

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 113 (2021)
Heft: 4

Artikel: Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2011 bis 2020
Autor: Piot, Michel
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-966192>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 15.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2011 bis 2020

Michel Piot

Zusammenfassung

Dank einer umfangreichen Datenerhebung bei den grossen Wasserkraftwerksbetreibern durch den Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband konnten erstmals Resultate zur Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft über eine Dekade, von 2011 bis 2020, bestimmt werden. Mit den Daten von 80 Kraftwerken werden rund 30 TWh Jahresproduktion abgedeckt. Die Kosten blieben im Zeitverlauf in etwa konstant, doch es gibt Verschiebungen hin zu höheren Abgaben, begleitet von geringeren Aufwendungen für Personal-, Material- und Fremdleistungskosten. Die Gestehekungskosten variieren erheblich aufgrund der von der Hydrologie abhängigen Jahresproduktion. Über den gesamten Zeithorizont gemittelt, lagen die Gestehekungskosten bei 6,9 Rp./kWh. Mit der Bewertung der Produktion am Schweizer Spotmarkt lagen die spezifischen Erlöse insgesamt bei 6,2 Rp./kWh, sodass über die vergangenen zehn Jahre ein durchschnittlicher Verlust von 0,7 Rp./kWh resultierte. Für Betreiber, die ihre Produktion am Strommarkt abzusetzen hatten, ergab sich in dieser Dekade somit ein summierter Verlust von rund 660 Mio. CHF. Zusätzlich zu den Kostendaten auf Stufe Kraftwerk und den Erlösdaten wurden speziell auch die anteiligen Unternehmensführungskosten sowie die Kosten für die Bewirtschaftung des Stroms aus Wasserkraftanlagen bei den Betreibergesellschaften eruiert und auf verschiedene Kostenarten aufgeschlüsselt.

Résumé

Grâce aux données collectées auprès de 80 exploitants de centrales hydroélectriques dans le cadre d'une enquête réalisée par l'Association suisse pour l'aménagement des eaux (ASAE), la rentabilité de la force hydraulique suisse a pour la première fois été déterminée pour une période de dix ans (2011–2020). Couvrant une production annuelle d'environ 30 TWh, les résultats font apparaître une relative stabilité des coûts, une hausse des redevances et une baisse des dépenses de personnel et de matériel, ainsi que des coûts des prestations extérieures. Le coût de revient (6,9 ct./kWh en moyenne) a considérablement varié en raison des fluctuations de la production, tributaire des conditions hydrologiques. Sur la base des prix du marché spot, le prix de vente de l'énergie hydraulique s'est établi en moyenne à 6,2 ct./kWh sur la période, induisant pour les exploitants une perte de 0,7 ct./kWh, soit un déficit cumulé de 660 millions de francs. Outre les coûts au niveau des centrales et les produits, l'enquête visait à déterminer la part des coûts de gestion et des coûts d'exploitation des sociétés exploitantes imputables à l'hydraulique, et leur ventilation par types de coûts.

Einleitung

Motivation

Mitte Juni hat der Bundesrat die Botschaft zum «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Ener-

gien» verabschiedet. Mit der Vorlage, die eine Revision des Energie- und des Stromversorgungsgesetzes beinhaltet, will er den Ausbau der einheimischen erneuerbaren Energien sowie die Versorgungssicherheit der Schweiz stärken, insbesondere auch

für den Winter. Im Weiteren hat das Parlament in dieser Herbstsession die Parlamentarische Initiative 19.443 «Erneuerbare Energien einheitlich fördern. Einmalvergütung auch für Biogas, Kleinwasserkraft, Wind und Geothermie» verabschiedet und damit eine befristete Verlängerung einerseits von Förderinstrumenten zugunsten der Wasserkraft und andererseits der bestehenden Wasserzinsregelung beschlossen.

Um dem Gesetzgeber sowie auch der Gesellschaft verlässliche Grundlagen zur Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft zur Verfügung stellen zu können, hat der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband diesen Sommer mittels einer Umfrage bei seinen Mitgliedern Daten zu den Kosten und Erlösen der Wasserkraft der vergangenen zehn Jahre erhoben und ausgewertet. In diesem Artikel werden die methodischen Aspekte und Resultate präsentiert.

