 vollständig, und persistente Ineffizienz bis 2035 zur Hälfte abgebaut.

Damit ergibt sich die in Abbildung 16 mit den gerundeten Effizienzfaktoren von 1.55% p.a. 2019-2025 und 0.4% p.a. 2026-2035<sup>7</sup> dargestellte Kurve für die Skalierung der historischen OPEX in die Zukunft (2019 ff).

**Abbildung 16 – Effizienzannahmen OPEX Projektion [%]**



Quellen: Pöyry auf Basis [Filippini, Geissmann & Greene, 2016]

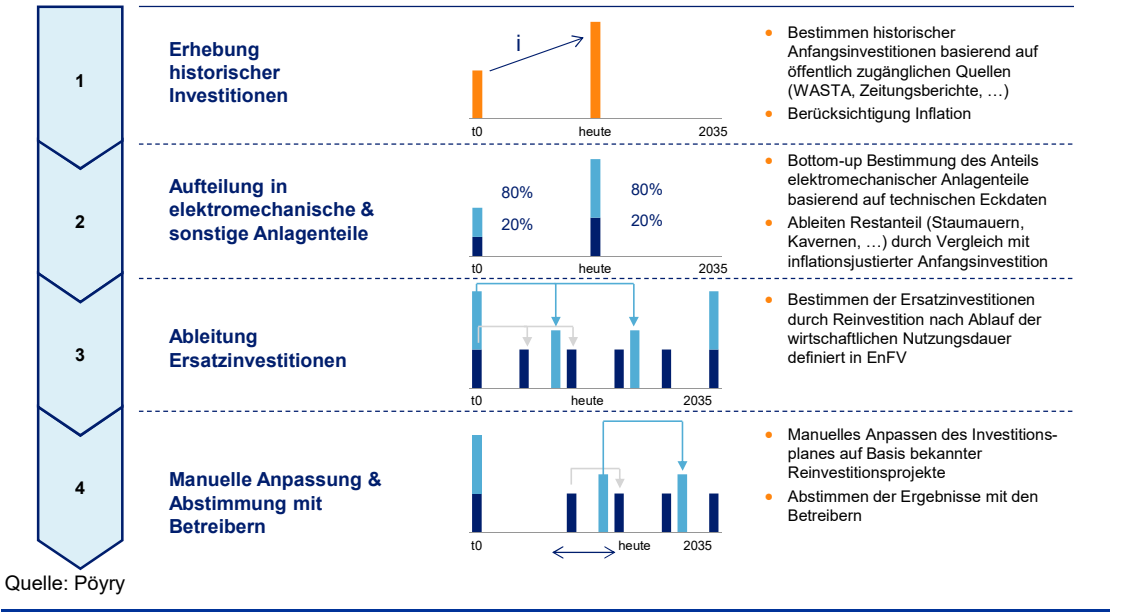
### 3.3 CAPEX

Neben den Betriebskosten bilden insbesondere die (Ersatz-)Investitionen (CAPEX – capital expenditures) einen wichtigen Treiber der Wirtschaftlichkeit eines kapitalintensiven und langfristigen Geschäftsfeldes wie der Energieproduktion.

Da die Historie der verfügbaren Geschäftsberichte (5-7 Jahre) nur einen kleinen zeitlichen Ausschnitt darstellt, und daher nur einen unzureichenden Einblick in die Investitionstätigkeit der einzelnen Wasserkraftwerke ermöglicht, war der Aufbau eines synthetisches CAPEX-Modells erforderlich. Abbildung 17 gibt einen Überblick über die CAPEX Modellierung.

<sup>7</sup> Nach 2035 werden alle Kosten konstant bis Konzessionsende fortgeschrieben, da auch die Erlösseite mit einer Preiskurve bis 2035 modelliert und danach konstant fortgeschrieben wird

**Abbildung 17 – Vorgehen CAPEX Modellierung**



Im ersten Schritt wurden die historischen Investitionssummen erhoben. Quelle hierzu war die *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz* der Jahre 1928-1968 (verfügbar auf der BFE Website). In diesen Dokumenten finden sich neben den energiewirtschaftlichen Daten in den meisten Fällen auch die Investitionssummen der damals meist durch die öffentliche Hand gebauten Kraftwerke. Ergänzt wurden diese Investitionszahlen durch andere öffentliche Quellen wie historische Fachartikel oder kantonale / kommunale Dokumentationen.

Im zweiten Schritt wurde der Anteil der elektrischen und mechanischen Ausrüstung (E&M) für jedes Kraftwerk geschätzt. Hierbei wurden auf Basis einer internen Datenbank, welche von Pöyry's Wasserkraftingenieuren zur Kostenschätzung für Um- und Ausbauprojekte genutzt wird, die heutigen Kosten für E&M für die jeweilige Konfiguration der berücksichtigten Kraftwerke geschätzt (z.B. Turbinen, Generatoren, Transformatoren, Leitsysteme; basierend auf kraftwerksspezifischen Kriterien wie Kraftwerksleistung, Anzahl Turbinen, Turbinentypen, etc.). Diese E&M Kosten (Stand 2019) wurden dem heutigen Wiederbeschaffungswert<sup>8</sup> gegenübergestellt, um eine Aufteilung der Investitionen in *E&M Komponenten* (Turbine, Generator, Transformator, Leitsystem, Schaltanlagen und Hebe- und Hilfseinrichtungen) sowie den sonstigen Anlagenteilen (Stauanlagen, Stollen,

<sup>8</sup> Auf Basis historischer Investitionen und einer Inflationierung unter Verwendung des Schweizer Konsumentenpreisindex, da spezifischere Indizes wie z.B. der Baukostenindex nicht mit einer genügend langen Historie vorliegen.



Gebäude, Absperrorgane,...) vorzunehmen. Diese Aufteilung wurde dann auf die historischen Investitionen übertragen.

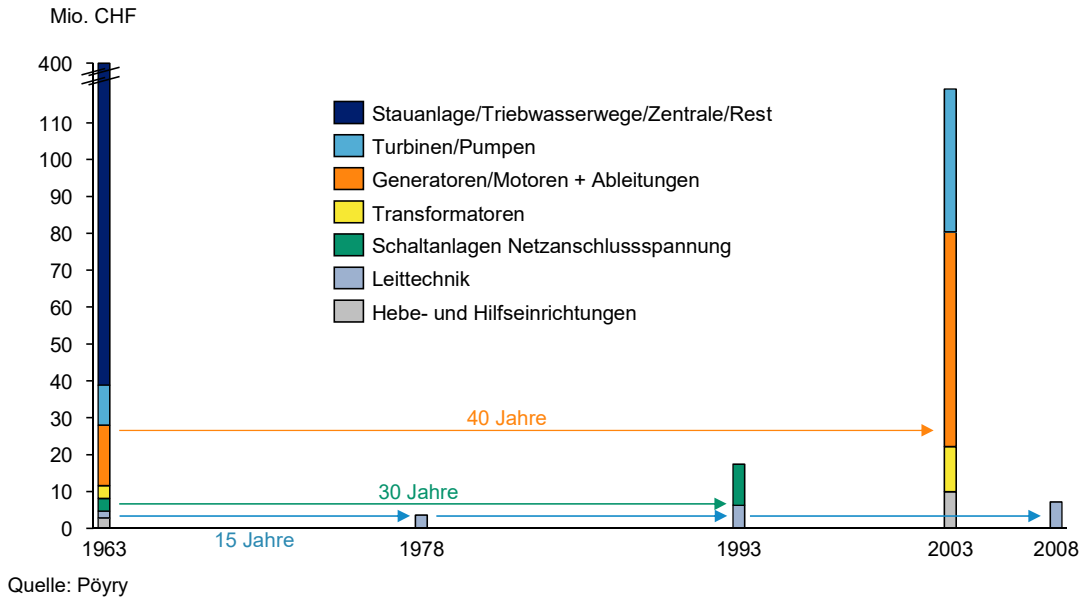
Im nächsten Schritt wurde ein synthetisches CAPEX Modell aufgestellt, in welchem diese Anlagenteile jeweils nach Ablauf Ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer<sup>9</sup> zu den zu diesem Zeitpunkt geltenden Wiederbeschaffungskosten (also unter Berücksichtigung der Teuerung) ersetzt werden. Dabei werden (analog zur Berechnung der Investitionsbeiträge) Reinvestitionen nur getätigt, wenn die verbleibende Nutzungsdauer bis Konzessionsende mindestens 20% der wirtschaftlichen Nutzungsdauer entspricht. Damit wird sichergestellt, dass im Modell nicht wenige Jahre vor Konzessionsende substantielle Anlagenteile ersetzt werden, welche im Heimfall-Szenario dann ohne finanzielle Kompensation an den Konzessionsgeber übergehen würden. Dies scheint nicht zuletzt auch deshalb plausibel, da die zugrundeliegenden wirtschaftlichen Nutzungsdauern im Allgemeinen kürzer gewählt sind als die möglichen technischen Nutzungsdauern. Abbildung 18 zeigt ein exemplarisches Ergebnis dieser CAPEX-Modellierung für das Kraftwerk Blenio (Inbetriebnahme 1963).

Gleicht man diese synthetischen Reinvestitionszyklen (z.B. grössere Ersatzinvestitionen nach 30 respektive 60 Jahren) mit Daten von öffentlich dokumentierten Erneuerungsprojekten ab, zeigt sich eine relativ gute Übereinstimmung: So zeigen sich beispielsweise für den Maschinenersatz (wirtschaftliche Nutzungsdauer 40 Jahre) in der Praxis Zyklen zwischen 35 Jahren (Massa) und 55 Jahren (Grande Dixence), mit einem Durchschnitt von 43 Jahren über die 10 recherchierten Retrofitprojekte. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den Gesamterneuerungen (insgesamt 5 Projekte) welche im Schnitt nach 83 Jahren stattfanden.

---

<sup>9</sup> Nutzungsdauern gemäss EnFV

**Abbildung 18 – Beispiel synthetische CAPEX-Modellierung Blenio**



Um die Ersatzinvestitionen aus der synthetischen CAPEX-Modellierung zu plausibilisieren, wurden die Ergebnisse des Modells abschliessend durch Pöyry Hydro-Ingenieure überprüft und mit Informationen zu realisierten Erneuerungs- oder Erweiterungsprojekten aus internen oder externen Quellen (z.B. Ausschreibungen oder Fachartikeln) abgeglichen. Ebenso erfolgte eine Abstimmung mit den in den Branchenmeetings beteiligten Betreibern. Hierbei wurden u.a. die teilweise nicht öffentlich verfügbaren Investitionssummen erhoben sowie grössere, öffentlich nicht ausgewiesene Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen ergänzt.

### 3.4 Abschreibungen

Auch wenn die Abschreibungen lediglich eine kalkulatorische Repräsentation der im vorherigen Abschnitt beschriebenen CAPEX eines Kraftwerkes und keine direkt<sup>10</sup> Cash-Flow-relevanten Kosten darstellen<sup>11</sup>, sollen sie hier in diesem Kapitel als Output der eben beschriebenen CAPEX-Modellierung beschrieben werden.

Auf Basis der CAPEX-Modellierung wurden anschliessend die historischen wie zukünftigen Abschreibungen berechnet. Hierzu wurden, analog zur Reinvestitionsplanung des CAPEX-Modells,

<sup>10</sup> Die Abschreibungen beeinflussen die NPV Berechnung lediglich indirekt, da sie in die Berechnung der Gewinnsteuern einfließen

<sup>11</sup> In Partnerwerkskonstrukten sind die Abschreibungen aber tatsächlich Teil der (Gestehungs-) Kosten und induzieren Cash Flows gegenüber den Eignern.

für die vorhandenen Investitionskategorien die wirtschaftlichen Abschreibungsdauern der EnFV genutzt.

**Tabelle 5 – Annahmen Abschreibungsdauern**

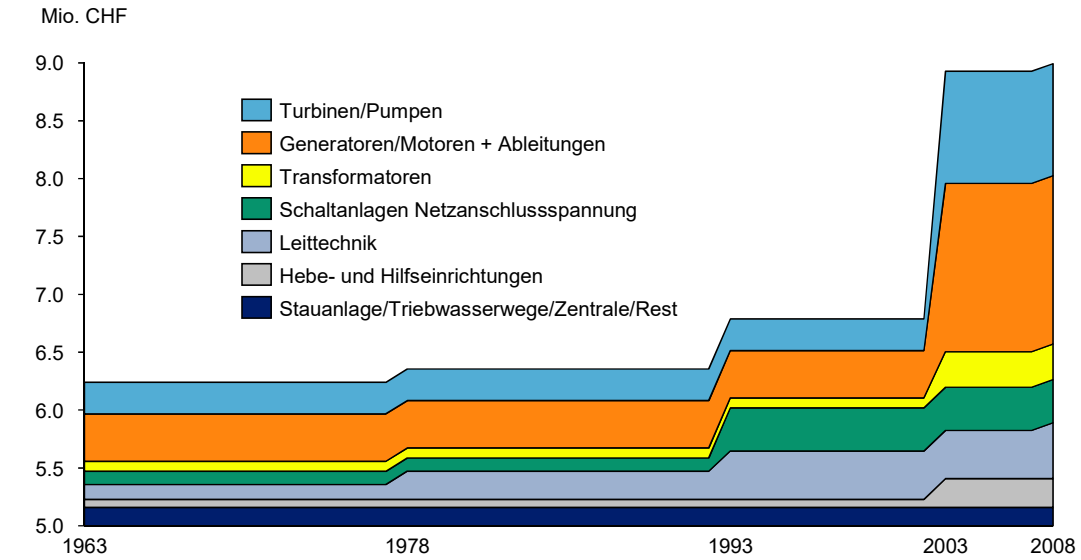
Anlagenbestandteil	Abschreibungsdauer [Jahre]
Turbine/Pumpe	40
Generator/Motor	40
Transformatoren	40
Schaltanlagen	30
Leitsystem	15
Hebe-und Hilfseinrichtungen	40
„Rest“: Stauanlagen, Stollen, Gebäude, Absperrorgane,...	70

Quellen: EnFV, Pöyry

Die resultierenden Abschreibungen zeigen somit zum einen einen kontinuierlichen, lückenlosen Verlauf, da nach Ablauf der Nutzungs-/Abschreibedauer eine Reinvestition stattfindet. Zum anderen erhöhen sich die Abschreibungen stufenweise, da die Reinvestitionen zu diskreten Zeitpunkten stattfinden und zudem durch die Inflation verteuert werden. Die Folge ist, dass nach der Erneuerung höhere Abschreibungen anfallen. Abbildung 19 zeigt die Entwicklung der Abschreibungen für Blenio korrespondierend zu den Investitionen in Abbildung 18.

Die Ergebnisse der synthetisch ermittelten Abschreibungen wurden – analog zu anderen finanziellen Kennzahlen – mit den Werten aus den Geschäftsberichten abgeglichen, und als Indiz für eine von der synthetischen Sicht abweichende, reale Investitionstätigkeit herangezogen. Diese wurden dann soweit als möglich mit den Betreibern abgestimmt, um das synthetische Modell bestmöglich an die Zahlen der Geschäftsberichte anzugleichen.

**Abbildung 19 – Beispiel Abschreibungen Blenio**



Quelle: Pöyry

Basierend auf den Initial- und den Ersatzinvestitionen sowie den resultierenden Abschreibungen erlaubt das Modell auch die Berechnung eines synthetischen, jährlichen Restbuchwerts der Anlage. Dieser fliesst im Bewertungsmodell zum einen in die Berechnung der kalkulatorischen Fremdkapitalzinsen ein, bestimmt aber auch die finale Desinvestitionssumme als Näherung für die Heimfallentschädigung am Konzessionsende (vgl. Abschnitt 5.1 für eine detailliertere Beschreibung des DCF Modells) der Anlage.

## 4. ERLÖSMODELLIERUNG

Ziel der Erlösmodellierung ist eine möglichst realitätsnahe Projektion der unterschiedlichen Erlösströme der Schweizer Wasserkraftwerke. Wie in der Einleitung bereits erwähnt, sollen hier nicht nur die Vermarktung gegen den Day-Ahead Markt betrachtet werden, sondern alle relevanten Erlöse aufgezeigt und projiziert werden.

Abschnitt 4.1 gibt einen Überblick über die in der Studie betrachteten Erlösströme, Abschnitt 4.2 beschreibt die von Pöyry genutzten Kraftwerkseinsatzmodelle im Detail. Abschnitt 4.3 geht auf die Abfolge und Zusammenhänge der unterschiedlichen Vermarktungsstrategien sowie die zentralen Inputannahmen ein. Abschnitt 4.4 gibt schliesslich einen Einblick in die Resultate der umfangreichen Erlösprojektion.

### 4.1 Überblick Erlösströme

Eines der primären Ziele dieser Studie ist die Berücksichtigung bzw. Modellierung aller relevanten Erlösströme der Schweizer Wasserkraftwerke. Hierbei lassen sich grundsätzlich Vermarktungserlöse in den unterschiedlichen (Grosshandels-)Märkten und Erlöse aus regulatorisch definierten Fördermassnahmen unterscheiden.

Die in der Studie diskutierten Erlösbestandteile sind im Folgenden aufgelistet:

#### *Erlöse aus der Vermarktung der Kraftwerke*

- am Terminmarkt
- am Day-Ahead Markt
- am Intraday Markt
- der Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) an Swissgrid
- durch Verkauf des Ökologischer Mehrwert / der Herkunftsnachweise (HKN)

Diese fünf Erlösbestandteile werden in diesem Kapitel ausführlich diskutiert und beschrieben.

Basis der Berechnungen sind jeweils die Preise des Marktgebietes Schweiz. Exporte in tendenziell hochpreisige Länder wie z.B. Italien werden nicht betrachtet, da die Mehrlöse im Allgemeinen durch die Kosten der benötigten Grenzkapazität aufgezehrt wird (Arbitragefreiheit). Ebenso sind aktuell keine ausländischen Kapazitätsmechanismen wie z.B. die deutsche Netzreserve (kein Bedarf von ausländischer Kapazität in den von der Bundesnetzagentur analysierten kommenden Jahren) evident, die hier näher betrachtet werden müssten.

Über die eben aufgelisteten Markterlöse hinaus, existieren für die Kraftwerksbetreiber noch Erlöse aus spezifischen Rahmenbedingungen der Schweizer Gesetzgebung.

*Regulatorische Fördermassnahmen* (siehe Kapitel 6.4 bis 6.3)

- die Marktprämie für Grosswasserkraftwerke
- die Verrechnung der Gestehungskosten in die Grundversorgung
- die Investitionsbeiträge für Grosswasserkraftwerke

Diese regulatorischen Fördermassnahmen sind in ihrer Laufzeit begrenzt oder - wie im Fall der Verrechnung in die Grundversorgung – würden bei einer vollständigen Marktöffnung entfallen. Dadurch ist ihr Einfluss auf den Wert der Anlagen beschränkt. Auch bestehen Hürden in der Modellierung. Daher gibt die Studie zu den drei genannten Fördermassnahmen eine Abschätzung der Effekte im vorletzten Kapitel (siehe Abschnitte 6.4 bis 6.3) ab.

## **4.2 Modellierungsmethodik**

### **4.2.1 Überblick Modellierungsmethodik**

Der Betrieb und damit die Erlöse von Wasserkraftwerken sind abhängig von den Zuflüssen respektive dem gespeicherten Wasser, der Maschinenverfügbarkeit, den Strompreisen und den regulatorischen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Wasser in den Speichern und Flüssen.