Bestehende Untersuchungen

In den vergangenen zehn Jahren wurden in mehreren Untersuchungen die Kosten und die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft analysiert. In *BFE/CEPE (2014)* und *BFE/CEPE (2018)* lag der Fokus auf der Kostenstruktur von Partnerkraftwerken seit dem Jahr 2000. In den Jahren 2014 bzw. 2016 haben swisselectric/SWV/VSE für die Zeitperiode 2011–2013 bzw. 2011–2015 neben der Kosten- auch die Erlösseite erhoben, um so eine damals erstmalige Wirtschaftlichkeitsabschätzung durchführen zu können (*Piot, 2015; Piot, 2017*). Das Bundesamt für Energie (BFE) hat 2018 im Auftrag der UREK-N einen Bericht zur Rentabilität der Wasserkraft veröffentlicht, in dem es basierend auf einer Datenerhebung bei den Betreibern die Kosten und Erlöse für die Jahre 2011–2016 ausgewertet hat (*BFE, 2018*). Darauf aufbauend, hat der SWV nun diesen Sommer die Datengrundlagen um vier Jahre erweitert und die Stichprobe um zusätzliche Kraftwerke ergänzt, was eine Wirtschaftlichkeitsanalyse über die vergangenen zehn Jahre 2011–2020 ermöglicht.

Begrifflichkeiten

- **Betreibergesellschaft bzw. Betreiber:** Unternehmen – meist eine juristische Einheit – das Kraftwerke betreibt, das heisst Kraftwerke bewirtschaftet und den produzierten Strom bewirtschaftet und verwertet.
- **Betreibergesellschaftsintegrierte Kraftwerke bzw. integrierte Kraftwerke:** Kraftwerke, die keine eigene Rechtspersönlichkeit und Teil einer Betreiber-gesellschaft sind und damit über keine geprüfte Jahresrechnung verfügen.
- **Gestehungskosten bzw. spezifische Kosten, spezifische Erlöse, spezifische Angaben:** Kosten, Erlöse bzw. Angaben pro produzierte Einheit, angegeben in Rp./kWh.
- **Kosten auf Stufe Betreiber:** Kosten, die bei der Kraftwerksgruppe und zusätzlich bei der Betreibergesellschaft anfallen, angegeben in Mio. CHF.
- **Kosten auf Stufe Kraftwerk:** Kosten, die bei der Kraftwerksgruppe anfallen, angegeben in Mio. CHF.
- **Kraftwerksgruppe bzw. Kraftwerk:** Zusammenfassung einer oder mehrerer technisch zusammenhängender Wasserkraftanlagen zu einer Kraftwerksgruppe.
- **Laufkraftwerk:** Kraftwerksgruppe mit einem Marktwertfaktor unter 1,02, Speicherkraftwerk: Kraftwerksgruppe mit einem Marktwertfaktor über 1,02.
- **Pagatorische Kosten:** Kosten, begriffen als die im betrieblichen Prozess gezahlten Entgelte. Im Gegensatz zum wertmässigen Kostenbegriff umfassen pagatorische Kosten keine kalkulatorischen Kosten (Piekenbrock, 2014).
- **Partner bzw. Aktionär:** Betreibergesellschaft mit einer Beteiligung an einem Partnerkraftwerk.
- **Partnerkraftwerk:** Kraftwerk, das eine Aktiengesellschaft ist und dessen Aktionäre Betreibergesellschaften sind.

prüfte Jahresrechnung verfügen, die als Teil des Geschäftsberichtes in zahlreichen Fällen auch elektronisch verfügbar ist (u.a. Kraftwerk Birsfelden, Engadiner Kraftwerke, Grande Dixence, Kraftwerke Hinterrhein, Kraftwerke Linth-Limmern, Kraftwerk Lötschen, Kraftwerke Oberhasli). Die Partnerkraftwerke charakterisieren sich dadurch, dass sich die Partner verpflichten, die produzierte Energie entsprechend ihrem Aktienanteil zu übernehmen und die entstehenden Jahreskosten anteilig zu bezahlen (Flatt et al., 2015). Andererseits liegen Kostendaten von Kraftwerken vor, die in einer Betreibergesellschaft integriert und somit keine eigenständige rechtliche Einheit bilden (u.a. Kraftwerke an der Saane der Groupe E, Kraftwerke an der Leventina der AET, Kraftwerke Mittelbünden des ewz, Kraftwerke im Puschlav der Repower). Bei Partnerkraftwerken entspricht der Teil B und C1 des Fragebogens einem Abbild des Geschäftsberichtes, bei in einer Betreibergesellschaft integrierten Kraftwerken stammen die Daten soweit verfügbar aus der Betriebsbuchhaltung. Die Kosten des Teils C2) fallen bei den Partnern bzw. bei den Betreibergesellschaften ausserhalb der Kraftwerke an (weiterführende Literatur: Flatt et al., 2015). Die Daten zu den Partnerkraftwerken wurden in der Regel vom betriebsführenden Partner geliefert.

Datengrundlage

Erhebung

An der im April 2021 gestarteten Erhebung haben zahlreiche grössere Betreibergesellschaften von Wasserkraftwerken, namentlich AET, Alpiq, Axpo, BKW, EnAlpin, ewb, ewz, Groupe E, FMV, IWB und Repower, teilgenommen und Daten zu ihren integrierten Kraftwerken und/oder Partnerkraftwerken geliefert.

Den Betreibergesellschaften wurde ein Fragebogen zugestellt, der aus vier Teilen bestand: Teil A) allgemeine Angaben zur

Kraftwerksgruppe, Teil B) Investitionen und Angaben aus der Bilanz, Teil C) Kosten C1) der Kraftwerksgruppe, C2) der Betreiber und Teil D) Erlöse. Der SWV hat mit den teilnehmenden Betreibergesellschaften eine Vertraulichkeitsvereinbarung unterzeichnet, sodass nachfolgend aggregierte Ergebnisse präsentiert werden und keine Resultate auf Einzelkraftwerksbasis.

Die eingereichten Kostendaten auf Stufe Kraftwerk stammen einerseits von Partnerkraftwerken, die als Aktiengesellschaften über eine nach Buchhaltungsvorschriften erstellte und von einer Revisionsstelle ge-

Stichprobe

Insgesamt liegen die Daten von 80 Wasserkraftwerken vor (Bild 1), was in etwa 180 Zentralen entspricht (Kraftwerke Oberhasli Geschäftsbericht 2020: 13 Zentralen). Dies entspricht einer über die Jahre schwankenden Produktion von rund 30TWh, wobei pro Jahr zwischen 75 (Jahr 2017) und 79 Kraftwerke (Jahr 2015, 2016, 2019 und 2020) in die Berechnungen eingeflossen