Pöyry nutzte für diese Studie detaillierte numerische Optimierungs- und Simulationsmodelle zur Berechnung der unterschiedlichen Erlösprojektionen. Für jedes der 20 Kraftwerke wurde ein spezifisches Modell entwickelt, das den Betrieb auf der Grundlage der Kraftwerkstopologie, den hydrologischen Zuflüssen, dem technischen Design sowie den regulatorischen und ökologischen Rahmenbedingungen bestmöglich abbildet. Die für die Entwicklung dieser Modelle erforderlichen Informationen stammen aus öffentlich zugänglichen Quellen wie den Websites der Kraftwerksbetreiber / -besitzer, historischen Fachartikeln sowie aus den statistischen Datenbanken des BFE [WASTA].

Darüber hinaus wurden die im Rahmen dieses Projekts von den Branchenvertretern erhaltenen Informationen und die Inputs der Pöyry internen Wasserkraft-Experten zur Feinabstimmung der verschiedenen Modellparameter herangezogen. Um die Unsicherheiten aufgrund des unvermeidlichen Fehlens detaillierter Informationen und der deterministischen Natur der Modelle zu minimieren, wurden die Modelle mittels eines ‚Backcasting‘ auf die historischen Produktionsmengen der Kraftwerke kalibriert. In den folgenden Abschnitten werden verschiedene Aspekte der angewandten Modellierungsmethoden im Detail beschrieben.

### **4.2.2 Hydrologische Modellierung**

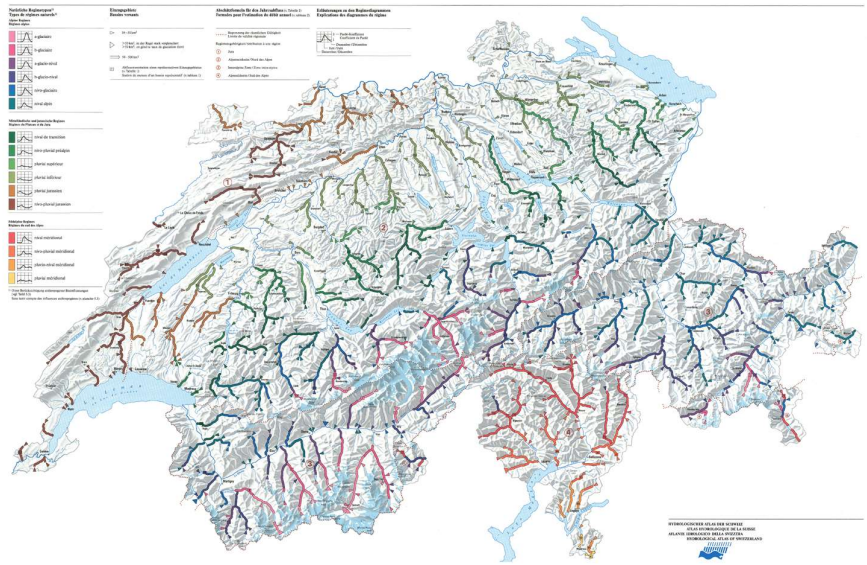
Hydrologische Systeme sind grosse Netzwerke von Wasserquellen, Wasserläufen und Wasserreservoirs (natürliche und künstliche), die die verschiedenen Wasserempfänger miteinander verbinden. Dies schliesst die Dämme und Stauseen der betrachteten Kraftwerke, aber auch die

dahinterliegenden Fließgewässer mit ihren Ökosystemen sowie nachgeschaltete industrielle und landwirtschaftliche Anwender ein. Diese komplexe Vernetzung und die Notwendigkeit, die Hinterlieger ausreichend mit Wasser zu versorgen, wirken sich direkt auf die Produktion der Kraftwerke aus. Das hydrologische Zu- und Abflussregime in dem sich ein Kraftwerk befindet, wird durch saisonale Muster der Wasserverfügbarkeit vor allem aufgrund von Niederschlägen und der Schneeschmelze definiert. Diese hängen zum einen von der Geographie und zum anderen von den Wetterbedingungen des Standortes ab. Die hydrologischen Zu- und Abflüsse zu bzw. von einem Kraftwerk sind ein wesentlicher Treiber für die Einsatzweise der Kraftwerke und ein zentraler Input für die Kraftwerksmodellierung.

Für die Modellierung der hydrologischen Abflüsse wurden in dieser Studie zwei primäre Quellen herangezogen: der Hydrologischer Atlas der Schweiz (HADES) [HADES] und die Daten der hydrologischen Messstationen des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) [BAFU].

Die HADES-Daten liefern empirische, monatlich gemittelte Abflussdaten der unterschiedlichen Gewässer, die auf langjährigen historischen Daten beruhen. Ein exemplarischer Output der HADES-Daten ist in Abbildung 20 dargestellt.

**Abbildung 20 – Hydrologischer Atlas Der Schweiz (HADES)**



Quellen: Geographisches Institut der Universität Bern; Bundesamt für Umwelt BAFU

Zum anderen nutzte Pöyry die Daten des hydrologischen Messstellennetzes des BAFU, die in täglicher Granularität vorliegen. Diese Daten wurden genutzt, um die Zuflüsse der einzelnen Kraftwerke zu modellieren. Für einen Zeitraum von 5 Jahren zwischen 2013-2018 wurden die Abflüsse extrahiert, so aufbereitet und kalibriert, dass die gesamten Zuflüsse zu einem Kraftwerk

oder Speicher mit den historisch gemeldeten Mengen an Zuflüssen, Speicherständen und Energieerzeugung des spezifischen Kraftwerkes übereinstimmen.

**4.2.3 Kraftwerksmodellierung**

Die mathematischen Modelle der Kraftwerke wurden entwickelt, um ihre Energieproduktion unter den jeweiligen Betriebsbedingungen möglichst realistisch abzubilden. Die in Tabelle 6 aufgelisteten Informationen, die für die Modellentwicklung erforderlich sind, stammen aus öffentlichen Quellen wie den Webseiten der Kraftwerksgesellschaften, den BFE-Statistiken, den Webseiten der Erstausrüster, den Aufsichtsbehörden oder wurden durch Pöyry's Erfahrungen aus ähnlich gelagerten Projekten abgeschätzt.

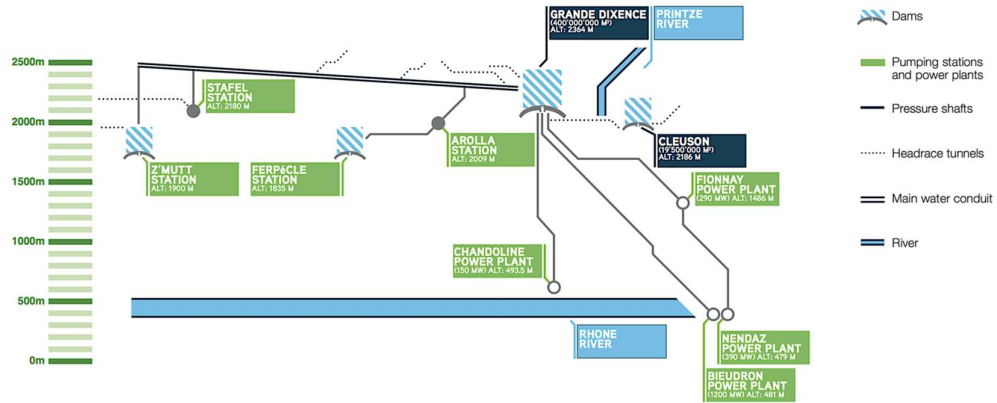
**Tabelle 6 – Datensätze für die Modellentwicklung**

Element	Daten für Modellierung
Topologie	Schematischer Aufbau des Kraftwerksnetzes, seiner Speicher, Becken, Stollen oder Druckleitungen und Zentralen
Technische Anlagen	Anzahl der Pumpen und Turbinen; Typ und Betriebsmerkmale; Mindestbetriebsbedingungen
	Nominale Erzeugungs- oder Pumpenleistung und zugehöriger Volumenstrom
	Maximal zulässige Durchflüsse
	Verfügbarkeit der Anlagen
Reservoirs	Minimale und maximale zulässige Wassermengen in den Speichern
	Wasserzu- und ggf. –abflüsse
	Charakteristika und Nutzung (Speicherung, Umwälzung, Demodulation,...)
Zuflüsse	Zeitreihen der Zuflüsse je Becken

Ausgehend vom schematischen Aufbau der Kraftwerke (z.B. wie in Abbildung 21 für Grande Dixence dargestellt) wurden die Kraftwerksmodelle zusammen mit den oben genannten Einschränkungen aufgebaut. Die Optimierungsrechnung stellt die Erhaltung der Wasser- und Energiebilanz und der spezifischen Betriebsbedingungen zu jedem Zeitpunkt sicher und errechnet gleichzeitig den optimalen, ertragsmaximierenden Einsatz des Kraftwerkes unter Berücksichtigung aller Betriebseinschränkungen.



Abbildung 21 – Kraftwerkstopologie Grande Dixence



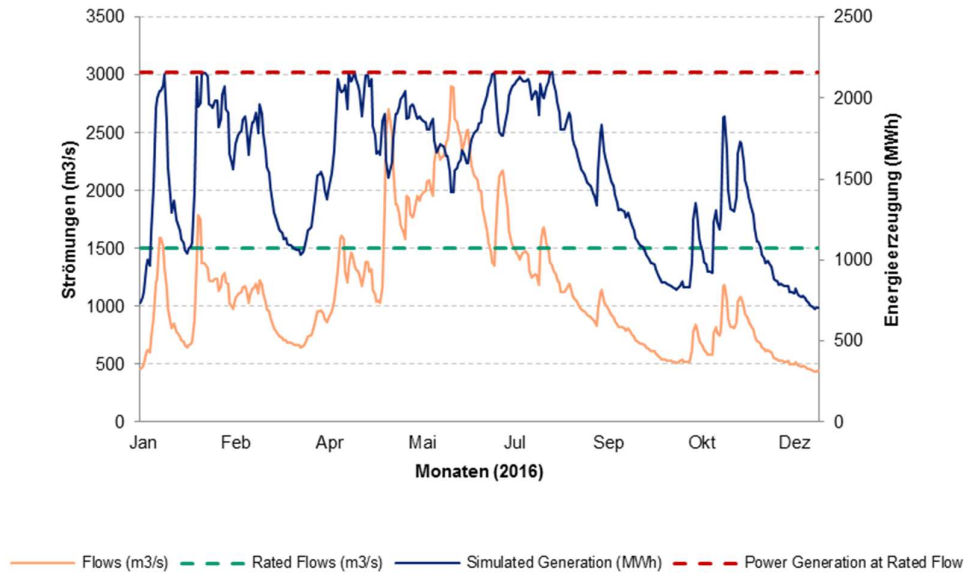
Quelle: Geschäftsberichte Grande Dixence

Laufwasserkraftwerke und andere kleinere Wasserkraftwerke wurden im Wesentlichen als variable Erzeugung mit sehr begrenztem oder keinem Speicher modelliert. Sofern Informationen verfügbar waren, wurde das Speicherpotenzial jedes Laufwasserkraftwerks abgeschätzt und in der Modellierung berücksichtigt.

Es ist nicht unüblich, dass Laufwasserkraftwerke in Zeiten höchster Zuflüsse Teile des Wassers nicht verarbeiten können, und so die Zuflussspitzen entsprechend nicht voll genutzt werden können. Abgeleitet aus einer statistischen Analyse historischer Zuflussdaten und gemeldeter Erzeugungsmengen der Kraftwerke, simulieren die Modelle eine progressive Reduzierung der Erzeugungskapazität bei Zuflüssen über einem bestimmten Schwellenwert (Ausbaumenge) und kalibrieren so die Modelle auf die historischen Erzeugungsdaten.

Ein Beispiel für dieses Verfahren ist in Abbildung 22 dargestellt. Für die Kraftwerke Birsfelden (KWB) ist zu beobachten, dass in den Sommermonaten (April-Juli), in denen die Zuflüsse die Ausbaumenge des Kraftwerks übersteigen, die Energieerzeugung schrittweise reduziert wird, während die Energieproduktion des Jahres 2016 mit den gemeldeten historischen Daten konsistent bleibt.

**Abbildung 22 – Beispiel für KWB: Leistungsreduzierung bei hohen Zuflüssen**



Quelle: Pöyry

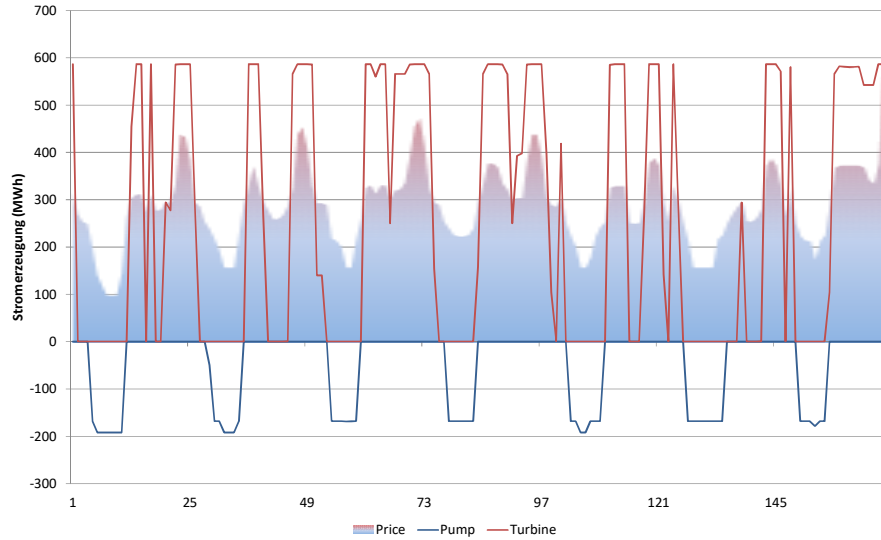
#### 4.2.4 Optimierungsmethodik

In einem mehrstufigen Optimierungsprozess werden Betrieb und Ertrag des Kraftwerks in verschiedenen Absatzmärkten simuliert. Im ersten Schritt wird eine deterministische Optimierung des Betriebs von Wasserkraftwerken gegen stündliche Day-Ahead-Preise durchgeführt, um so den Nettoertrag der Kraftwerke zu maximieren. Der Nettoertrag (oder Gewinn) ist die Differenz zwischen den Einnahmen aus dem Verkauf von produziertem Strom und den Kosten, die durch den Kauf von Strom für den Pumpbetrieb des Kraftwerks entstehen.

Im zweiten Schritt wird eine Reoptimierung gegenüber Intraday-Preisen jeweils über die Dauer eines Monats vorgenommen, um so die zusätzlichen Ertragspotenziale aus dem Intraday-Markt abzuschätzen. Dabei muss die Intradayoptimierung den wöchentlichen Wasserhaushalt und die Fahrpläne erfüllen, die im Schritt der Day-Ahead Vermarktung berechnet wurden. Als Ergebnis der Optimierung werden Fahrpläne aller Maschinen im Kraftwerk sowie die damit verbundenen Erlöse und Kosten ausgegeben. Als Beispiel zeigt Abbildung 23 den simulierten Betrieb der Kraftwerke Maggia im Day-Ahead Markt über eine Woche Ende Sommer 2019. Die Abbildung zeigt aus Gründen der Einfachheit die aggregierten Turbinen- und Pumpenfahrpläne. Die gezeigten Ergebnisse zeigen das typische Verhalten von Kraftwerken mit hoher Speicher- und Pumpleistung, d.h. das Pumpen

und Speichern von Wasser während der Niedrigpreisstunden in der Nacht und das Turbinieren in den Spitzenlaststunden während des Tages.

**Abbildung 23 – Beispiel für simulierte Fahrplan des KW Maggia in einer Woche**



Quelle: Pöyry

Die flexiblen Wasserkraftwerke können durch die Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) für den Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid zusätzliche Einnahmen erzielen. Diese Systemdienstleistungen (insbesondere die Regelleistungsprodukte Primär-, Sekundär- und Tertiärkapazität) werden als planbare Kapazitäten für eine feste Zeitdauer von wenigen Stunden bis zu einer Woche beschafft. Um solche Produkte liefern zu können, müssen die Wasserkraftwerke Erzeugungskapazitäten "reservieren", die als Konsequenz für die Day Ahead- oder Intraday-Märkte nicht mehr verfügbar sind. Daher entstehen durch Teilnahme an den SDL Märkten Opportunitätskosten durch entgangene Erlöse im Day-Ahead- bzw. Intraday-Markt, welche im SDL-Gebotsprozess die SDL-Preise massgeblich bestimmen.

Zur Simulation der Leistungsvorhaltung von flexiblen Anlagen und zur Bewertung der damit verbundenen Opportunitätskosten wird nach der Optimierung für die Day Ahead- und Intraday-Märkte ein weiterer, dritter Optimierungsschritt durchgeführt. In dieser Studie werden Leistungsvorhaltungen nur für die Sekundärleistungen (SRL) modelliert, da diese die anderen Produkte (Primär- und Tertiärregelung) kosten- und erlösseitig dominiert. Für die Abschätzung der Ertragspotenziale aus anderen Märkten (Primär- und Tertiärmarkt) wird in Verbindung mit dem Modellierungsansatz ein in Abschnitt 0 beschriebener Top-down-Ansatz verwendet. Dieser

Optimierungsschritt liefert erlösoptimale SRL Angebote für die flexiblen Kraftwerke und berechnet gleichzeitig die, mit der Erbringung verbundenen, Opportunitätskosten.

Aus unseren Analysen schätzen wir die durchschnittlichen Opportunitätskosten auf 30-90% der SDL Erlöse, abhängig von den jeweiligen Kraftwerksparemtern und der individuellen Gebotsstrategie. Im Mittel ergeben unsere Berechnungen Opportunitätskosten von 55%. Diese Grösse wird im Weiteren im Rahmen dieser Studie (vgl. Abschnitt 0) Anwendung finden.

Es ist anzumerken, dass auch die Betreiber der Kraftwerke bestenfalls näherungsweise kraftwerksscharfe SDL-Margen erheben können, da das Gebot und die Erbringung gegenüber Swissgrid im Allgemeinen für den gesamten Kraftwerkspark des Betreibers (Regelpool) erfolgt und so Pool-Erlöse nur schwierig einzelnen Opportunitätskosten gegenüberzustellen sind. Dennoch wurden für die kraftwerksscharfe Abbildung der einzelnen Anlagen Annahmen getroffen, welche unter den eben genannten Einschränkungen mit den Branchenvertretern abgestimmt wurden.