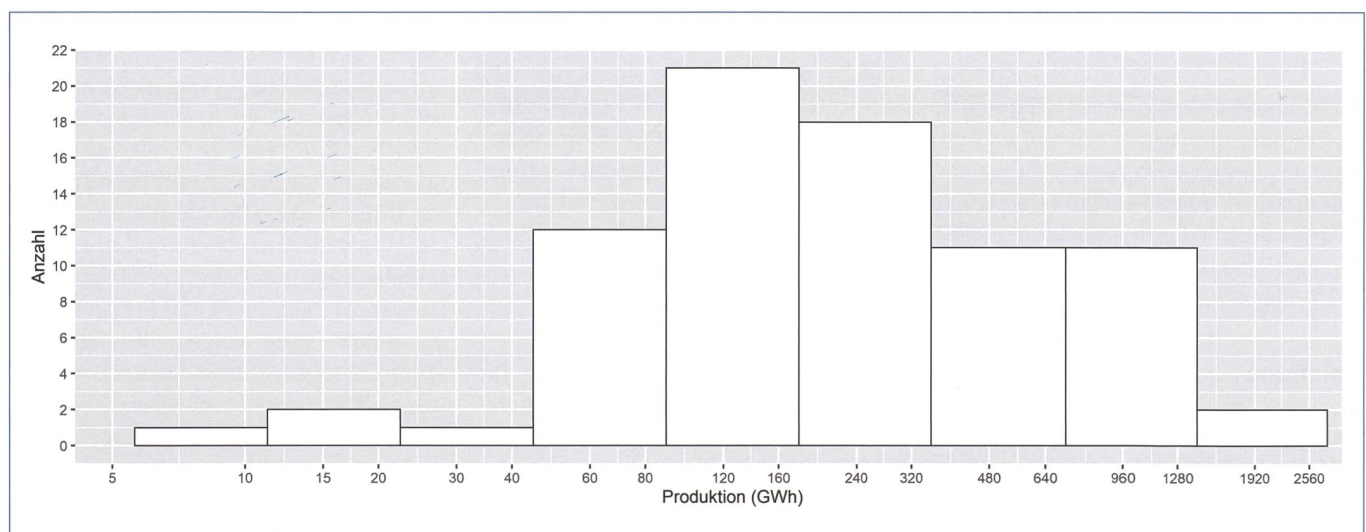


Bild 1: Verteilung der Stichprobe nach durchschnittlicher Produktion in GWh der Kraftwerke (logarithmische x-Achse).

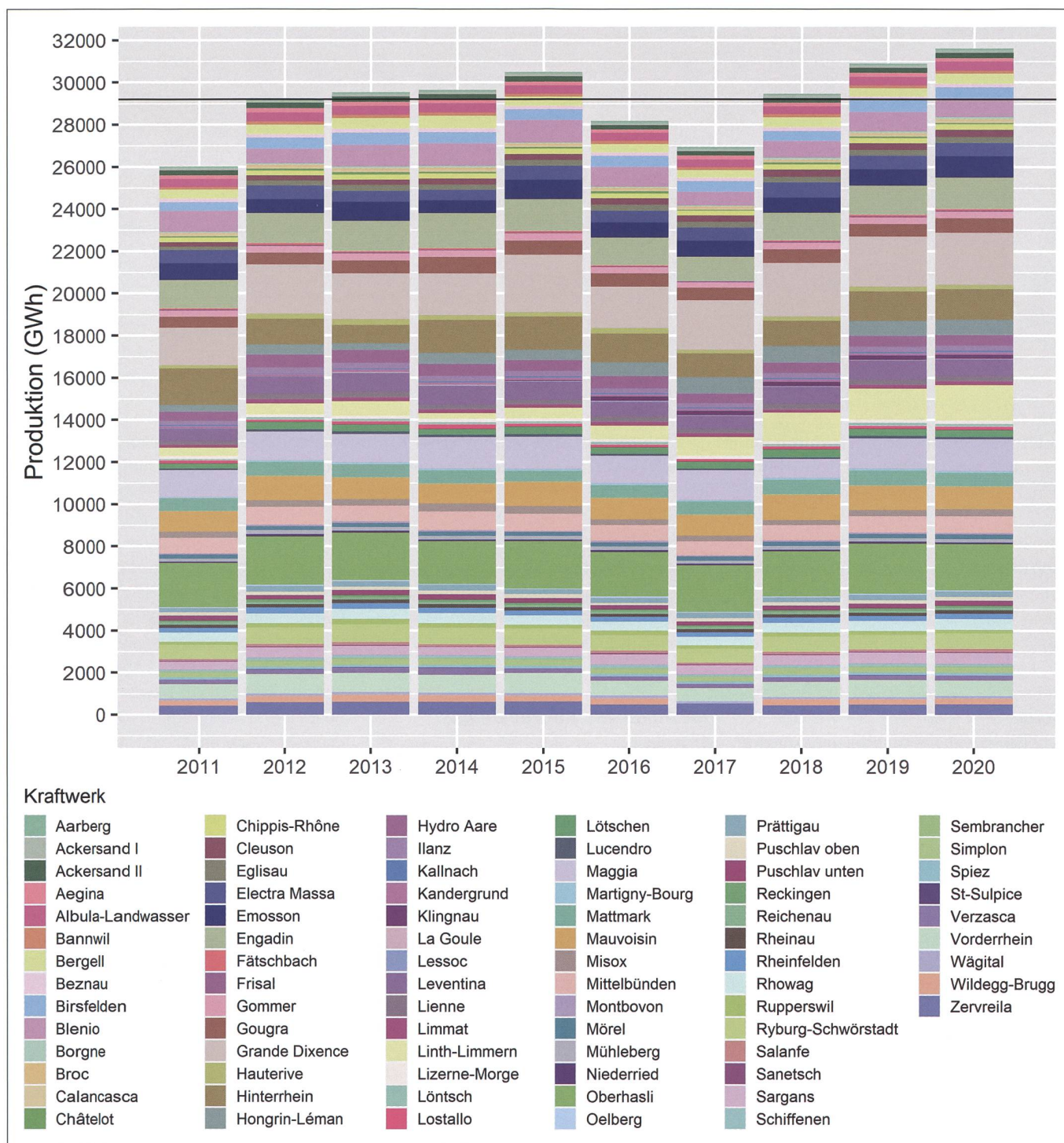


Bild 2: Produktion sämtlicher Kraftwerke in den Jahren 2011–2020.

	Produktion GWh	Kosten Mio. CHF	Gestehungs- kosten Rp./kWh
Q4 2019	100	3,0	
Q1 2020	60	3,5	
Q2 2020	120	5,0	
Q3 2020	80	4,0	
Q4 2020	60	4,0	
2019/20	360	15,5	4,3
2020	320	16,5	5,2

Tabelle 1: Beispiel einer möglichen Verzerrung bei den Gestehungskosten aufgrund unterschiedlicher Geschäftsjahre.

sind (Bild 2). Diese Produktion kann allerdings nicht direkt mit der in der Wasserkraftstatistik des BFE ausgewiesenen Produktionserwartung in Relation gestellt werden, da in der Stichprobe Wasserkraftwerke mit Pumpbetrieb enthalten sind, sodass es sich hierbei um eine Produktion inklusive Produktion aus Pumpbetrieb handelt. Eine Abschätzung lässt allerdings den Schluss zu, dass mit dieser Stichprobe rund drei Viertel der Schweizer Wasserkraftproduktion abgedeckt sind.

Zahlreiche Kraftwerke verwenden als Geschäftsjahr das hydrologische Jahr, das

heisst von Oktober bis September des nächsten Jahres, die anderen das Kalenderjahr. In der Auswertung wurden die Angaben nicht differenziert betrachtet (das hydrologische Jahr 2019/2020 wird dem Geschäftsjahr 2020 zugeordnet), obschon dies zu gewissen Verzerrungen führen kann (wenn im vierten Quartal Q4 2019 bzw. Q4 2020 Besonderheiten eingetreten sind, wie das fiktive Beispiel in Tabelle 1 zeigt).

Die Differenzierung zwischen Lauf- und Speicherkraftwerken wurde im Fragebogen nicht abgefragt, denn eine solche Unterteilung ist a priori immer mit einer