#### **4.2.5 Modellkalibrierung**

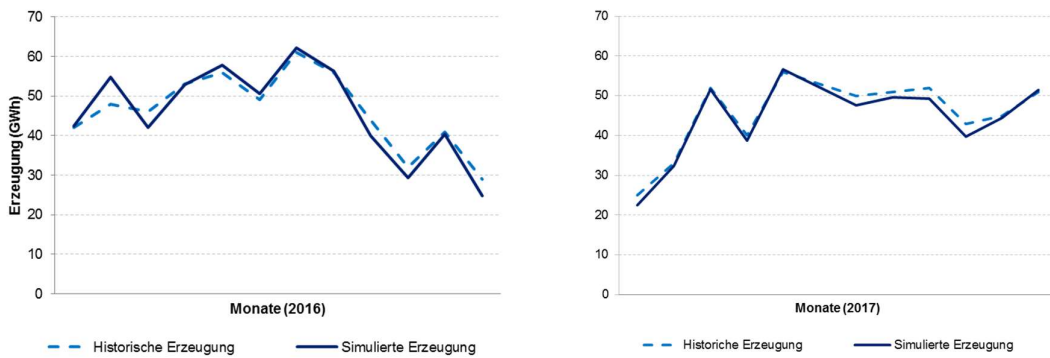
Die Modelle unterliegen einer Vielzahl von Unsicherheiten. Diese Unsicherheiten können sich aus Einschränkungen der Modellierungsmethodik oder den verfügbaren Informationen ergeben, wie beispielsweise (aber nicht beschränkt auf):

- Jahresübergreifende Variabilität der hydrologischen Ströme
- Zukünftige Strompreise und Marktbedingungen
- Annahme der ‚perfect foresight‘
- Annahme, dass Kraftwerke Preisnehmer sind
- Begrenzte öffentliche Verfügbarkeit von Informationen über anlagenspezifische Merkmale
  - Maschinenverfügbarkeit von Kraftwerksanlagen
  - Regulatorische Anforderungen an den Restwasserspiegel in Speicherbecken
  - Gesetzliche Beschränkungen für die Abflüsse von Wasser in stromabwärts gelegene Gewässer
  - Marktprodukte und Liefermengen
  - Andere Komplexität im Betrieb von kaskadierten Kraftwerken
  - Portfolioeffekte

Um den Effekt diese Unsicherheiten so gering wie möglich zu halten, wurden sorgfältige Kalibrierungen der Modelle durch die Methode des Backcastings und die Validierung der Modellleistung anhand begrenzter öffentlich zugänglicher historischer Daten wie Erzeugung (für

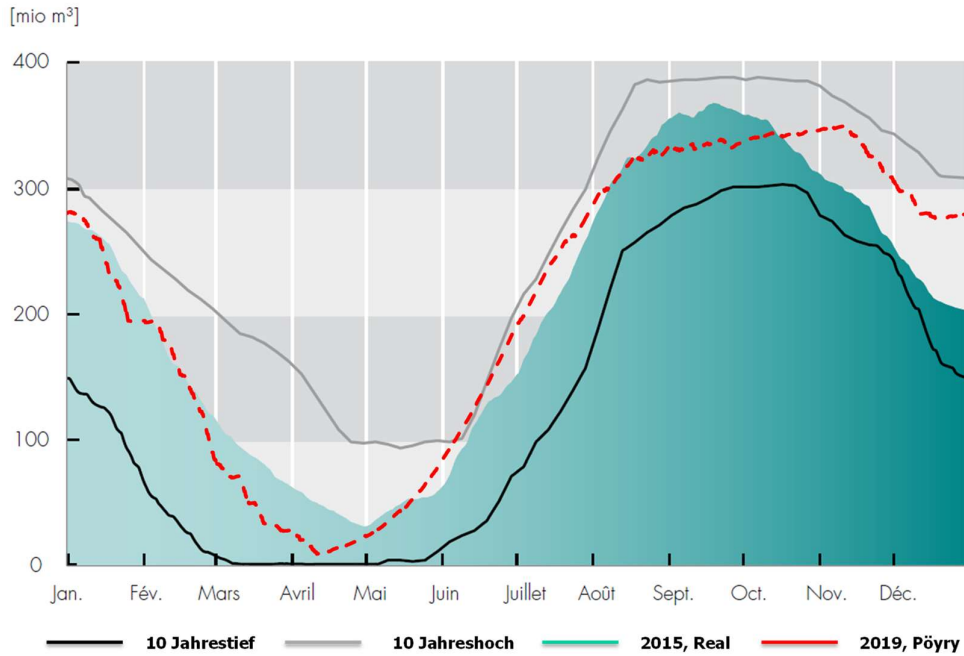
einzelne Turbinen), hydrologische Strömungen, Speicherstände, etc. durchgeführt. Bei der Kalibrierung wurden die Modelle so verfeinert, dass das Backcasting einen vergleichbaren langfristigen Kraftwerksbetrieb zeigte und die Differenzen zwischen historischen und simulierten Betriebskennzahlen (z.B. Produktionsmengen oder Seestandkurven) auf weniger als 10% beschränkt sind. Abbildung 24 zeigt beispielsweise einen Vergleich der simulierten und historischen monatlichen Energieproduktion der KW Birsfelden. Abbildung 25 zeigt den Vergleich der langfristigen Entwicklung des Wasservolumens im Dix See (größter Speicher der KW Grande Dixence mit 400 Mio. m<sup>3</sup> Speicherkapazität) und des simulierten Volumens für das Jahr 2019.

**Abbildung 24 – Vergleich der historischen und simulierten Stromerzeugung von KWB**



Quellen: Geschäftsbericht KW Birsfelden, Pöyry

**Abbildung 25 – Vergleich der historischen und simulierten Wassermenge im Dix See**



Quelle: Geschäftsbericht Grande Dixence, Pöyry

### 4.3 Erlösprojektionen

#### 4.3.1 Terminvermarktung

Die Vermarktung der Kraftwerke am Terminmarkt erfolgt primär mit dem Ziel, Marktpreisrisiken zu begrenzen (Hedging). Hierbei verkaufen die Betreiber die erwartete Energieproduktion teilweise bis zu mehrere Jahre im Voraus und fixieren damit das zu diesem Zeitpunkt am Terminmarkt quotierte Preisniveau. Diese Terminpreise weichen teils deutlich von den für die Bewertung genutzten Day-Ahead-Preise ab (vgl. folgender Abschnitt), die am Tag vor Lieferung zustande kommen. Da es sich hierbei aber um stochastische – vom grundlegenden Markttrend abhängigen – positive wie negative Abweichungen handelt, kann durch diese Strategie nicht von einem systematischen Erlöspotential ausgegangen werden, da sich Gewinne und Verluste langfristig ausgleichen sollten. Daher werden in dieser Studie keine expliziten Terminmarkterlöse angenommen.

Es ist jedoch anzumerken, dass das längerfristige Hedging (im Allgemeinen gestaffelt ab bis zu drei Jahre vor Lieferung) bei einer langfristigen Änderung des Marktpreisniveaus dazu führt, dass die Betreiber verzögert von steigenden Preisen profitieren bzw. sich der Effekt fallender Preise finanziell verzögert auswirkt.

Ebenso kann eine (kurzfristige) Terminvermarktung mit Quartals- und Monatsprodukten genutzt werden, um den Effekt von Zuflussschwankungen beispielsweise aufgrund verzögerter/verfrühten Zuflüsse abzumildern. Die Effekte einer solchen Absicherung sind implizit in den Perfect-Foresight-Abschlägen (vgl. Abschnitt 4.3.2) enthalten und müssen somit nicht explizit als Terminvermarktungserlöse berücksichtigt werden.

Da flexible Kraftwerke (Speicher, Pumpspeicher und Umwälzwerke) eine finanzwirtschaftliche Option darstellen, kann durch eine geeignete Vermarktung (Deltahedging) ein Teil des sogenannten inneren Wertes oder Optionswertes im Terminmarkt realisiert werden. Da hierzu in der Literatur keine belastbaren Referenzwerte zu finden waren, und die kurzfristige Flexibilitätsvermarktung am Intraday- und SDL Markt (vgl. folgende Abschnitte) ebenfalls Teile dieses optionalen Wert widerspiegeln, verzichtet die Studie auf eine explizite Berücksichtigung von Zusatzerlösen im Terminmarkt und verfolgt damit einen tendenziell konservativen Bewertungsansatz.

### **4.3.2 Day-Ahead und Intraday**

Für die Vermarktung an den Energiemärkten (Spot und Intraday) wurden die oben beschriebenen Modelle genutzt, um den optimalen Kraftwerkseinsatz gegenüber der erwarteten, stündlichen Preisprojektion zu errechnen und damit auch die Erlöse und Pumpkosten für jedes Kraftwerk zu berechnen. Die Methodik wurde in Abschnitt 4.2 bereits beschrieben. Die Beschreibung der relevanten Inputannahmen erfolgt in den nächsten Abschnitten.

#### **Input: Stündliche Preisprojektion**

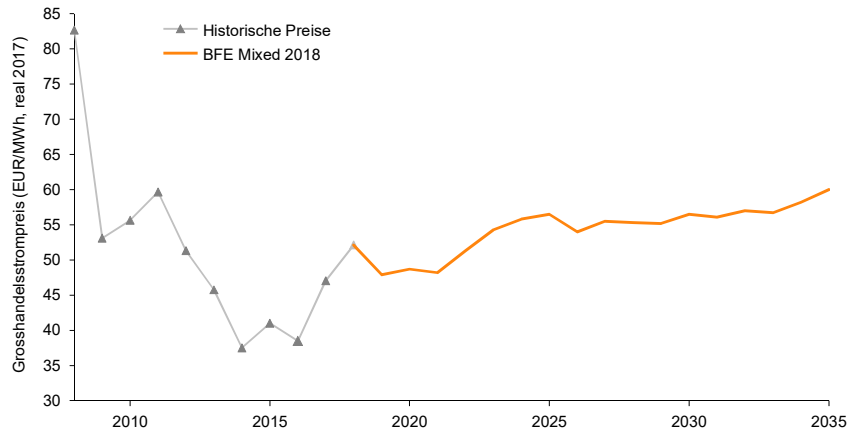
Zentraler Input für die Berechnung der Day-Ahead-Erlöse sind die stundenscharfen Preise, zu denen die Energie der nicht flexiblen Erzeugungsanlagen am Day-Ahead Markt verkauft wird respektive auf deren Basis das im vorherigen Abschnitt beschriebene Modell den optimalen Kraftwerkseinsatz berechnet.

Basis der hier durchgeführten Berechnungen bildet die vom BFE bereitgestellte Preisprojektion, die auch der Berechnung der Investitionsbeiträge zu Grunde liegt. Verwendet wird dabei die aktuellste Version des Rechenlaufes vom Dezember 2018. Wie der BFE Dokumentation zur Preisprojektion [BFE, 2018b] entnommen werden kann, handelt es sich hierbei um eine fundamental modellierte Preiskurve, deren Inputs jährlich aktualisiert werden. Die wesentlichen Treiber dieser Strompreisprojektion sind die Brennstoffpreise (Gas, Kohle und CO<sub>2</sub>), für deren Bestimmung zum einen die Brennstoffpreise aus dem aktuellen World Energy Outlook der IEA als auch Terminpreise vom Grosshandelsmarkt herangezogen werden. Aus diesen Gründen wird die Strompreisprojektion im Folgenden auch mit *BFE Mixed 2018* benannt. Im Vergleich zum Rechenlauf 2017 haben insbesondere die höheren Terminpreise für Gas und CO<sub>2</sub> zu einer Erhöhung des Strompreisniveaus geführt.

Diese Strompreisprojektion stellt eine konsistente, erwartete und mit den politischen Dekarbonisierungszielen auf europäischer wie auch Schweizer Ebene in Einklang befindliche Entwicklung der Strompreise dar. Sie ist aber - wie alle Vorhersagen - mit allen Unsicherheiten einer langfristigen Prognose behaftet.

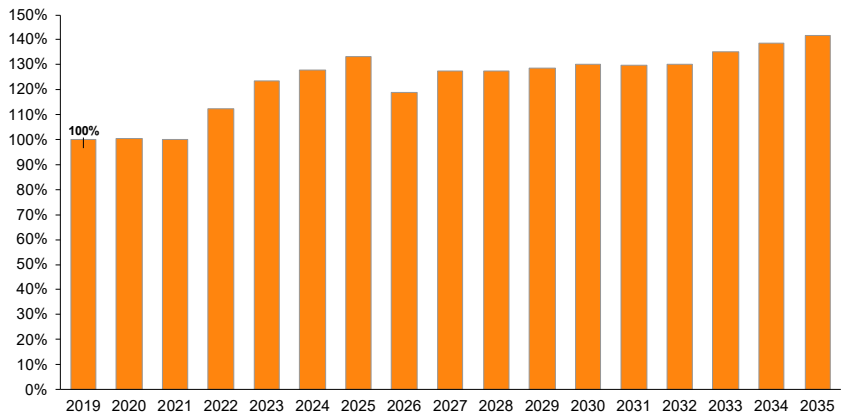
Zur besseren Abschätzung der Auswirkung alternativer zukünftiger Entwicklungen werden in Abschnitt 6.1 zwei Preissensitivitäten berechnet.

**Abbildung 26 – BFE Preiszenario BFE Mixed 2018 (Base Case)**



Quelle: Pöry, [BFE, 2018b]

**Abbildung 27 – Volatilität: Entwicklung der Erträge (normiert) eines Umwälzwerkes**



Quelle: Pöry, [BFE, 2018b]

Da insbesondere die flexiblen Pumpspeicher und Umwälzwerke auch massgeblich von der Preisvolatilität profitieren, ist in Abbildung 27 die Entwicklung dieser Kenngrösse dargestellt. Hierzu



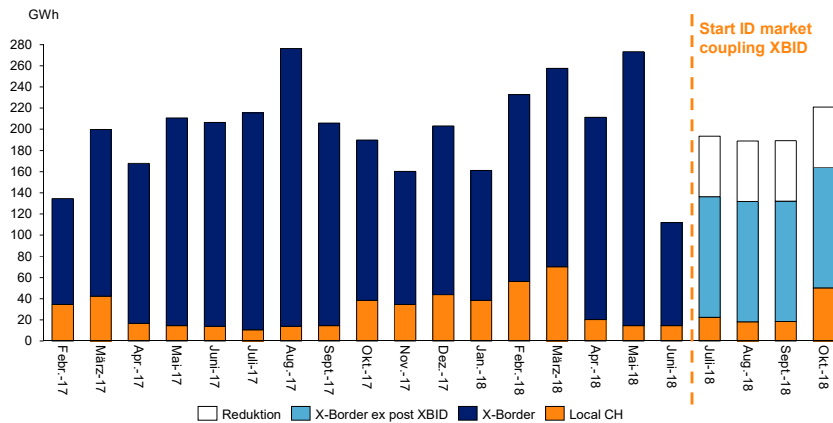
wurde eine vereinfachte (stundenscharfe) Berechnung der Erlöse eines Umwälzwerkes (keine Zuflüsse, Zykluswirkungsgrad 80%) durchgeführt und die Ergebnisse auf die 2019er Werte normiert. Wie man erkennt, steigen die Volatilitätserlöse gegenüber 2019 langfristig um rund 40% (2035) an. Haupttreiber dieser Entwicklung ist allen voran der Ausbau der Wind- und Photovoltaikkapazitäten in Europa. Diese intermittierenden Kapazitäten erhöhen zum Einen die stündlichen Volatilitäten durch die grossen Schwankung der eingespeisten Energie abhängig vom der Windstärke respektive der Sonneneinstrahlung, zum Anderen erhöht der zunehmende Ersatz von konventioneller Produktionskapazität die sogenannte Knappheitsrente, welche in knappen<sup>12</sup> Märkten zu Marktreisen über den Grenzpreisen des preissetzenden Kraftwerkes führt, um so langfristig Investitionsanreize für neue Kraftwerkskapazitäten sicherzustellen.

Detaillierte Informationen zu den Annahmen des 2018er Rechenlaufes werden in dem zugehörigen Kurzbericht des BFE vorgestellt, der voraussichtlich im Q3 2019 veröffentlicht wird.

**Input: Intraday-Märkte**

Die Erlöspotentiale im Intraday Markt sind im Wesentlichen von zwei Faktoren abhängig. Zum einen von der Liquidität respektive den gehandelten Volumina des Intraday-Marktes, zum anderen von der Volatilität der Intraday-Preise – und damit implizit von der Differenz zu den Day-Ahead-Preisen.

**Abbildung 28 – Entwicklung der Intraday Handelsvolumina**



Quellen: EPEX, Pöyry Annahmen

Abbildung 28 zeigt die historische Entwicklung der Intraday Handelsvolumina. Bei der Betrachtung zeigt sich zuerst, dass die Volumina, welche grenzüberschreitend („X-Border“) gehandelt wurden, die Schweizer Handelsvolumina deutlich übertrafen. Dies ist insbesondere deshalb erwähnenswert, da

<sup>12</sup> Planbare (“reliable”) Produktionskapazitäten minus Leistungsbedarf der Stromnachfrage

die Schweiz aufgrund des fehlenden Stromabkommens seit Juli 2018 nicht Teil des impliziten, grenzüberschreitenden Intradayhandel (in dem die Energie und nötige Grenzkapazitäten gemeinsam gehandelt wurden) ist und seitdem gegenüber EU Erzeugern einen strukturellen Nachteil hat.

Gespräche mit Marktteilnehmern ergaben jedoch, dass die tatsächlichen Auswirkungen dieses Ausschlusses keine signifikanten Cross-border Volumenänderungen zur Folge hatten, da die Schweizer Betreiber nur weiterhin die Grenzkapazität explizit, also in einem zusätzlichen Prozessschritt beschaffen müssen. Dies führt - im Vergleich zu den XBID angeschlossenen Ländern - zu leicht erhöhten Kosten aufgrund des höheren Aufwandes und erhöht gleichzeitig die Risikoposition der Händler, weil die Gefahr von Grenzkapazitätsengpässen steigt.

Um dieser Erhöhung des Aufwandes und des Risikos Rechnung zu tragen, wurden für diese Studie die grenzüberschreitenden Handelsvolumina um 1/3 reduziert angenommen. Hiermit ergibt sich ein durchschnittliches Intraday-Volumen von rund 200 MW (Base), auf welches unsere Modellierung kalibriert wurde.

Die Volatilität der Intraday-Märkte wird in erster Näherung von der intermittierenden und schlecht prognostizierbaren erneuerbaren Erzeugungskapazität (vor allem Wind und Photovoltaik) getrieben. Hier nimmt die der Studie zugrundeliegende Fundamentalmodellierung für die Strompreisszenarien einen Zubau dieser Erzeugungskapazitäten auf 180% des heutigen Standes bis im Jahr 2035 an. Da Prognosefehler im Allgemeinen mit der Wurzel der Kapazität zunehmen, ergäbe sich hieraus eine Zunahme der Intraday-Volatilität von rund 35%. Da aber ebenfalls zu erwarten ist, dass die Prognosegüte der Wind und PV Vorhersage steigen wird, und dass neue flexible Technologien wie Batterien gegenläufige Auswirkungen auf die Volatilität haben werden, geht diese Studie von einer Zunahme der Intraday-Volatilität von 20% bis 2035 aus.

### ***Input: Optimierungsabschläge***

Die verwendeten Optimierungsmodelle berechnen Erlöse, die aus zwei wesentlichen Gründen in der Praxis nicht erreicht werden können.

Der erste Grund ist die begrenzte öffentlich verfügbare Information, auf denen die Modelle aufgebaut wurden. Lassen sich installierte Leistungen, Durchflüsse oder Speichervolumina auf den Homepages der Betreiber meist noch finden, müssen bereits die Zuflussprofile der einzelnen Seen auf Basis anderer Datenquellen abgeschätzt werden. Weitere Einschränkungen des Einsatzes wie Maschinenverfügbarkeiten, Dotierwasser- oder Seestandsvorgaben oder anderweitige technische Einschränkungen sind nur dem Betreiber bekannt. Daher werden die hier verwendeten Modelle immer bessere (weil weniger eingeschränkte) Fahrweisen berechnen, als dies in Realität der Fall ist.

Zweiter Grund ist die der verwendeten linearen Optimierung zugrundeliegenden Problematik der perfekten Voraussicht (perfect foresight), welche annimmt, sämtliche unsicheren, stochastischen Inputs (im Wesentlichen die Preise und die Zuflüsse) in der Zukunft genau zu kennen. Der reale Kraftwerkseinsatz muss auf veränderte Rahmenbedingungen reagieren (z.B. verzögerte Zuflüsse oder eine Veränderung des Marktpreises) und damit vom berechneten, optimalen Fahrplan abweichen.