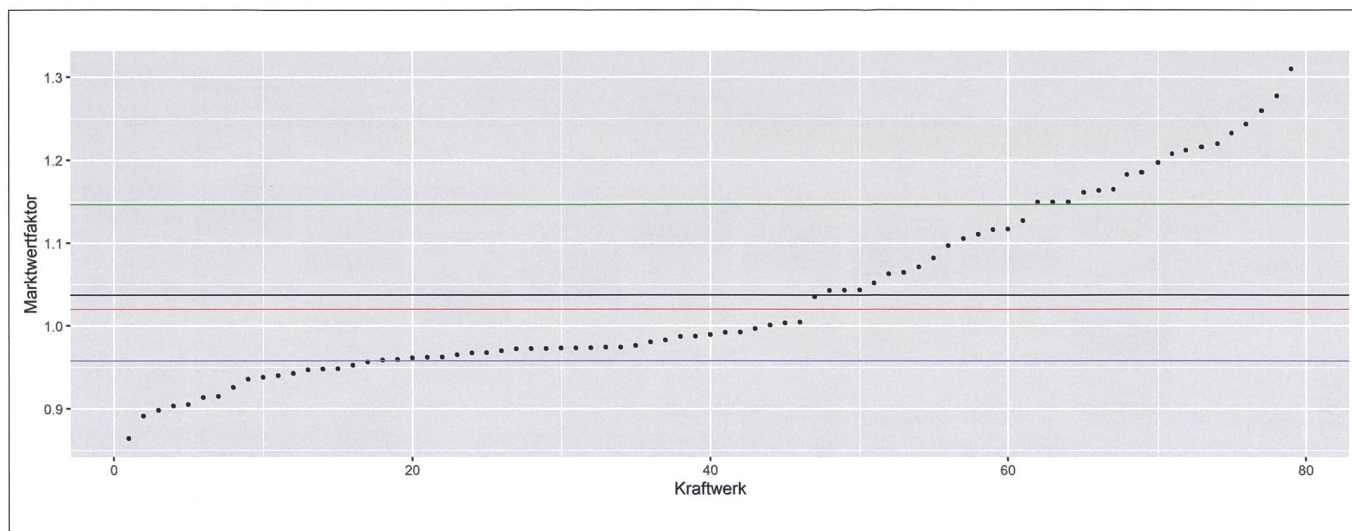


Bild 3: Aufsteigend sortierte durchschnittliche Marktwertfaktoren sämtlicher Kraftwerke der Jahre 2011–2020. Schwarze Linie: Mittelwert; rot: Trennlinie für Aufteilung in Lauf- und Speicherkraftwerke; blau: Mittelwert Laufkraftwerke; grün: Mittelwert Speicherkraftwerke.

gewissen Willkür verbunden. So haben auch klassische Speicherkraftwerke einen erheblichen Anteil an Laufenergie (*Kraftwerke Hinterrhein Geschäftsbericht 2020: Die Energieabgabe an die Partner betrug 1454,1 GWh. Davon entfielen 645,6 GWh auf Laufenergie, 778,9 GWh auf Speicherenergie und 29,6 GWh als Abgabe von Nebenanlagen*). Als Unterteilungskriterium wurde deshalb der Marktwertfaktor herangezogen, der dem Verhältnis der Erlöse des Kraftwerks am Spotmarkt und den Erlösen eines Bandenergiekraftwerks ent-

spricht. Dadurch ergibt sich eine gute Trennlinie zwischen Kraftwerken mit einer höheren Wertigkeit – die den Speicherkraftwerken zugeordnet werden – und solchen mit einer tieferen Wertigkeit – als Laufkraftwerke klassifiziert (Bild 3).

Methodische Abgrenzungsfragen

Um Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft machen zu können, sind nicht nur die Kosten beim Kraftwerk zu berück-

sichtigen, sondern auch die zusätzlichen Kosten, die bei der Betreibergesellschaft anfallen. Um einerseits sämtliche Kostenkomponenten zu berücksichtigen und andererseits Doppelzahlungen zu vermeiden, sind einige methodische Abgrenzungsfragen zu klären. Diese werden in Bild 4 dargestellt und nachfolgend einzeln besprochen. Im Weiteren ist mit einheitlichen Parameterfestsetzungen sicherzustellen, dass die Vergleichbarkeit der Kosten- und Erlösangaben zwischen den verschiedenen Betreibergesellschaften gewährleistet ist.

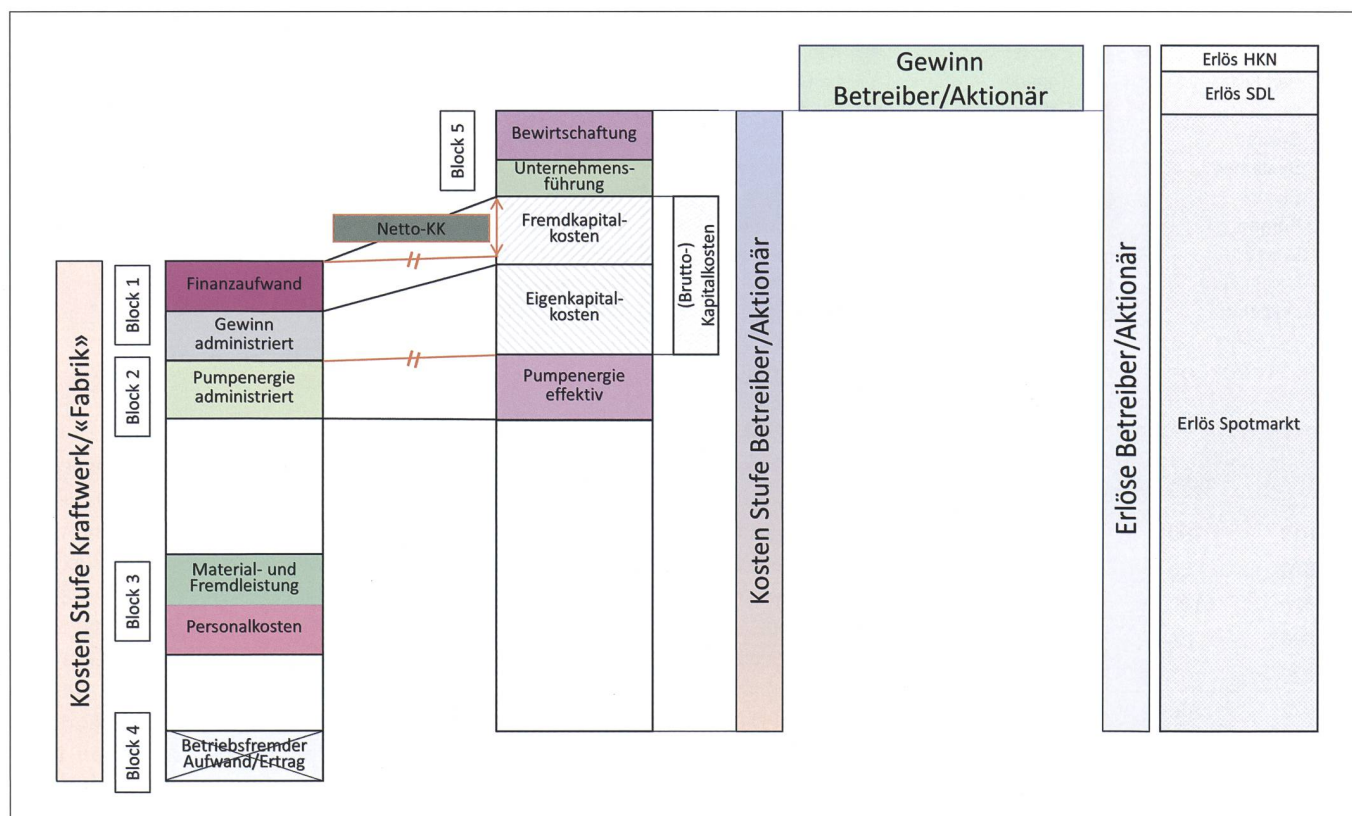


Bild 4: Schematische Darstellung der Kosten- und Erlöspositionen mit den zu berücksichtigenden Abgrenzungen.

Block 1: Kapitalkosten

Die von den Partnerkraftwerken in den jeweiligen Geschäftsberichten publizierten Kosten sind pagatorischer und nicht kalkulatorischer Natur, wobei sich die Problematik einer verzerrten Eigenkapitalrendite durch die vorherrschende Partnerwerkstruktur zusätzlich verschärft. Dieser Faktor nicht kalkulatorischer Kosten ist von Relevanz, denn die beobachteten Kapitalkosten entsprechen dadurch nicht den kalkulatorischen Raten, d.h. den tatsächlichen Kosten des eingesetzten Kapitals. Deshalb wird versucht, zumindest die Verzinsung des Fremd- und Eigenkapitals auf eine kalkulatorische Basis zu stellen (*BFE/CEPE, 2014*). Dazu werden nachfolgend der administrierte Gewinn und der Finanzaufwand auf Stufe Kraftwerk mit den kalkulatorischen Kapitalkosten auf Stufe Betreiber verrechnet.