Aus diesen zwei Gründen ist es notwendig, Abschläge auf die modellierten Erlöse anzuwenden. Während für die Abschläge für die perfect foresight aus [Wasser, Energie, Luft, 2016] und [Kämpfer et al, 2012] gute Zahlenwerte vorliegen, ist ersterer Abschlag nur eingeschränkt quantifizierbar. Da aber z.B. geplante Nicht-Verfügbarkeiten (Revisionen) in Zeiten gelegt werden, in denen ihr Einfluss auf die Produktion nur gering ist (z.B. in Zeiten geringer Zuflüsse oder in die Nacht) und ungeplante Ausfälle nur in Zeiten hoher Zuflüsse oder voller Speicher zu Überläufen führen, ansonsten das Wasser lediglich zu preislich etwas schlechteren Stunden turbinert werden kann, sind diese Abschläge als gering einzustufen.

Tabelle 7 fasst die konkreten Annahmen für diese Studie zusammen. Grundsätzlich erachten wir diese Werte dabei als eher konservative Annahmen:

**Tabelle 7 – Annahmen Optimierungsabschläge**

Kraftwerkstyp	Perfect Foresight Abschlag	Abschlag Modellungengenauigkeit
Laufwasser	0%	2%
Speicher	5%	2%
Pumpspeicher	5%	2%
Umwälzwerk	15%	2%

Quellen: [Kämpfer et al, 2012]; [Wasser, Energie, Luft, 2016]; Pöyry

### 4.3.3 Systemdienstleistungen

In der Schweiz können Wasserkraftwerke neben Erlösen aus der Vermarktung an den Energiemärkten (Day-Ahead und Intraday) auch Erlöse durch die Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt (SDL) generieren. Die Swissgrid AG als nationaler Übertragungsnetzbetreiber kauft hierbei flexible Kraftwerkskapazitäten ein, um das Schweizer Stromnetz jederzeit ausbalancieren zu können. Abhängig von der Qualität der Flexibilität (Vorlaufzeit, Dauer der Erbringung und Methode des Abrufs) unterscheidet man die Primär-, die Sekundär- und die Tertiärregelung, welche Swissgrid in unterschiedlichen Produkten und Ausschreibungen beschafft.

Da die Gesamtnachfrage durch die Swissgrid begrenzt ist, kann die Teilnahme der einzelnen Kraftwerke am SDL Markt nicht ausschliesslich auf Basis einer Einzelbetrachtung der Anlage berechnet werden, sondern es muss stets der Einfluss der begrenzten Nachfrage für den gesamten Schweizer Kraftwerkspark berücksichtigt werden.

Daher nutzt Pöyry eine gemischte Bottom-up- und Top-down-Methodik, um zusätzliche Ertragspotenziale der Kraftwerke in den SDL-Märkten zu simulieren. Die Methodik kombiniert die Bottom-up-Schätzung der Day Ahead- und Intraday-Umsätze mit den Opportunitätskosten, die für die Teilnahme an verschiedenen SDL-Märkten entstehen. Da die Einzeloptimierung von einem unbeschränkten Markt ausgeht, neigt die Bottom-up-Modellierung dazu, die Teilnahme von Kraftwerken an SDL-Märkten deutlich überzubewerten.

Diese Überschätzung des Angebotes auf den SDL-Märkten wird durch die Festlegung von Obergrenzen korrigiert: der Anteil am gesamten SDL-Marktvolumen eines Kraftwerks wird begrenzt, so dass die Summe der Angebote aller Kraftwerke genau die Gesamtnachfrage deckt.

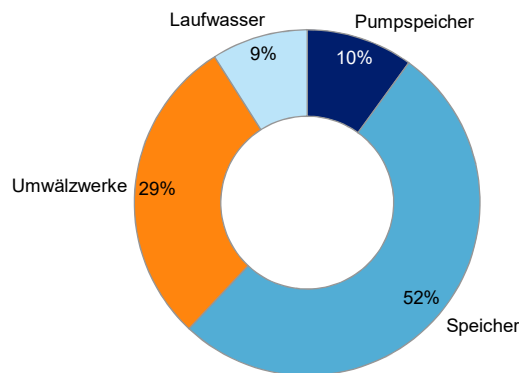
Für jedes einzelne Schweizer Wasserkraftwerk von mehr als 30 MW wird ein Top-Down-Grenzwert festgelegt, welcher seine potenzielle Fähigkeit am SDL-Markt teilzunehmen, anhand einer Multiple Criteria Decision Analysis (MCDA) bewertet. Zu den Input-Faktoren für das MCDA-Modell gehören:

- Komplexität des Betriebs (Kaskade, Strömungssystem, Turbine / Pumpe, etc.)
- Flexibilität und Speicherkapazitäten (täglich, wöchentlich, monatlich, saisonal)
- Saisonale Verfügbarkeit und Volumen der hydrologischen Zuflüsse
- Opportunitätskosten
- Kategorien von Kraftwerken in der Schweiz; Anteil ähnlicher Kraftwerke in jeder Kategorie

Mit diesen Kriterien wurde jedes Kraftwerk auf einer Skala von 1-10 bewertet. Verfügbare Kriterien wie Kapazitäten, Durchflüsse und Speichervolumen wurden aus den Kraftwerksdaten übernommen. Qualitativere Kriterien wie die Komplexität des Betriebs wurden aus den Erfahrungen des Projektteams und den Informationen der Betreiber im Rahmen der Branchenmeetings abgeleitet. Die Experten schätzten auch die relative Gewichtung der Kriterien.

Basierend auf diesen Inputs bewertet das MCDA-Modell, das auf einem Analytic Hierarchy Process (AHP) [AHP] basiert, den realisierbaren Anteil des SDL-Umsatzes, den jedes Kraftwerks potenziell aus dem gesamten SDL-Marktvolumen erzielen kann. Abbildung 29 zeigt die geschätzte Aufteilung der SDL Einnahmen (Kapazität und Energie) auf die Kraftwerkskategorien.

**Abbildung 29 – Simulierte Verteilung der SDL-Erlöse**



Quelle: Pöyry

Von den so definierten Erlösen müssen, wie in Abschnitt 0 beschrieben, noch die Opportunitätskosten der Vorhaltung von Kapazität abgezogen werden, da sich durch das SDL Angebot die Erträge in den Energiemärkten reduzieren. Die Bestimmung der Opportunitätskosten

erfolgte dabei wiederum Bottom-up bzw. kraftwerksscharf auf Basis der Berechnungsergebnisse der Optimierung.

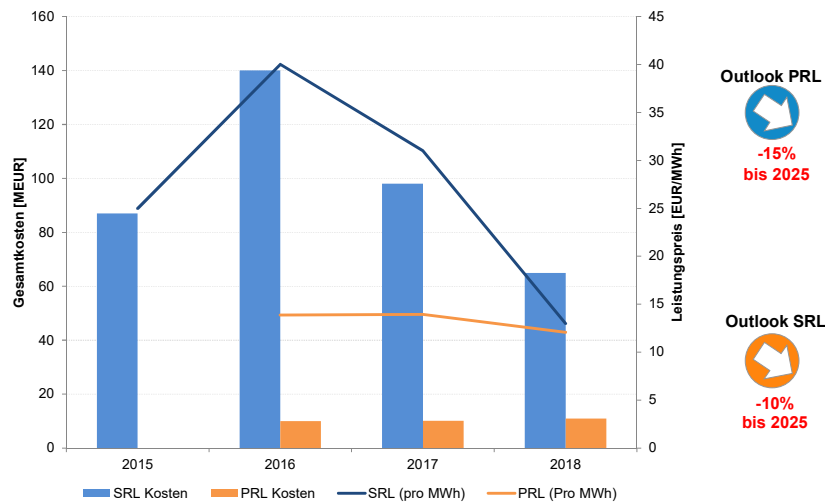
Die so errechneten SDL-Erlösaufschläge entsprechen somit dem zusätzlichen (Netto)-Gewinn aus SDL Vermarktung abzüglich der Opportunitätskosten und werden als Erlöszuschläge auf die berechneten Day-Ahead-Erlöse in die Zukunft projiziert.

**Input: SDL-Preise**

Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, setzt die Top-Down-Methode eine Obergrenze für das gesamte Ertragspotenzial von Wasserkraftwerken auf den SDL-Märkten, basierend auf dem Jahreswert der SDL-Märkte und den Opportunitätskosten. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass Wasserkraftwerke den grössten Teil der Schweizer SDL erbringen (mindestens 80%) und auch in naher Zukunft in der Schweiz keine relevante Konkurrenz durch andere Erzeugungstechnologien aufkommen wird.

Für die Berechnung des Gesamtwertes der SDL-Märkte werden historische Auktionsdaten für die Vergabe von Kapazitäten (in Primär-, Sekundär- und Tertiärmärkten) und Vergütungsdaten für die Stromlieferung aus der vertragsgebundenen Kapazität aus dem Webarchiv der Swissgrid bezogen. Abbildung 30 zeigt exemplarisch den Wert der sekundären und tertiären Systemdienstleistungsmärkte in den letzten Jahren.

**Abbildung 30 –Entwicklung und Outlook PRL- und SRL-Markt**



Quellen: Swissgrid, Pöyry

Die SDL Preise variieren von Jahr zu Jahr erheblich und hängen von einer Vielzahl von Faktoren, wie beispielsweise den Day-Ahead-Preisen, nationalen/internationalen Strommarktstrukturen, der

Nachfrage nach Systemsicherheit, der Verfügbarkeit von internationalen Netzkopplungen und auch den hydrologischen Bedingungen der einzelnen Jahre ab. Während diese Einflüsse in den Day-Ahead-Preisprojektionen berücksichtigt sind, da das zugrundeliegende Fundamentalmodell diese detailliert abbildet, werden die Einflüsse auf die SDL-Preise und -mengen in dieser Studie nicht explizit modelliert. Daher wurden die SDL-Erlöszuschläge für das Jahr 2019 auf Basis von durchschnittlichen, historischen Preisen mit der oben beschriebenen Methodik errechnet und deren Entwicklung in die Zukunft qualitativ abgeschätzt.

Für die zukünftigen Entwicklungspfade der SDL Märkte wurden Berechnungen und Ergebnisse aus früheren Pöyry Studien herangezogen, die anschliessend im Rahmen der Branchenmeetings diskutiert und aus denen Faktoren für diese Studie abgeleitet wurden. Die definierten Reduktionspfade für die beiden relevanten SDL Märkte von -15% für die Primärregelung und -10% für die Sekundärregelung sind durch unterschiedliche Entwicklungen getrieben.

Die Primärregelung (PRL) ist ein etablierter Markt, an dem sich Schweizer Anbieter aufgrund der (teilweisen) Marktkopplung mit dem Ausland bereits heute dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sehen. Nach der Integration von Frankreich im Jahr 2017 steht in naher Zukunft keine weitere Markterweiterung an, die die Preise unter Druck setzen könnte. Die grösste Änderung am PRL-Markt wird unserer Erwartung nach vom Markteintritt der Batterien primär im angrenzenden Ausland ausgehen. Daher geht die vorliegende Studie von einer Reduktion der PRL-Erlöse von -15% bis 2025 aus.

Die Sekundär-Regelung (SRL) ist ein rein Schweizer Markt. Aufgrund des Fehlens von signifikanter thermischer Kapazität in der Schweiz wird SRL im Wesentlichen von Wasserkraftwerken erbracht, die im Vergleich zu thermischen Kraftwerken recht hohe Opportunitätskosten aufweisen. Dies erklärt auch die atypische Situation, dass in der Schweiz die SRL Preise über den PRL Preisen liegen. Da im SRL Markt aufgrund der technischen Gegebenheiten keine Internationalisierung zu erwarten ist, wird der SRL Preis im Wesentlichen durch den Markteintritt von Linth-Limmern und Nant de Drance weiter unter Druck geraten. Beide Anlagen müssen mit ihrer hohen Flexibilität und einer installierten Leistung von insgesamt 1900 MW einen signifikanten Anteil ihrer Kapazität an den SRL Markt stellen, und somit muss mit einer aggressiveren Gebotsstrategie dieser Anlagen gerechnet werden. Zusätzlich besitzen beide Anlagen einen extrem hohen Zykluswirkungsgrad, was zu geringeren Opportunitätskosten gegenüber älteren Anlagen führen sollte. Basierend auf diesen Überlegungen wird in dieser Studie von einer Reduktion der SRL-Erlöse von -10% bis 2025 ausgegangen.

#### **4.3.4 Ökologischer Mehrwert**

Betrachtet man die Entwicklung der immer liquider und transparenter werdenden Märkte für Herkunftsnachweise (HKN) in der Schweiz oder dem Ausland (vornehmlich Norwegen und Österreich) über die letzten Jahre, so stagnierten die HKN Preise bis Ende 2016 auf tiefen Niveau von unter 0.5 €/MWh.

Anfang 2017 zogen sowohl inländische wie auch europäische Zertifikatspreise massiv an und befanden sich (Stand Ende 2018) auf einem Niveau von ~3.5 €/MWh (CH) respektive ~2 €/MWh (EU).

Eine mögliche Erklärung könnte die vermehrte Nachfrage aufgrund der zunehmenden Verbreitung von ökologischen Stromprodukten in der Schweiz und in Europa sein. So machten viele Schweizer EVUs in Zeiten sinkender Grosshandelspreise ihren Standardtarif zu einem Grünstromprodukt, um so Tarifierpassungen zu verhindern oder abzumildern. Erfolgte dies anfangs noch mit (teilweise eigenen) Schweizer HKNs, führte die resultierende stärkere Nachfrage zu stark steigenden HKN Preisen. Als Resultat kann in den relevanten Statistiken beobachtet werden, dass die Schweizer Versorger vermehrt EU Zertifikate „importieren“ um die ökologischen Versprechen Ihrer Produkte weiterhin kostengünstig zu erfüllen. Dies kann zum Teil zum Anstieg der EU Preise beigetragen haben, jedoch ist die Schweiz als alleiniger Preistreiber im europäischen Kontext zu klein. Eine relevantere Rolle auf europäischer Ebene dürften die zunehmende Anzahl von Industriekunden sein, die aus Imagegründen auf Grünstrom setzen (z.B. Unternehmen wie Google, Facebook, Nestle, P&G, UBS, Coca-Cola oder BMW, die sich in der RE100 Initiative mit dem Ziel einer 100% erneuerbaren Energieversorgung zusammengeschlossen haben) und so die Nachfrage nach Zertifikaten erhöhten.

Basierend auf Experteninterviews mit Händlern und Analysten geht diese Studie von Preisen von 3.5 €/MWh produzierter Energie (bei Pumpspeichern abzüglich des Anteils aus Pumpbetrieb) für Schweizer Wasserkraft aus. Dies auch, da Teile der Schweizer Wasserkraft das höherwertige und daher wertvollere<sup>13</sup> Naturemade (Star) Zertifikat erhalten.

#### **4.4 Zusammenfassung Erlösprojektion**

Als Ergebnis der vorgängig dargestellten Erlösmodellierung ergeben sich kraftwerksspezifische Erlöse, welche von den jeweiligen Parametern der Anlagen abhängen. Abbildung 31 zeigt einige typischen Erlöszusammensetzungen, die von den Kraftwerken in den unterschiedlichen Märkten erzielt werden.

---

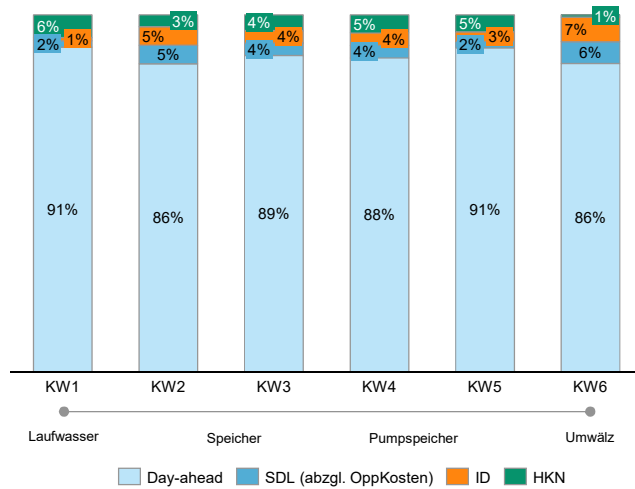
<sup>13</sup> Abschätzungen auf Basis mehrerer Schweizer Endkumentarife (z.B. Energie Thun, EKZ, ewz, SAK) mit Nature Made Star Qualität legen Aufschläge rund 15 CHF/MWh nahe



Die einzelnen Erlösbestandteile der Stichprobe stellen sich für 2019 wie folgt dar:

- Day-Ahead: 1'250 Mio. CHF
- Intraday: 70 Mio. CHF
- SDL: 60 Mio. CHF
- HKN: 58 Mio. CHF

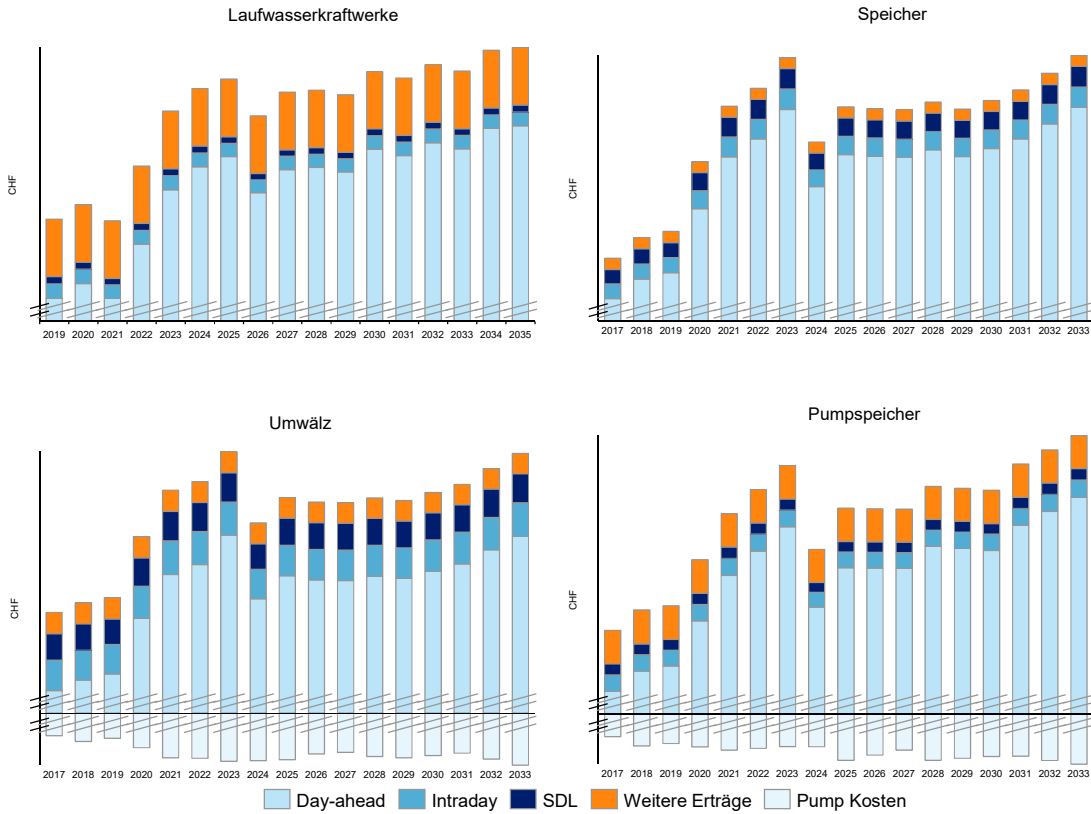
**Abbildung 31 –Erlözzusammensetzung (2019) für sechs exemplarische Kraftwerke**



Quelle: Pöyry

Da die Laufkraftwerke (KW1) über keine oder nur minimale Speichermöglichkeiten verfügen, können diese nur in sehr geringem Umfang am Intraday- oder SDL-Markt partizipieren. Gleichzeitig verdienen sie einen vergleichsweise hohen Anteil an Herkunftsnachweisen (HKN), da ihre Produktionsmengen relativ zur installierten Leistung sehr gross sind (hohe ganzjährige Auslastung). Die Speicher und Pumpspeicherwerke variieren im Jahresverlauf in der Höhe ihrer natürlichen Zuflüsse, was sich auf die SDL- und Intraday-Erlöse (aufgrund der steigenden Opportunitätskosten) auswirkt. Umwälzwerke (KW6) profitieren von ihrer sehr hohen Flexibilität am Intraday- und SDL-Markt, erlösen aber den geringsten Anteil an HKNs, da ein grosser Anteil ihrer produzierten Energie durch nicht anrechenbaren Pumpbetrieb ermöglicht wird.

**Abbildung 32 – Erlösentwicklung und Zusammensetzung für die 4 KW-Typen**



Quelle: Pöry

Die Erlöse aller Kraftwerke sind in erster Linie vom Niveau der Day-Ahead-Preise und der stündlichen Preisvolatilität beeinflusst. Für Jahre mit niedrigerer Preisvolatilität reduzieren die flexiblen Kraftwerke ihre zyklische Pump- und Turbinierweise und fokussieren sich stärker auf die Speicherung und Turbinierung der natürlichen Zuflüsse. Die Erlöse von SDL und Intraday folgen den in Abschnitten 4.3.2 und 0 beschriebenen Trends, was jedoch in den Grafiken optisch nur schwer ersichtlich ist.

Die hier dargestellten Erlösprojektionen gehen im Folgenden – analog zu den in Kapitel 1 beschriebenen Kosten – in das anlagenspezifische DCF Modell ein, welches im folgenden Kapitel beschrieben wird.

## 5. WIRTSCHAFTLICHKEIT DER WASSERKRAFTANLAGEN

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Kraftwerke wurden die Ergebnisse der Kostenmodellierung und der Erlösmodellierung in einem DCF-Modell kombiniert, um den Barwert je Kraftwerk (Net Present Value – NPV) ermitteln zu können. Absatz 5.1 beschreibt die finanzielle Modellierungsmethodik im Detail.

Die resultierenden NPVs werden in Absatz 5.2 pro Kraftwerkstyp aggregiert dargestellt und entsprechend beschrieben und interpretiert.

### 5.1 DCF-Modell

Abbildung 33 – Überblick DCF-Modellierung

Erträge	Erläuterung
+ Stromverkauf Day-ahead Markt	Basierend auf stundenscharfer Kraftwerksoptimierung
+ Stromverkauf Intraday Markt	Basierend auf den ermittelten Erlöszuschlägen für ID-Vermarktung
+ Erlöse aus SDL	Basierend auf den ermittelten Erlöszuschlägen für SDL-Vermarktung
+ Weitere Erträge	Erlöse aus Herkunftsnachweisen
Aufwände	
- Betriebs- und Unterhaltskosten	Personalkosten, Material- und Fremdleistungen, Overheadkosten
- Wasserzinsen	Wasserzinsen
- Weitere Aufwände	Energie- und Netznutzungsaufwand, Pumpkosten zu Marktpreisen
= EBITDA	
- Abschreibungen	Lineare Abschreibungen basierend auf Investitionsmodell*
= EBIT	
- Fremdkapitalzinsen	Kalkulatorische Fremdkapitalzinsen gemäss Regelung EnFV und StromVV
= EBT	
- Gewinnsteuer	Kalkulatorische Gewinnsteuer
= EAT	
+ Korrektur Abschreibungen	Lineare Abschreibungen basierend auf Investitionsmodell*
+ Korrektur Fremdkapitalzinsen	Kalkulatorische Fremdkapitalzinsen gemäss Regelung EnFV und StromVV
- Ersatzinvestitionen	Gemäss Investitionsmodell
+ Restbuchwert	Desinvestition zu Restbuchwert (Heimfallentschädigung)
= Free Cash Flow (to the Firm)	Jährliche Cash Flows
<b>Bewertung 2019 bis Konzessionsende</b>	
NPV	← ... Diskontierung mit WACC ...
Legende:	
Erfolgsrechnung	Cash Flow Rechnung
	Bewertung

Quelle: Pöyry

Kernelement der Bewertung bildet das Discounted Cash Flow (DCF) Modell, in welchem die zukünftigen Free Cash Flows<sup>14</sup> berechnet werden, und unter Verwendung eines gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenfaktors (Weighted Average Cost of Capital – WACC) auf den

<sup>14</sup> Hierbei handelt es sich um *Free Cash Flows to the firm* oder *unlevered cash flows*.

heutigen Zeitpunkt abdiskontiert<sup>15</sup> werden. Schliesslich werden die diskontierten Free Cash Flows zu einem NPV addiert. Aus dem DCF Modell resultiert ein spezifischer NPV pro Kraftwerk, der den wirtschaftlichen Wert der Kraftwerke bis zu deren Konzessionsende darstellt. Abbildung 33 fasst die Methodik zusammen.

Grundsätzlich orientiert sich die gesamte Modellierung an der Berechnung der Investitionsbeiträge (vgl. EnG und EnFV), um eine BFE-weite Konsistenz der Ansätze sicherzustellen. So wird beispielsweise ein WACC von 4.98% verwendet, der die Renditeanforderungen der Fremd- und Eigenkapitalgeber abbildet. Dieser Wert wurde für die Berechnung der Investitionsbeiträge für Grosswasserkraft erarbeitet und im Rahmen der IFBC Studie [IFBC, 2017] detailliert hergeleitet und beschrieben. Er setzt sich zusammen aus einer für die Schweizer Wasserkraft repräsentativen Kapitalstruktur von 50% Eigenkapital und 50% Fremdkapital. Der Eigenkapitalzinssatz (= modellierter Gewinn) beläuft sich auf 7.96% und der Fremdkapitalzinssatz auf 2%. Diese Werte gelten als markt- und risikogerechte Zinssätze für Investitionen in die Schweizer Wasserkraft. Ein NPV von null bedeutet also, dass die Investoren genau die markt- und risikogerechte Eigen- respektive Fremdkapitalrendite erwirtschaften. Ein NPV grösser als null bedeutet, dass die Eigenkapitalrendite über der markt- und risikogerechten Verzinsung liegt.

In den Blöcken Erträge und Aufwände werden im Wesentlichen die in den Kapiteln 3 und 4 beschriebenen Erlös- und Kostenbestandteile übernommen, um so den EBITDA (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*) zu berechnen.

Vom EBITDA werden die im CAPEX Modul (Abschnitt 0) hergeleiteten Abschreibungen abgezogen, um das operative Ergebnis (EBIT, *earnings before interest, taxes*) des Kraftwerks zu berechnen.

Im nächsten Schritt werden die kalkulatorischen Fremdkapitalzinsen abgezogen um den Effekt des Tax Shields<sup>16</sup> zu inkludieren und somit einen erfolgserhöhenden Effekt auf den EBT (*earnings before taxes*) abzubilden<sup>17</sup>.

Die zu zahlenden Gewinnsteuern werden basierend auf einem durchschnittlichen Steuersatz von 18%, der auch in der IFBC Studie verwendet wurde, berechnet. Die errechnete Steuerlast entspricht der summarischen Gewinnsteuer (auf Ebene Partnerwerk und auf Stufe Eigner), wohingegen die in

---

<sup>15</sup>  $NPV = \sum_{t=1}^{Konzessionsende} \frac{FCF_t}{(1+WACC)^t}$

<sup>16</sup> Steuerliche Abzugsfähigkeit der Fremdkapitalzinsen

<sup>17</sup> Der in [IFBC, 2017] hergeleitete WACC vernachlässigt den Tax Shield explizit. Vgl. Seite 25: „Wie in Kapitel 2 [...] ausgeführt, werden bei der Ermittlung der Free Cash Flows beim Investitionsbeitrag bzw. [...] der Marktprämie die Steuern exakt berechnet. Folglich ist der Gewinnsteuervorteil des Fremdkapitals nicht im WACC zu berücksichtigen.“

der Branche üblichen Gestehungskostensicht meist nur die Steuerlast auf Ebene Partnerwerk berücksichtigt.

Um die cash relevanten (also einen realen Zahlungsstrom induzierenden) Geldflüsse zu berechnen, müssen in der Cash Flow Rechnung nun folgende Anpassungen gemacht werden:

- Nicht cash relevante Positionen im EAT müssen wieder neutralisiert werden, und somit die Abschreibungen hinzuaddiert werden
- In der Erfolgsrechnung nicht enthaltene Zahlungsflüsse müssen ergänzt werden; insbesondere die Investitionen (CAPEX bzw. Ersatzinvestitionen) und der Resterlös am Ende der Konzession
- Die Zinszahlungen für das Fremdkapital herausgerechnet werden, da diese durch die Diskontierung der Zahlungsflüsse mit dem WACC (welcher sowohl Eigenkapital- als auch Fremdkosten berücksichtigt) implizit in die Bewertung eingehen und sonst doppelt berücksichtigt wären

Am Ende des Bewertungszeitraumes (Konzessionsende) erfolgt eine Entschädigung für den Heimfall in Höhe des Restbuchwertes. Eine Unterscheidung nach trockenen und nassen Teilen erfolgt hier aus Gründen der Einfachheit dabei nicht. Innerhalb des hier verwendeten Modells kann diese Annahme als gute Näherung betrachtet werden, da die nassen Teile (Stauanlagen, Stollen, Druckleitungen), welche unentgeltlich heimfallen, in der Regel am Konzessionsende weitestgehend abgeschrieben sind, da sie im Modell nur erneuert werden, wenn eine ausreichende Restnutzungsdauer der Komponente gegeben ist. In der Realität sollten sich für unbedingt notwendige Ersatzinvestitionen in nasse Teile der Konzedent und der Konzessionär über eine Restwertamortisationsvereinbarung einig werden, da beide Parteien in der Regel an einem Weiterbetrieb der Anlage interessiert sind.

Die so berechneten zukünftigen Cash Flows werden auf das Jahr 2019 abgezinst und aufsummiert, um den NPV respektive den Wert des Anlagenbetriebs bis Konzessionsende zu erhalten. Ist dieser NPV grösser oder gleich 0 bedeutet dies, dass die Cash Flows in der Zukunft ausreichen, um das die künftigen Ersatzinvestitionen zu amortisieren und mindestens mit den im WACC für Fremd- und Eigenkapital geforderten Zinssätzen zu verzinsen und so eine mindesten markt- und risikogerechte Rendite sicherzustellen.

Da diese Betrachtung die initialen Investitionen und die bis 2019 aufgelaufenen Ersatzinvestitionen der Betreiber ausser Acht lässt, wird der berechnete NPV dem aktuellen Restbuchwert der Anlagen gegenübergestellt, welcher den heutigen Zeitwert der Kraftwerksanlage widerspiegelt.

Ist der NPV grösser als der aktuelle Restbuchwert, ist davon auszugehen, dass der zukünftige NPV zusätzlich zur markt- und risikogerechten Verzinsung des in der Zukunft gebundenen Kapitals auch

noch ausreicht, um das in der Vergangenheit investierte Kapital (Anfangsinvestitionen und historische Ersatzinvestitionen), welches nicht explizit in der NPV Berechnung berücksichtigt wurde, zu amortisieren und markt- und risikogerecht zu verzinsen.

## 5.2 Ergebnisse je Technologie

Als Resultat der in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Methodik ergeben sich – aggregiert je Kraftwerkstyp – das in Tabelle 8 dargestellte Ergebnis.

**Tabelle 8 – Summarische NPVs und Restbuchwerte 2019 je Kraftwerkskategorie**

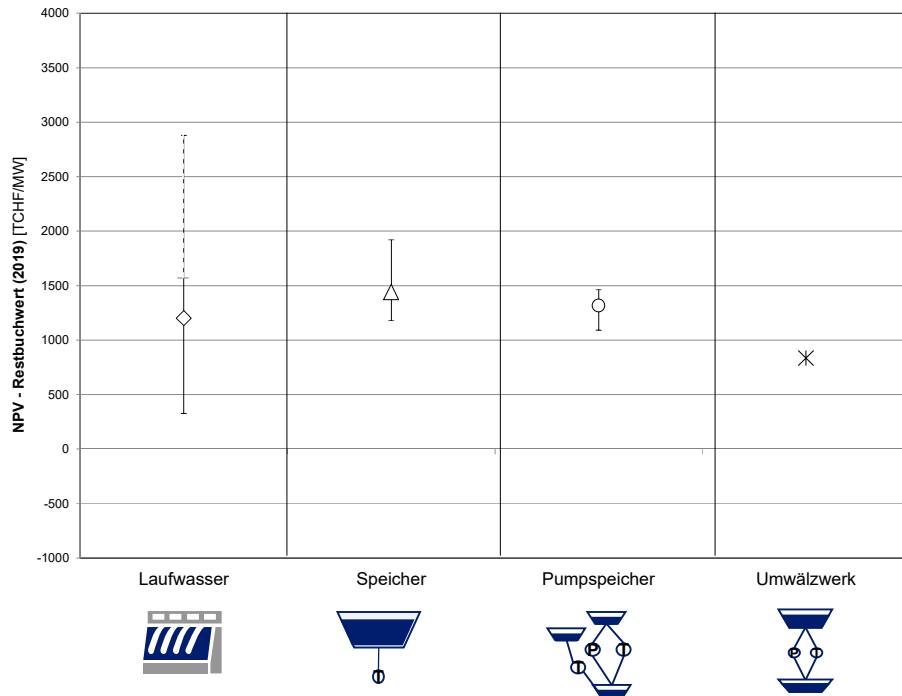
Kraftwerkskategorie	NPV der CF bis Konzessionsende	Restbuchwert 2019	Differenz / Wert der Anlagen
Laufwasser	1'660 Mio. CHF	866 Mio. CHF	794 Mio. CHF
Speicher	5'500 Mio. CHF	1'598 Mio. CHF	3'902 Mio. CHF
Pumpspeicher	3'437 Mio. CHF	1'436 Mio. CHF	2'001 Mio. CHF
Umwälzwerk	5'274 Mio. CHF	3'071 Mio. CHF	2'203 Mio. CHF
<b>Summe</b>	<b>15'871 Mio. CHF</b>	<b>6'971 Mio. CHF</b>	<b>8'900 Mio. CHF</b>

Quelle: Pöyry

Hierbei ist klar zu erkennen, dass die NPVs der Cash Flows bis Konzessionsende für die gesamte Stichprobe aber auch für jede einzelner Kraftwerkskategorie die Restbuchwerte deutlich übertreffen. Betrachtet man die Differenz dieser Werte und damit den aktuellen Wert der Anlagen ergibt sich ein deutlich positiver Wert von 8'900 Mio. CHF.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen grossen und kleinen Kraftwerken zu erleichtern wurde der absolute NPV (in Mio. CHF) mit der installierten Leistung (MW) je Kraftwerk normalisiert. Abbildung 34 stellt die Resultate grafisch dar:

**Abbildung 34 – NPV abzgl. Restbuchwert / MW je Kraftwerkskategorie (Base Case)**



Quelle: Pöyry

Alle in der Stichprobe betrachteten Kraftwerke weisen, über Ihre Restkonzessionsdauer betrachtet, einen positiven NPV auf und erwirtschaften somit eine Rendite über dem WACC von 4.98 %. Konkret errechnen sich interne Zinsfüsse<sup>18</sup> (IRR – internal rate of return, oder der WACC bei dem der Wert des Kraftwerkes genau null wäre) zwischen 9.5% für die Umwälzwerke bis 21.6% für das Speicherportfolio. Zwischen diesen Extremwerten liegen das Laufwasserportfolio mit 10.4% und die Pumpspeicher mit 15%.

Hierbei ist anzumerken, dass die verbleibende Restkonzessionsdauer der Anlagen respektive Subportfolios einen deutlichen Einfluss auf die Höhe der IRRs hat. Für kürzere Restkonzessionsdauer steigt der IRR - rein mathematisch - exponentiell an. Daher wurden Anlagen mit einer Restkonzessionsdauer kleiner 20 Jahre in dieser Berechnung exkludiert. Zusätzlich wurde für die verbleibenden Anlagen / Subportfolios eine Abschätzung der durch die unterschiedlichen Restkonzessionsdauern induzierten Abweichungen durchgeführt. Die oben genannten IRRs sind durch den beschriebenen Effekt mit einer Unschärfe von rund vier Prozentpunkten behaftet, welche

<sup>18</sup> Berechnung unter Berücksichtigung des Restbuchwertes (2019) als Anfangsinvestition

die fundamentalen Unterschiede in der Profitabilitätsbetrachtung der einzelnen Anlagen / Subportfolios überlagert.

Beim Vergleich der unterschiedlichen Kraftwerkstypen fällt somit auf, dass Speicher und Pumpspeicher mit einem Mittelwert um die 1'400 TCHF/MW (NPV abzgl. Restbuchwert) eine höhere Profitabilität aufweisen als Laufkraftwerke (Mittelwert rund 1'200 TCHF/MW) und Umwälzwerke (Mittelwert rund 850 TCHF/MW).

Die Resultate zeigen, dass die Kraftwerkstypen in unterschiedlichem Ausmass von der durch das Preisszenario vorgegebenen steigenden Preisentwicklung und Volatilität bis 2025 profitieren. Während Laufwasserkraftwerke von einem steigenden Preisniveau profitieren, profitieren Umwälzwerke vorwiegend von der Zunahme der Volatilität und dem Preisspread zwischen Hochpreis- und Tiefpreisstunden über den Betrachtungshorizont. Speicher und Pumpspeicher, welche über relevante natürliche Zuflüsse und Flexibilität verfügen, profitieren sowohl vom steigenden Preisniveau als auch von der zunehmenden Volatilität. Dies zeigt sich in höheren durchschnittlichen NPV Werten dieser Kategorie. Die Restkonzessionsdauer spielt ebenfalls eine wichtige Rolle bei der Interpretation der Resultate, da das zugrundeliegende Preisszenario bis 2025 ansteigt und die Produktionsjahre nach 2025 höhere Wertbeiträge (wenn auch stärker abdiskontiert) liefern. Kraftwerke mit sehr kurzer verbleibender Konzessionsdauer profitieren nur geringfügig von der steigenden Preisentwicklung. Insbesondere in der Kategorie Laufwasser findet sich ein sehr breites Spektrum von Restlaufzeiten (zwischen 4 und 65 Jahren), während die grösseren flexiblen Anlagen meistens aus den 50er und 60er Jahren stammen und daher eine homogenere Verteilung zeigen.

Die grösste Streuung der Ergebnisse weist die Kategorie Laufwasseranlagen auf. Vernachlässigt man den Maximal-Wert von knapp 3'000 TCHF/MW, welcher einer Anlage mit vorteilhafter Kostenstruktur und sehr langer Restkonzessionsdauer zugrunde liegt, liegen die restlichen Anlagen zwischen 1'800 und rund 400 TCHF/MW.

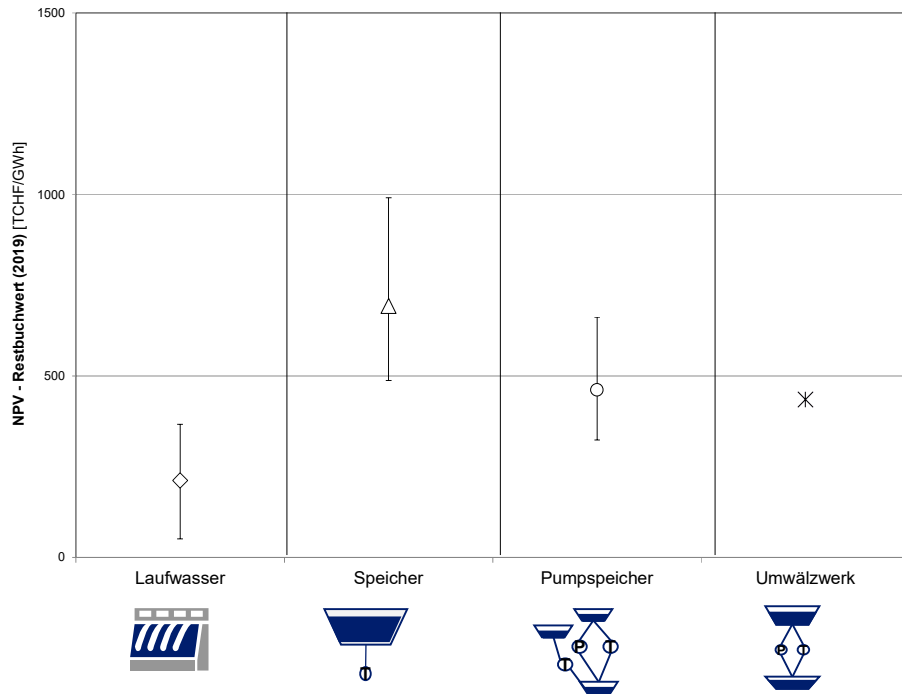
Grundsätzlich ist für die Kategorie Laufwasser zu bemerken, dass die hierin enthaltenen Anlagen eine sehr breite Streuung bei den Baujahren, aber auch bei den Restkonzessionsdauern aufweisen.

Auf eine Darstellung der Streuung bei den Umwälzwerken wurde verzichtet, da sonst Rückschlüsse auf Einzelergebnisse gezogen werden könnten. Die Streuung ist jedoch mit Abstand die kleinste über alle Kategorien.

Abbildung 35 zeigt die Ergebnisse normiert auf die jährliche turbinierte Energiemenge.



**Abbildung 35 – NPV abzgl. Restbuchwert / GWh je Kraftwerkskategorie (Base Case)**



Quelle: Pöyry

Auffälligster Unterschied ist die deutlich schlechtere Situation der Laufwasserkraftwerke in dieser Darstellung, die bei dieser Betrachtungsweise deutlich hinter die flexiblen Anlagen zurückfallen. Dies erklärt sich primär dadurch, dass Laufkraftwerke durch ihre hohe kontinuierliche Auslastung pro installiertem MW durchschnittlich deutlich mehr produzieren als flexible Assets (hohe Anzahl an Volllaststunden<sup>19</sup>) und der absolute NPV daher auf eine vergleichsweise hohe Energiemenge verteilt wird. Dadurch wird der in Abbildung 34 ersichtliche Unterschied in Bezug auf den NPV noch deutlicher hervorgehoben.

Eine ähnliche Argumentation lässt sich auch für die verbleibenden Kraftwerkskategorien heranziehen, deren relative Stellung sich in der Betrachtungsweise auf Basis der produzierten Energiemenge ändert. Da Umwälzwerke und Speicherkraftwerke in Bezug auf ihre installierte Kapazität vergleichsweise geringe Energiemengen produzieren (d.h. eine geringe Anzahl

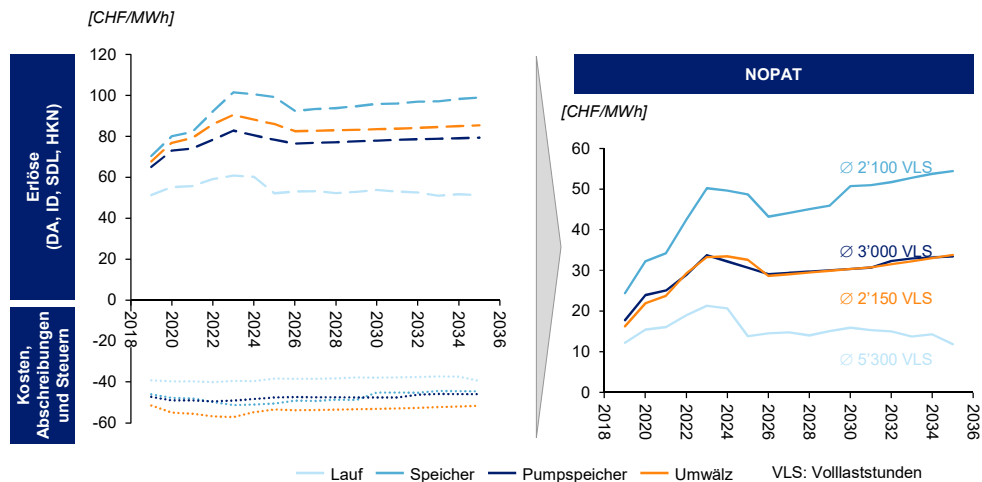
<sup>19</sup> Mass für die Auslastung von Kraftwerken; gibt die Anzahl Stunden an, welche eine Anlage bei Nennleistung betrieben werden müsste, um die tatsächlich produzierte jährliche Energiemenge zu erreichen.

Volllaststunden aufweisen), verbessert sich deren NPV bei dieser Sicht im Vergleich zu Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken.

Ebenso reduziert sich in der Produktionssicht die Streuung der Ergebnisse, insbesondere bei den Laufwasserkraftwerken, und die Anlagen bilden eine homogenere Gruppe als in der Leistungssicht. Hingegen erhöht sich die relative Streuung bei den Pumpspeichern, da hier die strukturellen Unterschiede in den Zuflüssen/ Wasserverfügbarkeit hervortreten.

Führt man die Analyse eine Detailebene tiefer auf den Treibern der Cash Flows durch, ergibt sich das in Abbildung 36 dargestellte Bild:

**Abbildung 36 – Detailanalyse der Treiber der Cash Flows**



Quelle: Pöyry

Während sich die Kostenseite (cash-flow-relevante Kostenkomponenten sind OPEX, Wasserzinsen, Pumpkosten, Steuern und Abschreibungen<sup>20</sup>) der unterschiedlichen Kraftwerkskategorien in einem engen Band bewegen, unterschieden sich die durchschnittlich erzielten Erlöse (aus Day-Ahead, Intraday, SDL und HKNs) massiv. Insbesondere die Laufwassererlöse fallen gegenüber den anderen Kategorien ab. Primärer Treiber dieser Unterschiede ist die Möglichkeit der flexiblen Assets (Lauf, Speicher und Umwälz), ihre vergleichsweise wenigen Volllaststunden (2'100-3'000 p.a.) gezielt und mit voller installierter Leistung in die hochpreisigen Stunden des Jahres zu verschieben, während die Laufkraftwerke ein Baseload ähnliches Profil (mit saisonalen Schwankungen) fahren müssen.

<sup>20</sup> Um eine jährliche, stetige Sichtweise zu ermöglichen, wurden die (eigentlich nicht cash-flow-relevanten) Abschreibungen als Repräsentation der Investitionskosten herangezogen

Zweitens profitieren die flexiblen Anlagen von höheren Erlösen aus der Intraday und SDL Vermarktung.

Die Entwicklung und das Niveau des NOPAT (Net operating profit after taxes, Differenz aus den Erlösen und den dargestellten Kosten), welcher als gute Näherung für die der NPV-Berechnung zugrundeliegenden Cash Flows dienen soll, spiegeln dann auch sehr gut die unterschiedlichen NPVs der Kraftwerkskategorien in Abbildung 35 wider.

Anzumerken ist, dass die Werte der Speicherkraftwerke in allen gezeigten Darstellungen durch einen sehr hohen spezifischen Erlös eines Kraftwerkes beeinflusst sind, welches durch eine sehr geringe Anzahl an Volllaststunden einen sehr hohen durchschnittlichen Preis realisieren kann. Ohne diesen Ausreisser, würden sich die Ergebnisse der Kategorie Speicher deutlich denen der Pumpspeicher und Umwälzwerke annähern.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich unter den getroffenen Annahmen und Erwartungen an zukünftige (Preis-)Entwicklungen die Wirtschaftlichkeit der Stichprobe (und damit für eine grosse Zahl der Schweizer Wasserkraftanlagen) deutlich positiv darstellt. Insbesondere die flexiblen Assets erreichen eine Kapitalverzinsung, welche deutlich über dem markt- und risikogerechte WACC von 4.98% liegt. Diese Aussage ist im Base Case robust und gilt trotz der hohen Schwankungsbreiten der NPVs aufgrund unterschiedlicher Gegebenheiten wie Kraftwerkstyp, verbleibende Konzessionsdauer oder spezifische Kostensituation für alle betrachteten Kraftwerke.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass die positiven Nettobarwerte im Base Case und der damit verbundene positive Ausblick nicht eins zu eins in die Vergangenheit übertragen werden kann. Die tiefen Strommarktpreise in den Jahren 2014 - 2016 sind in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Es ist davon auszugehen, dass in diesen Jahren einige Kraftwerke eine markt- und risikogerechte EK-Rendite von 8 Prozent nicht erreichen konnten. Ebenso ist es nicht auszuschliessen, dass einzelne Kraftwerke mit einer EK-Rendite kleiner null einen Verlust erzielt haben.

Ebenso stellt die gewählte Bewertungsmethodik, insbesondere für Partnerwerke und deren Eigentümer, nicht immer die tatsächlichen Geldflüsse dar. Da Partnerwerke stets die Gestehungskosten<sup>21</sup> an die Eigner verrechnen, was in bestimmten Perioden (z.B. Perioden mit tiefen Marktpreisen) ungeachtet des positiven NPVs zu einem temporären Liquiditätsengpass auf Seiten der Eigentümer führen kann. Ein gutes Indiz hierzu liefern die Analysen zur Marktprämie (vgl. Abschnitt 6.4), die zeigen, dass insbesondere in den ersten Jahren des Betrachtungshorizontes die Gestehungskosten teilweise signifikant über den erzielten Erlösen liegen und damit die Erfolgsrechnung der Eigner in diesen Jahren belasten.

---

<sup>21</sup> Unter Berücksichtigung der Abschreibungen, nicht der tatsächlichen Investitionen oder der Steuerlast lediglich auf Ebene Partnerwerk

Weiter ist anzumerken, dass die in diesem Kapitel beschriebenen Resultate die aktuell bestehenden regulatorischen Unterstützungsmechanismen vernachlässigen. Ebenso findet hier keine Betrachtung alternativer Marktentwicklungen statt. Daher widmet sich das folgende Kapitel 6 der Analyse von wesentlichen Sensitivitäten auf die Wirtschaftlichkeit.

## 6. BESTEHENDE FÖRDERUNGEN UND SENSITIVITÄTEN

Die im vorherigen Kapitel 5 dargestellten Ergebnisse basieren auf Annahmen, die einen mehr oder weniger starken Einfluss auf den NPV haben. Auch wenn diese Annahmen sorgfältig geprüft wurden und oft auf öffentlichen Quellen oder Studien beruhen, sind sie wie alle Annahmen mit Unsicherheit behaftet.

Der grösste einzelne Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft ist die Preisentwicklung auf dem Schweizer Stromgrosshandelsmarkt. Um den Einfluss unterschiedlicher Marktentwicklungen auf die NPV Resultate aufzuzeigen, wurden zwei Preissensitivitäten analysiert. Die Berechnungsergebnisse werden in Abschnitt 6.1 dargestellt.

Die zweite Sensitivität betrachtet die Wasserzinsen. In Abschnitt 6.2 wird hierzu der Einfluss einer Flexibilisierung des Wasserzinsregimes auf die Wirtschaftlichkeit analysiert.

Schliesslich werden in den Abschnitten 6.3, 6.4 und 6.5 und der Einfluss der bestehenden regulatorischen Unterstützungsmechanismen, darunter

- die Verrechnung der Gestehungskosten auf die gebundenen Endkunden
- die Marktprämie für Grosswasserkraftwerke
- Investitionsbeiträge

diskutiert und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit abgeschätzt.

### 6.1 Preissensitivitäten

Wie in Abschnitt 4.3.2 beschrieben, basieren die Ergebnisse aus Abschnitt 5.2 auf dem BFE Preisszenario, welches ebenfalls der Berechnung der Investitionsbeiträge zugrunde liegt.<sup>22</sup>

In dieser Preisentwicklung (BFE Mixed 2018, berechnet im Dezember 2018) haben insbesondere die gestiegenen Terminmarktpreise zu einem höheren Preisniveau geführt, das deutlich über den historisch tiefen Preisen von teilweise unter 40 €/MWh der Jahre 2014-2016 liegt (vgl. Abbildung 37).

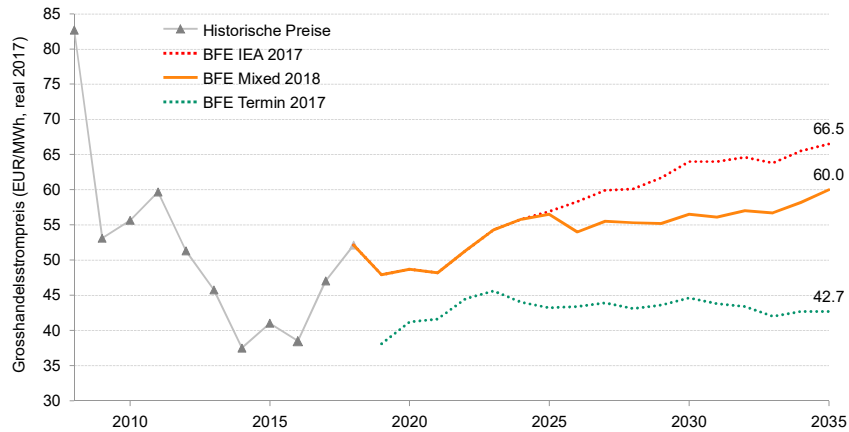
---

<sup>22</sup> Die Berechnungsmethodik kann im entsprechenden Bericht des BFE [BFE, 2018b] nachvollzogen werden.

Um den Einfluss alternativer Marktentwicklungen fassbar zu machen, wurden im Rahmen dieser Studie zwei Preissensitivitäten betrachtet:

1. Ein dauerhaft tiefes Marktpreisniveau vergleichbar zu den Preisen 2014-2016 basierend auf dem BFE Termin Szenario von Dezember 2017 (BFE Termin 2017)
2. Ein langfristig stärker ansteigendes Preisszenario auf Basis des BFE IEA-Szenarios des Rechenlaufes 2017 (BFE IEA 2017)

**Abbildung 37 – Preissensitivitäten**



Quellen: BFE, Pöyry

Die Erlösberechnungen wurden - mit sonst unveränderten Prämissen - mit diesen beiden alternativen Preisentwicklungen neu kalkuliert und ins NPV-Modell eingespielen.

**Tabelle 9 – Summarische NPVs je Kraftwerkskategorie je Preisentwicklung**

Kraftwerkskategorie	BFE Termin 2017	BFE Mixed 2018	BFE IEA 2017
Laufwasser	1'167 Mio. CHF	1'660 Mio. CHF	1'800 Mio. CHF
Speicher	3'975 Mio. CHF	5'500 Mio. CHF	5'664 Mio. CHF
Pumpspeicher	2'529 Mio. CHF	3'437 Mio. CHF	3'670 Mio. CHF
Umwälzwerk	3'718 Mio. CHF	5'274 Mio. CHF	5'264 Mio. CHF
<b>Summe</b>	<b>11'389 Mio. CHF</b>	<b>15'871 Mio. CHF</b>	<b>16'398 Mio. CHF</b>

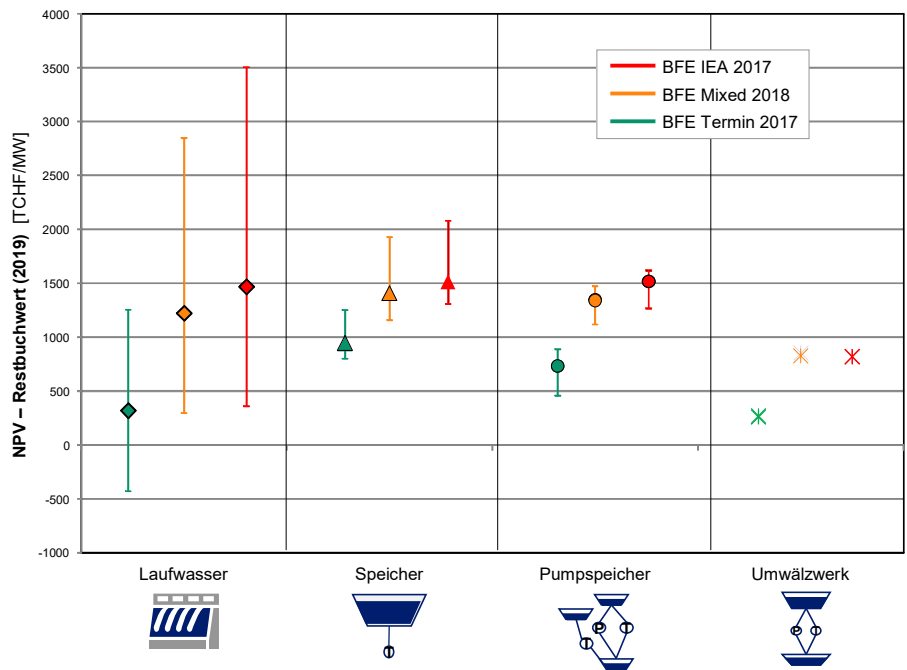
Quelle: Pöyry

Das Ergebnis ist in Tabelle 9 und Abbildung 38 dargestellt. Erwartungsgemäss ergeben sich in der Sensitivität Termin 2017 deutlich niedrigere NPV Werte für alle Anlagenklassen. Dennoch bleibt zu erwähnen, dass über die gesamte Stichprobe nur drei Laufwasserkraftwerke einen NPV tiefer als ihren Restbuchwert aufweisen, ein weiteres Laufkraftwerk rangiert bei einer Differenz nahe 0.

Betrachtet man alle Anlagen der Stichprobe, so verliert das Gesamtportfolio etwa 50% seines Wertes von rund 8.9 Mrd. CHF (NPV abzüglich Restbuchwert) auf 4.4 Mrd. CHF. Der NPV der zukünftigen Zahlungsflüsse bleibt jedoch mit 11.4 Mrd. CHF deutlich über dem Restbuchwert von 2019 von rund 7.0 Mrd. CHF.

In der Sensitivität IEA 2017 erhöht sich der NPV hingegen leicht (ca. 6%) gegenüber dem Base Case. Der relativ kleine Anstieg von rund 500 Mio. CHF lässt sich zum einen darauf zurückführen, dass die IEA 2017 Preiskurve bis 2025 identisch mit der Mixed 2018 Preiskurve ist und sich die höheren Preise am langen Ende durch die Abzinsung im NPV weniger stark niederschlagen. Zum anderen weist die IEA 2017 Sensitivität eine geringere Preisvolatilität auf, weshalb die höheren Erlöse am langen Ende für die flexiblen Assets reduziert bzw. für die Umwälzwerke mit den geringsten Zuflüssen sogar leicht überkompensiert werden.

**Abbildung 38 – NPV abzüglich Restbuchwert / MW je Preisentwicklung**



Quelle: Pöyry

Betrachtet man die Internen Zinsfüsse (IRR) der Kraftwerkskategorien in den unterschiedlichen Preisentwicklungen, ergibt sich das in Tabelle 10 dargestellte Bild (für die Interpretation des IRRs sei hier explizit nochmals auf die Ausführungen auf Seite 79 verwiesen):

**Tabelle 10 – IRRs je Kraftwerkskategorie je Preisentwicklung**

	BFE Termin 2017	BFE Mixed 2018	BFE IEA 2017
Laufkraftwerke	6.0 %	10.4 %	11.4 %
Speicher	16.0 %	21.6 %	21.8 %
Pumpspeicher	10.3 %	15.0 %	15.5 %
Umwälzwerke	6.4 %	9.5 %	9.5 %

Die Berechnungen basieren auf dem europäischen Strommarktmodell BID3 von Pöyry. Aufgrund des absehbaren Ausbaus von volatilen erneuerbaren Kapazitäten in ganz Europa nimmt die Preisvolatilität künftig in allen drei Szenarien zu. Dies hat einen entsprechenden Einfluss auf die Berechnung der Rentabilität der Schweizer Wasserkraft – insbesondere auf die flexiblen Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke.

Quelle: Pöyry

Somit führt die Preis-Sensitivität Termin 2017, welche ein langfristig tiefes Preisniveau geringfügig über dem historischen Tiefpreisniveau der Jahre 2014-2016 annimmt, zwar zu einem massiven Wertverlust des betrachteten Produktionsparks. Für die drei Kraftwerke, deren NPV unter dem Restbuchwert liegt, wäre die Folge, dass ggf. die Renditeerwartungen der Eigenkapitalgeber nicht voll erfüllt werden können, oder Kosten im Betrieb eingespart werden müssten, um diese Rendite sicherzustellen.

Nur eines dieser drei Kraftwerke (ein Laufkraftwerk) erwirtschaftet mit einem internen Zinsfuss (IRR) von 1.44% eine Rendite unter der angenommenen Fremdkapitalverzinsung von 2% und erzielt somit einen realen Verlust für die Eigner über die Konzessionsdauer. Die beiden anderen Kraftwerke (ein Laufkraft- und ein Umwälzwerk) mit einem NPV kleiner Restbuchwert erwirtschaften einen IRR unter dem angesetzten WACC von 4.98% und können so nicht die markt- und risikogerechte Renditeanforderungen auf dem Eigenkapital erfüllen. Mit den berechneten IRRs von 3.62% respektive 4.92% erreichen diese beiden letztgenannten Anlagen eine Eigenkapitalrendite von rund 5.2% respektive 7.85% (Zielrendite 7.96%; vgl. [IFBC, 2017]).

## 6.2 Sensitivität Wasserzinsen

Die Wasserzinsen tragen einen signifikanten Teil zu den Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraft bei (im Schnitt rund 18%, vgl. [CEPE, 2017]).

Im Rahmen der Revision des Wasserrechtgesetzes (WRG) wurden in Anbetracht der tiefen Grosshandelspreise der Jahre 2014-2016 von Seiten der Energiebranche flexible, vom aktuellen Marktpreisniveau abhängige Modelle für die Festlegung des zu bezahlenden Wasserzinses gefordert.

Das aktuelle, im eidgenössischen Wasserrechtsgesetz festgelegte Wasserzinsmaximum, welches die Kantone in ihren jeweiligen Gesetzgebungen nicht überschreiten dürfen, liegt aktuell bei 110 CHF/kW<sub>br</sub>. Nur wenige Kantone wie z.B. Bern (100 CHF/kW<sub>br</sub>) nutzen den maximalen Satz nicht aus. Pöyry geht davon aus, dass die meisten Anlagen 110 CHF/kW<sub>br</sub> zu bezahlen haben.

Der National- und Ständerat hat beschlossen, das aktuelle Wasserzinsmaximum für weitere fünf Jahre beizubehalten. Die Diskussion in den Räten hat jedoch gezeigt, dass im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des Wasserzinsmaximums die Flexibilisierung vertieft zu diskutieren sein wird. Daher soll im Folgenden eine Abschätzung des Einflusses eines solchen revidierten Wasserzinsmodells auf die Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft durchgeführt werden.

Eine Flexibilisierung der Wasserzinsen würde dazu führen, dass die Höhe des maximalen Wasserzinssatzes nicht länger absolut fixiert wäre, sondern in Abhängigkeit der Ertragssituation der Betreiber dynamisch festgelegt würde. Dabei würde der Wasserzins zukünftig aus einem fixen Sockelbetrag und einem variablen Teil bestehen.

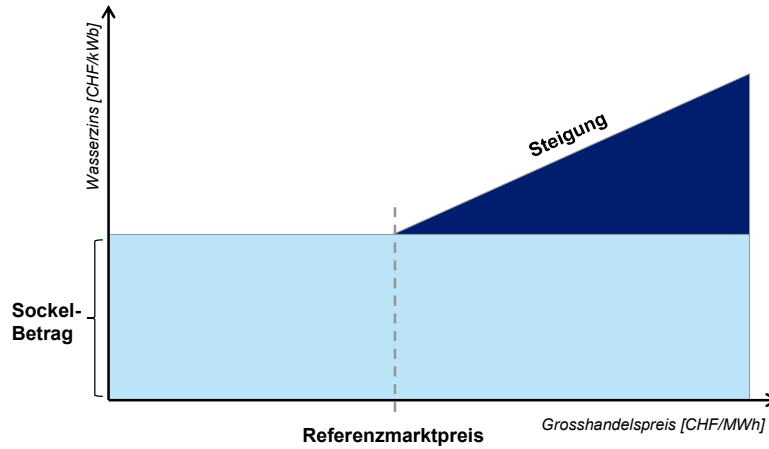
Die relevanten Modellparameter wurden dabei wie folgt festgelegt und entsprechen dem in den politischen Diskussionen genutzten Modell (Quelle BFE):

- Der Sockelbetrag, der Mindest-Wasserzins, der unter allen Marktpreisentwicklungen zu bezahlen ist (Annahme: 50 CHF/kW<sub>br</sub>)
- Der Referenzmarktpreis beim Startpunkt des variablen Anteils (Strike-Preis), ab dem der flexible Wasserzins über den Sockelbetrag hinaus zu steigen beginnt (Annahme 47 CHF/MWh)
- Die Steigung des variablen Anteils, welche definiert, um wie viel der Wasserzins ansteigt, wenn der Grosshandelspreis steigt (Annahme 2 CHF/KW<sub>br</sub> pro CHF/MWh Marktpreis).

Das Prinzip des flexiblen Wasserzinsmodells ist in Abbildung 39 dargestellt.



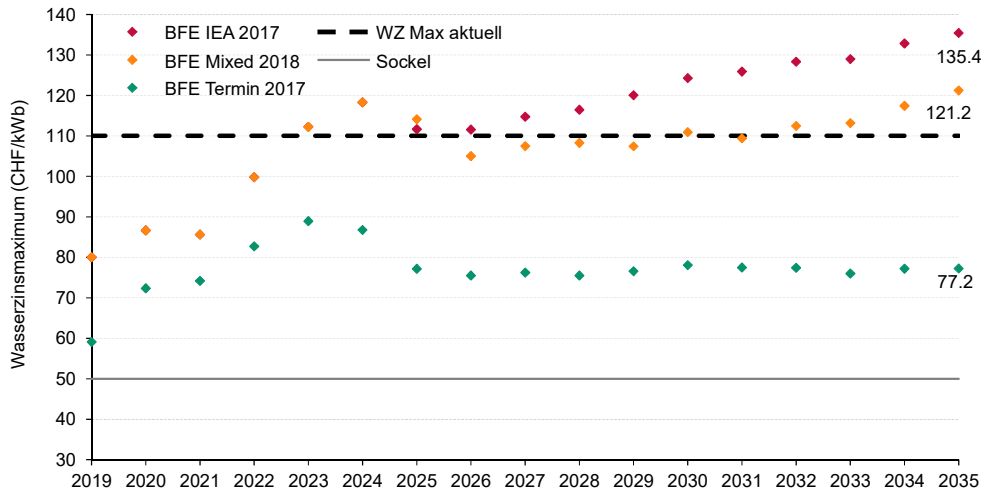
**Abbildung 39 – Prinzipdarstellung flexibles Wasserzinsmodell**



Quelle: Pöyry

Der Referenzmarktpreis berücksichtigt hierbei alle relevanten Erlöse der Kraftwerke aus Day-Ahead-, Intraday- und SDL-Vermarktung sowie Einkünfte aus HKN.

**Abbildung 40 – Resultierendes Wasserzinsmaximum für 3 Preissensitivitäten**



Quelle: Pöyry

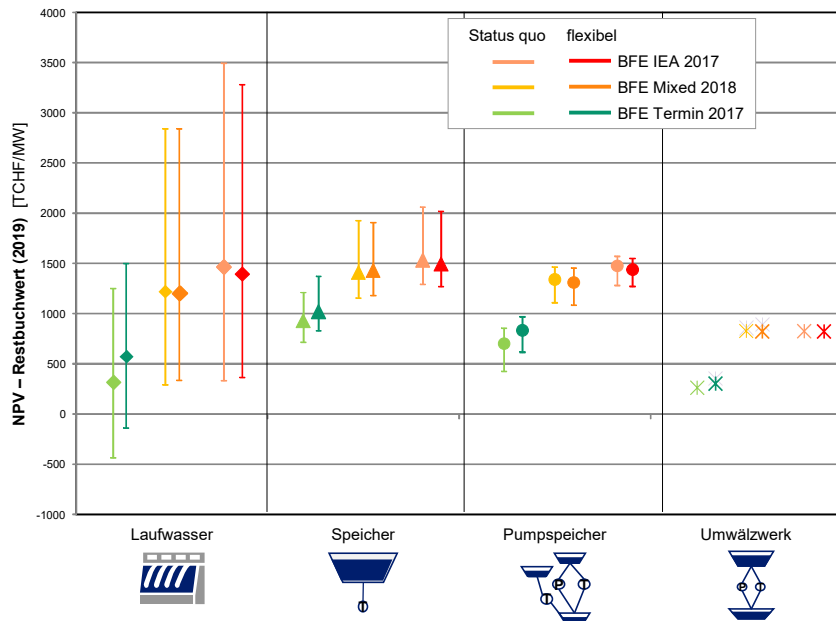
Abbildung 40 zeigt die Ergebnisse für den durchschnittlichen Wasserzins unter einem flexiblen Wasserzinsregime in den drei Marktpreisentwicklungen. Dabei erfolgte eine Extrapolation der Stichprobenergebnisse auf das gesamte Schweizer Grosswasserportfolio. Im Vergleich zum aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 CHF/kW<sub>br</sub> zeigt sich insbesondere in der BFE Termin

Sensitivität eine Reduktion des Wasserzinses auf leicht unter 80 CHF/kW<sub>br</sub>. Im Base Case Szenario steigt der Wasserzins bis 2023 auf das heutige Niveau an und pendelt dann abhängig von der Ertragssituation um den heutigen Maximalsatz von 110 CHF/kW<sub>br</sub> getrieben durch die Entwicklung der primären Erlöstreiber Preisniveau und der Preisvolatilität. In der Sensitivität IEA 2017 stellt sich der Wasserzins ab 2023 stets über dem heutigen Maximalsatz ein.

Abbildung 41 zeigt die resultierenden NPVs in einem flexiblen Wasserzinsregime im Vergleich zum Status quo.

Im Base Case und in der IEA 2017 Sensitivität sind die Wasserzinsen ähnlich zum heutigen Niveau oder leicht darüber, was sich in den ähnlichen NPV/Restbuchwertdifferenzen bzw. deren leichten Verschlechterung aufgrund höherer Wasserzinszahlungen zeigt. Im Grossen und Ganzen sind in diesen beiden Preisentwicklungen die Effekte jedoch eher gering. Der Wert der Stichprobe im Base Case ist nahezu unverändert, in der IEA 2017 Sensitivität sinkt der Wert um etwa 200 Mio. CHF durch die leicht höheren Wasserzinsen auf etwa 9.4 Mrd. CHF.

**Abbildung 41 – NPV abzüglich Restbuchwert / MW im flexiblen Wasserzinsmodell**



Quelle: Pöyry

Da die Höhe der Wasserzinsen in dieser Sensitivitätsanalyse proportional zur Preisentwicklung verläuft, sieht man auch hier nur geringe Unterschiede in der Erhöhung der NPVs zwischen dem Base Case Szenario und der Sensitivität IEA 2017, da diese in den ersten Jahren identisch sind und der Effekt der höheren Preise und damit höheren Wasserzinsen auf den NPV am langen Ende durch die Diskontierung abnimmt.

In der Termin 2017 Sensitivität tritt der gewünschte Effekt der Kostenentlastung der Kraftwerke ein. Der NPV der Stichprobe erhöht sich durch die Flexibilisierung der Wasserzinsen um rund 700 Mio. CHF auf rund 5.1 Mrd. CHF (NPV abzüglich Restbuchwert). Ein der vormals drei Kraftwerke mit einem NPV kleiner als Restbuchwert kann die Differenz ins positive drehen, das beiden anderen Kraftwerke reduziert die negative Differenz um rund 2/3.

### 6.3 Verrechnung an gebundene Kunden

Gemäss der aktuellen Regulierung (StromVG und Strom VV) müssen Produzenten, die gebundene Kunden (<100'000 KWh) beliefern, in der Tarifikalkulation die Gestehungskosten der eigenen Erzeugungsanlagen berücksichtigen. Die Anrechnung erfolgt entsprechend dem Anteil der Eigenproduktion an der gesamten Energiebeschaffungsmenge. Mit der in der Wintersession 2017 beschlossenen Anpassung des StromVG (Revision Art. 6 Abs. 5 StromVG im Rahmen der Strategie Stromnetze) können die Versorger die inländische erneuerbare Produktion, also auch die hier betrachtete Wasserkraft ab 2019, bis ins Jahr 2022 (während der Dauer der Marktprämie) sogar vollständig, d.h. unter Vernachlässigung der oben beschriebenen anteiligen Anrechnung (der sogenannten Durchschnittspreis-Methode) in die Tarifikalkulation übernehmen. Für die eigene, unrentable Grosswasserkraft gilt dieses Privileg gemäss Art. 31 EnG bereits seit 2018. Für die Jahre 2023ff. geht diese Studie davon aus, dass die vollständige Marktöffnung vollzogen wird und keinerlei Verrechnung von Gestehungskosten mehr stattfinden kann.

Somit treten zwei Effekte auf: Kraftwerke, welche zu Gestehungskosten über dem angenommenen Marktpreisniveau produzieren, können die Differenz (teilweise) an die gebundenen Endkunden weitergeben und Ihre Erlöse in den entsprechenden Jahren dadurch verbessern. Produziert ein Kraftwerk zu Gestehungskosten unter dem Marktpreis, muss es hingegen seine Energie (mindestens anteilig) an die Kunden zu Gestehungskosten abgeben und kann diese nicht am Markt verkaufen. Dadurch sinken die Erlöse dieser Anlage gegenüber der in dieser Studie angenommenen Vermarktung am Grosshandelsmarkt<sup>23</sup>.

Von den 20 Anlagen der Stichprobe liefern nach Pöyry Analyse 12 Anlagen Teile ihrer Energie an gebundene Endkunden, da sie in (Teil-)Besitz von integrierten EVUs (BKW, IWB, ewb, EWZ, Repower, CKW, AEW, EBL, EBM, Groupe-e und SN-Energie) sind. Alle Anlagen, welche ausschliesslich Alpiq, AXPO, AET, FMV oder EnAlpin gehören fallen aus dieser Betrachtung heraus, da diese keine gebundenen Endkunden in relevanten Grössenordnungen beliefern.

---

<sup>23</sup> Physisch betrachtet, liefern die Kraftwerke nicht zwingend die Energie an die Endkunden sondern können sehr wohl gegen Grosshandelspreise vermarktet werden. Jedoch sinken durch die Anrechnung der niedrigeren Gestehungskosten in der Tarifikalkulation die Erlöse des EVUs (absatzseitig) im selben Masse. Dieser Effekt wird in dieser Betrachtung dennoch dem „ursächlichen“ Kraftwerk zugeordnet.

Für die 12 relevanten Anlagen wurde auf Basis der Besitzanteile und dem Erzeugungs-/Beschaffungsmix der EVUs eine Abschätzung der an gebundene Kunden zu liefernde Menge gemacht. Für die Stichprobe ergeben sich so ca. 4 TWh von insgesamt rund 32 TWh (EiCom2017) Verbrauch der gebundenen Kunden respektive von den 18.9 TWh Produktion der gesamten Stichprobe (inkl. Linth-Limmern im Vollbetrieb), welche in die Tarifikalkulation eingehen müssen (gemäss Durchschnittspreismethode). Diese Menge könnte ab 2018 respektive ab 2019 mit den beschlossenen Übergangsregelungen (EnG Art. 31 im Rahmen des totalrevidierten Energiegesetzes, Revision Art. 6 Abs. 5 StromVG im Rahmen der Strategie Stromnetze) auf bis zu 6 TWh ansteigen. Da es sich hierbei aber um ein Recht der EVUs handelt, wird diese Erhöhung nur in dem Masse eintreten, wie dies für die Betreiber wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Ohne stundenscharfe Abbildung des Gesamtportfolios der betroffenen EVUs können jedoch keine belastbaren Aussagen zu den finanziellen Auswirkungen gemacht werden.

Ein praktisches Beispiel soll dies verdeutlichen: So besitzt z.B. die IWB Beteiligungen an acht der 20 betrachteten Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 680 MW und rund 1'000 GWh Produktionsmenge. Im Falle der IWB deckt die in der Schweiz produzierte Menge den Gesamtumsatz (1'239 GWh, gebundene und nicht gebundene Kunden) energetisch recht gut. Jedoch überschreitet die installierte Leistung von 680 MW die (von Pöyry abgeschätzte) Spitzenlast des Absatzes von rund 200 MW bei weitem. Das bedeutet, dass IWB in teuren Stunden, in denen potentiell alle Anlagen in Betrieb sind, rund 480 MW am Markt verkaufen muss bzw. darf und 200 MW in die Grundversorgung geliefert werden. Im Gegenzug wird in Stunden mit niedrigen Preisen Energie am Markt beschafft, da die flexiblen Anlagen nicht produzieren. Diese Effekte aus der Marktbeschaffung sind in der Tarifikalkulation zu berücksichtigen und beeinflussen die tatsächlich aus den Kraftwerken gelieferte Menge.

Nur mit der Kenntnis all dieser Parameter könnte abgeschätzt werden, zu welchem Anteil die Kraftwerke Energie in die Grundversorgung liefern. Pöyry's NPV Modell geht von einer vollständigen Vermarktung zu Grosshandelspreis aus. Daher müssten die Erlöse der einzelnen Anlagen für die in die Grundversorgung gelieferte Menge reduzieren werden.

Ein einfacher Abgleich der Gestehungskosten mit den durchschnittlich erzielten Marktpreisen gibt ein Indiz, ob die Verrechnung an gebunden Kunden sich positiv oder negativ auf den NPV der Anlage auswirken wird. Sind die Gestehungskosten höher als die erzielten Marktpreise, wird eine Verrechnung an die gebundenen Endkunden einen tendenziell positiven Effekt auf den Wert haben. Sind die Gestehungskosten niedriger als die erzielten Marktpreise, sollte jede verrechnete kWh eher negative Auswirkungen haben.

Tabelle 11 fasst die Ergebnisse dieser Abschätzung je Kategorie zusammen. Zehn der zwölf Anlagen weisen höhere Erlöse als Gestehungskosten auf. Die angegebenen Frankenbeträge stellen

eine Schätzung der maximalen Wertänderung dar, wenn die gesamte, theoretisch verrechenbare Menge zu den vorteilhaften/unvorteilhaften Konditionen verrechnet würde. Das oben gezeigte Beispiel zeigt, dass diese Berechnung lediglich eine Näherung darstellt.

**Tabelle 11 – Wertänderungen durch Verrechnung an gebundene Kunden**

Kategorie	Wertsteigernd	Wertmindernd
Laufwasser	1 Anlage, max. 21 MCHF	2 Anlagen, max. -36 MCHF
Speicher	-	5 Anlagen, max. -91 MCHF
Pumpspeicher	1 Anlage, max. 14 MCHF	2 Anlagen, max. -25 MCHF
Umwälzwerke	-	1 Anlage, max. -4 MCHF
<b>Total</b>	<b>2 Anlagen, max. 35 MCHF</b>	<b>10 Anlagen, max. 156 MCHF</b>

Quelle: Pöyry

Grundsätzlich sollte aber angemerkt werden, dass die Verrechnung an die gebundenen Kunden zwar ein attraktives Konstrukt zur Reduktion der produktionsseitigen Marktpreisrisiken des EVUs ist, aber im Umkehrschluss die Erlöse (bei steigenden Preisen) entsprechend auch beschränkt. Ebenfalls führt sie zu stets gegenläufigen Effekten bei den beiden Gruppen von EVUs (mit bzw. ohne Endkunden). Profitieren in Jahren tiefer Marktpreise die EVUs mit gebundenen Kunden, während die reinen Produzenten unter tiefen Erlösen leiden. In Zeiten höherer Preise hingegen, steigen die Gewinne der reinen Produzenten deutlich an, während die integrierten EVUs in ihrem Upsidepotenzial durch die Verrechnung beschränkt werden.

## 6.4 Marktprämie

Mit Inkrafttreten des EnG im Jahr 2018 erhalten Grosswasserkraftwerke  $>10\text{MW}_{br}$ , deren Day-Ahead-Markterlöse ihre Gestehungskosten nicht decken, eine Marktprämie von maximal 1 Rp/kWh produzierter Energie. Hierbei ist die Gesamtsumme der ausbezahlten Marktprämie im Gesetz auf rund 100 Mio. CHF/Jahr beschränkt.<sup>24</sup> Die Marktprämie wird in den Jahren 2018-2022 jeweils auf Basis der finanziellen Zahlen des vorangegangenen Geschäftsjahres bezahlt.

In 2018 wurden gemäss BFE mit 101 Mio. CHF die maximal zur Verfügung stehende Marktprämie ausgeschüttet, wobei die Prämie 0.74 Rp./kWh betrug.

Für die Marktprämie 2019 (auf Basis 2018er Preise) stehen noch keine Informationen bereit. Da der relevante SwissX Spot Preis aber um rund 18% gegenüber 2017 anstieg, ist mit einer Reduktion der Ansprüche zu rechnen. Ebenso wird es die Neuregelung der Verrechnung der

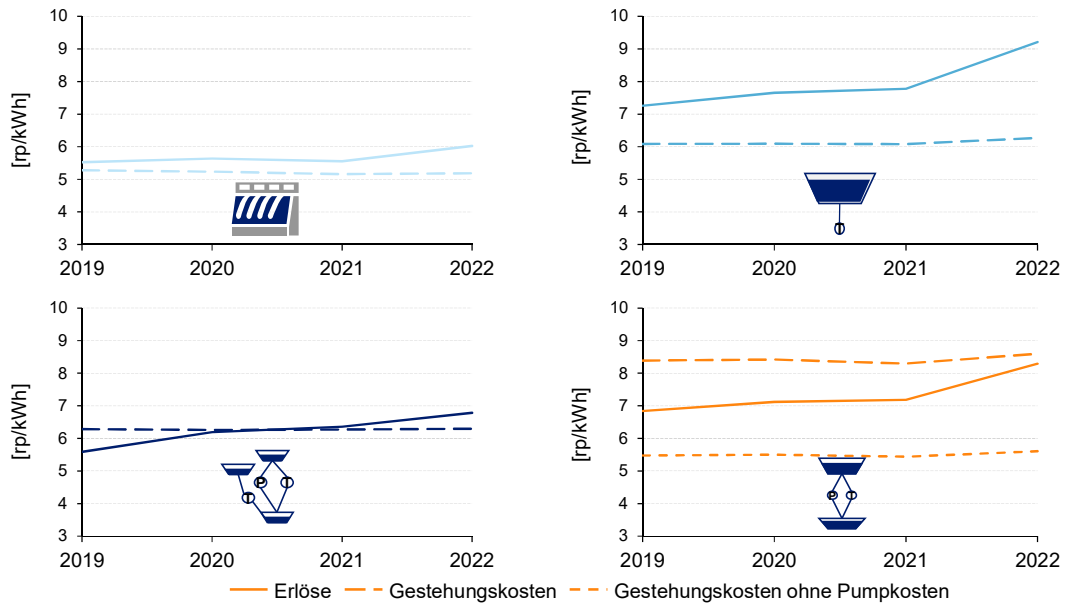
<sup>24</sup> Falls die benötigten Mittel diese Summe übersteigen, wird jedem Berechtigten der Anspruch proportional gekürzt

Wasserkraftproduktion in die Grundversorgung (EnG Art. 31, Revision Art. 6 Abs. 5 StromVG im Rahmen der Strategie Stromnetze) zukünftig erlauben, dass Versorger mit gebundenen Endkunden 100% der Kosten der inländischen erneuerbaren Produktion in die Grundversorgungstarife verrechnen dürfen. Dies wird ebenfalls zu einer signifikanten Reduktion der Marktprämienansprüche gegenüber 2017 führen.

Für die vorliegende Studie wurde eine Abschätzung der Marktprämien auf Basis der kraftwerkspezifischen Gestehungskosten und der Erlöse gegenüber dem Preisszenario BFE Mixed 2018 durchgeführt (vgl. Abbildung 42). Dabei überschätzt die hier gemachte Abschätzung die Kosten und damit die Marktprämie tendenziell, da in der tatsächlichen Berechnung keine Overheadkosten berücksichtigt werden, und in der hier genutzten Betrachtung die Gewinnsteuern tendenziell höher ausfallen.

Es sei an dieser Stelle nochmals ausdrücklich darauf verwiesen, dass die Berechnung der Marktprämie gemäss der gesetzlichen Grundlagen ausschliesslich Erlöse aus der Day-Ahead Vermarktung berücksichtigt, und sich damit deutlich von der dieser Studie zugrundeliegenden Methodik als auch der Berechnung des flexiblen Wasserzinsmodells unterscheidet.

**Abbildung 42 – Durchschnittliche Gestehungskosten<sup>25</sup> und Day-Ahead-Erlöse pro Kraftwerkstyp**



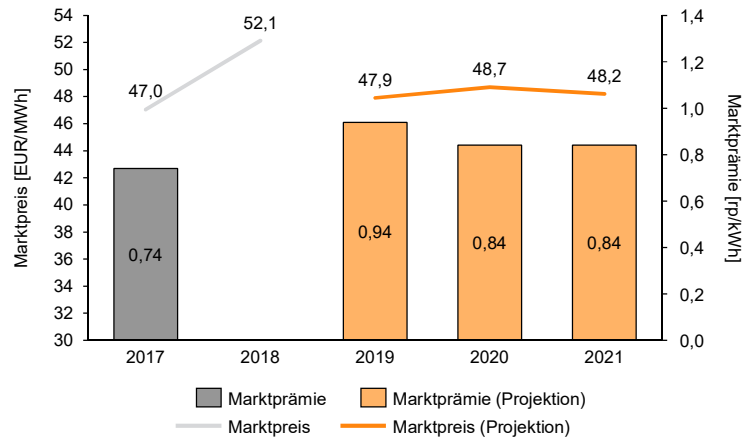
Quelle: Pöyry

Wie man am Vergleich der durchschnittlichen Erlöse mit den durchschnittlichen Gestehungskosten in Abbildung 42 vermuten kann, sind lediglich die Speicherkraftwerke in der Stichprobe vollständig kostendeckend. 3 von 9 Laufkraftwerken, 1 von 3 Pumpspeichern und beide Umwälzwerke sind im Referenz Case marktpremienberechtigt.

Für die Berechnung der tatsächlich ausgeschütteten Marktprämie muss basierend auf den Ergebnissen der Stichprobe eine Hochrechnung auf die Gesamtschweiz erfolgen, um die Deckelung der Marktprämie respektive die daraus resultierende Reduktion der spezifischen Fördersätze abzuschätzen. Abbildung 43 zeigt die Resultate dieser Berechnung.

<sup>25</sup> Enthält Material- und Fremdleistungen, Personalkosten Stufe Kraftwerk, Energie- und Netznutzungsaufwand/Pumpkosten, Overheadkosten, Wasserzinsen und Pumpkosten, Abschreibungen, Finanzierungskosten für Fremd- und Eigenkapital, Gewinnsteuern

**Abbildung 43 – Projektion der Marktprämie**



Quelle: Pöyry

Für das Geschäftsjahr 2019 ergibt unsere Abschätzung auf Basis des vorliegenden Datensatzes, dass eine spezifische Marktprämie von rund 0.94 Rp/KWh bezahlt werden würde. Aufgrund der leicht höheren Preise gegenüber 2017 und der vollständigen Verrechenbarkeit der Gestehungskosten in die Grundversorgung geht die förderberechtigte Energiemenge gegenüber 2017 zwar deutlich zurück, aber mit der vollen Inbetriebnahme von Linth-Limmern (im Modell ab 2019) und Nant de Drance (Annahme ab 2020) kommen zwei potentiell förderberechtigte Anlagen mit einer erwarteten Jahresproduktion von rund 5 TWh/Jahr ans Netz, die in unserer Abschätzung wiederum zu einer Überzeichnung der Marktprämie und der entsprechenden Kürzung des spezifischen Fördersatzes führt. Damit ist gemäss Pöyry's Abschätzung davon auszugehen, dass auch in den Geschäftsjahren 2019-2021 der maximale Förderbetrag ausgeschöpft wird.

Mit den dargestellten Marktprämien ergeben sich für die Anlagen in der Stichprobe die folgenden Werterhöhungen der Kraftwerke in der Stichprobe:

**Tabelle 12 – Wertzuwachs NPV durch Marktprämien (Geschäftsjahre 2019-21)**

Kategorie	Wertzuwachs [Mio. CHF]
Laufwasser	21.5
Speicher	0
Pumpspeicher	18.2
Umwälzwerke	94.9
<b>Total</b>	<b>134.6 und 4 Anlagen</b>

Quelle:Pöyry



In Summe erhöht sich der NPV der Gesamtstichprobe damit um rund 134 Mio. CHF oder rund 0.8%.

Sowohl absolut als auch relativ gesehen profitieren Umwälzwerke am meisten von der Marktprämie, gefolgt von den Laufwasserkraftwerken. Auffällig ist, dass Speicher in unserer Berechnung keine Marktprämie erhalten, da deren Gestehungskosten moderat über denen der Laufwasseranlagen liegen, die Speicher aber durch ihren Einsatz in den hochpreisigen Stunden signifikant höhere spezifische Erlöse realisieren.

Ebenfalls analysiert wurde die Marktprämie in der Preissensitivität Termin 2017 (nicht im Detail dargestellt). In diesem Preisumfeld erhalten deutlich mehr Anlagen Marktprämien, was aufgrund der Deckelung auf 100 Mio. CHF zu deutlich reduzierten spezifischen Fördersätzen führt (0.62-0.76 rp./kWh). Die drei Anlagen in der Stichprobe mit einem NPV unter Restbuchwert erhalten alle Marktprämienzahlungen. Bei den beiden Laufwasserkraftwerken (NPV rund 40 Mio. CHF unter Restbuchwert) führen die Marktprämien im Wert von 7 Mio. CHF zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, jedoch bleibt der NPV beider Anlagen unter dem Restbuchwert. Die Umwälzwerke erhalten aufgrund der hohen Produktionsmenge deutlich höhere absolute Marktprämienzahlung und erreichen einen NPV über Restbuchwert.

## 6.5 Investitionsbeiträge

Das bestehende Förderinstrument der Investitionsbeiträge hat auf die Ergebnisse und Aussagen dieser Studie keinen Einfluss und wird daher nicht berücksichtigt.

Dies begründet sich vor allem dadurch, dass aktuell nicht bekannt ist, ob eines der betrachteten Kraftwerke eine erhebliche Erneuerung-/Erweiterungsinvestition plant, welche von den Investitionszuschüssen profitieren würde<sup>26</sup>.

Potentielle, durch Investitionsbeiträge geförderte Neuanlagen liegen explizit nicht im Fokus der Studie, da diese bekanntlich so weit als möglich auf öffentlich verfügbaren Daten wie Geschäftsberichten aufsetzt, welche für zukünftige Neubauten natürlich nicht vorliegen können.

---

<sup>26</sup> siehe Bestimmungen in Art. 51 EnFV

## 7. FAZIT

Zusammenfassend lassen sich aus der vorliegenden Studie folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Unter den gewählten Annahmen weist jedes der betrachteten Kraftwerke einen positiven NPV aus. Somit erwirtschaften sie - auch unter der Berücksichtigung der bis zum Konzessionsende nötigen Ersatzinvestitionen - eine Kapitalverzinsung über den im WACC geforderten, markt- und risikogerechten Zielrenditen für Fremd- und Eigenkapital.
2. Alle Kraftwerke weisen einen NPV grösser als der aktuelle Restbuchwert aus. Damit stellen die Erlöse bis Konzessionsende auch eine vollständige Amortisation der Restbuchwerte und damit der in der Vergangenheit getätigten Investitionen sicher.
3. Die Sensitivitätsberechnungen (insbesondere für langfristig tiefe Grosshandelspreise leicht über den historischen Tiefstständen von 2012-2016) bestätigt die Robustheit dieser Aussagen. Das betrachtete Kraftwerksportfolio verliert zwar massiv an Wert, weist in Summe aber immer noch einen NPV deutlich über dem Restbuchwert aus. Lediglich für drei der zwanzig betrachteten Kraftwerke ergibt sich ein NPV unterhalb des aktuellen Restbuchwertes, womit diese Kraftwerke in etwa nur die Hälfte der im WACC geforderten markt- und risikogerechten Eigenkapitalverzinsung von 7.98% erwirtschaften können.
4. Die Analyse der aktuell diskutierten Flexibilisierung des Wasserzinses zeigt die angestrebte Wirkung. In der negativen Preissensitivität verbessert sich die Situation der Wasserkraft signifikant (700 Mio. CHF Wertzuwachs). Auch die drei in dieser Preissensitivität vormals negativen (NPV abzüglich Restbuchwert) Kraftwerke können ihre Bewertung ins positive drehen bzw. die negative Bewertung signifikant reduzieren. In den beiden anderen Preisentwicklungen sind die Differenzen im Vergleich zum heutigen Wasserzinsregime eher gering (rund 200 Mio. CHF zugunsten der Kraftwerke).
5. Für die betrachteten bestehenden Förderungen (Marktprämie und Verrechnung an gebundene Kunden) sind auf Basis der öffentlich zugänglichen Informationen nur grobe Abschätzungen möglich. Dennoch zeigen diese, dass die Verrechnung an die gebundenen Kunden - unter den angenommenen Grosshandelspreisen im Referenzszenario - sich eher wertmindernd auf die Kraftwerke auswirkt, da die betroffenen Anlagen (zwölf betroffene Anlagen in der Stichprobe) ihre Energie (anteilig oder vollständig) zu Gestehungskosten an die Endkunden abgeben müssen, und somit nicht die meist höheren Grosshandelserlöse realisieren können. Dies führt zu einer Wertminderung von bis zu 100 Mio. CHF für das betrachtete Kraftwerksportfolio. Die Marktprämie, welche gemäss der durchgeführten, groben Analyse auch in den kommenden Jahren an die Kraftwerke bzw. die Betreiber ausgeschüttet wird, erhöht den Wert der betrachteten Anlagen um rund 135 Mio. CHF.



## QUELLENVERZEICHNIS

[AHP] Thomas L. Saaty, Decision making with Analytic Hierarchical Process, University of Pittsburgh, United States of America, 2008

[BAFU]: Hydrologische Daten und Vorhersagen, Bundesamt für Umwelt, online (<https://www.hydrodaten.admin.ch/de/stationen-und-daten.html>)

[BFE, 2018]: Rentabilität der Schweizer Wasserkraft, Bundesamt für Energie, 2018

[BFE, 2018b]: Preisszenarien für die Investitionsbeiträge Wasserkraft und Biomasse (Art. 68 Abs. 2 und Art. 89 Abs. 2 EnFV). Rechnungslauf 2017, Bundesamt für Energie, 2017

[CEPE, 2017]: Filippini & Geissmann, Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft, CEPE ETH Zürich, 2017

[Elcom, 2017]: Tätigkeitsbericht der ECom 2017, Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom, 2017

[Filippini, Geissmann & Greene, 2016]: Filippini, Geissmann & Greene, Persistent and Transient Cost Efficiency - An Application to the Swiss Hydropower Sector, CEPE ETH Zürich, 2016

[HADES]: R. Weingartner, Konzept eines «Hydrologischen Atlas der Schweiz». Publikation Gewässerkunde, Nr. 67, Bern, online (<https://hydrologicalatlas.ch/>)

[IFBC, 2017]: Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft, IFBC, 2017

[Kämpfer et al, 2012]: Kämpfer und Winnington, Evaluating the Benefits of Stochastic Optimization for Hydro Assets, 4th IEEE and Cigré International Workshop in Bergen, 2012, online (<https://www.time-steps.com/assets/img/Kaempfer.Winnington.pdf>)

[Wasser, Energie, Luft, 2016]: Lüthi, Stochastische Methoden zur Optimierung der Einsatzplanung von Wasserkraftwerken, „Wasser, Energie, Luft“ 4-2016, 2016

[WASTA]: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, Stand 1.1.2018, Bundesamt für Energie, 2018

---

Pöyry is an international consulting and engineering company. We serve clients globally across the energy and industrial sectors and provide local services in our core markets. We deliver management consulting and engineering services, underpinned by strong project implementation capability and expertise. Our focus sectors are power generation, transmission & distribution, forest industry, chemicals & biorefining, mining & metals, transportation and water. Pöyry has an extensive local office network employing about 4,800 experts. Pöyry's net sales in 2018 were EUR 579 million and the company's shares are quoted on Nasdaq Helsinki (Pöyry PLC: POY1V).

Pöyry Management Consulting provides leading-edge consulting and advisory services covering the whole value chain in energy, forest and other process industries. Our energy practice is the leading provider of strategic, commercial, regulatory and policy advice to Europe's energy markets. Our energy team of 200 specialists offers unparalleled expertise in the rapidly changing energy sector.



## **Pöyry Management Consulting (Schweiz) AG**

Herostrasse 12

8084 Zürich

Schweiz

[www.poyry.com](http://www.poyry.com)