Gewinn administriert

Die Jahreskosten der Partnerkraftwerke weisen meist einen Gewinn aus, der als Grundlage für die Berechnung der Gewinnsteuer vor Ort, das heisst am Standort der Partnerkraftwerke, von Bedeutung ist (*Grande Dixence Geschäftsbericht 2020: Der ausgewiesene Gewinn beträgt 15,2 Mio. CHF. Bei einem Gewinnsteuersatz von 25,2 Prozent ergibt sich eine Gewinnsteuer von 3,8 Mio. CHF*). Der ausgewiesene Gewinn ist aber oft an die Rendite von Obligationen gekoppelt und damit nicht vom Gewinn oder Verlust aus dem Verkauf des Stroms durch den Partner abhängig und entspricht folglich einem administrierten Gewinn (*Kraftwerke Linth-Limmern Geschäftsbericht 2019/2020: Art. 25 der Statuten bestimmt, dass sich die Dividende nach der Rendite der 10-jährigen Bundesobligationen während des Geschäftsjahres richtet, gerundet auf ein halbes Prozent zuzüglich 1,0 Prozentpunkte. Der mittlere Zinssatz der 10-jährigen Bundesobligationen betrug im Berichtsjahr –0,523 Prozent. Der Dividendensatz beträgt somit 0,5 Prozent*).

Im Gegensatz zu den Partnerkraftwerken weisen integrierte Kraftwerke in aller Regel keinen Gewinn aus, da dieser auf Unternehmensstufe ausgewiesen wird. Damit wird bei einer Durchschnittsbildung der Gewinne auf Stufe Kraftwerk ein systematischer Fehler gemacht, der sich nicht vermeiden lässt.

Eigenkapitalverzinsung

Die Eigenkapitalverzinsung misst das Verhältnis des Gewinns eines Unternehmens zum Eigenkapital. Da der Aktionär von Part-

nerkraftwerken als Risikokapitalgeber auftritt, erwartet er eine dem Risiko entsprechend angemessene Eigenkapitalverzinsung. Diese liegt höher als der in den Geschäftsberichten der Partnerkraftwerke ausgewiesene Gewinn. Folglich ist für die Bestimmung der Kosten auf Stufe Betreiber die Differenz zwischen geforderter Eigenkapitalverzinsung und dem administrierten Gewinn aus dem Geschäftsbericht des Partnerkraftwerks hinzuzufügen.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob die unternehmens- oder geschäftsfeldspezifisch geforderte Eigenkapitalverzinsung in die Kosten des Betreibers einzurechnen ist, oder ob sie in den Gewinn des Aktionärs einfließt. Bei genauerer Betrachtung ist diese Frage eher akademischer Natur, da im Fall der Einrechnung in die Kosten der Gewinn geringer ausfällt und umgekehrt. Wenn aber ein Betreiber mit seinem Geschäftsmodell längerfristig seine Eigenkapitalverzinsungsanforderungen nicht zu erfüllen vermag, dann wird er das Geschäft aufgeben. Folglich ist für die Transparenz zur längerfristigen Wirtschaftlichkeitsanalyse richtig, diese Anforderungen des Betreibers als fixer Bestandteil in die Kosten aufzunehmen. Der dann ausgewiesene Gewinn entspricht einer Residualgrösse, die abhängig vom Wirtschaftszyklus und der Nachhaltigkeit des Geschäftsmodells schwanken kann, über eine längere Zeitperiode aber nicht negativ ausfallen darf, da sonst beim Betreiber Unternehmenssubstanz verloren geht.

Finanzaufwand

In den Partnerkraftwerken fällt meistens ein Finanzaufwand an (*Kraftwerke Linth-Limmern Geschäftsbericht 2019/2020: Finanzaufwand 51,9 Mio. CHF, der grossmehrheitlich durch Zinszahlungen für die langfristig verzinslichen Verbindlichkeiten entsteht*).

Fremdkapitalverzinsung

Die Fremdkapitalverzinsung gibt die für das Fremdkapital eines Unternehmens zu leistenden Zinssätze an. Die Fremdkapitalverzinsung liegt tiefer als die Eigenkapitalverzinsung, da der Fremdkapitalgeldgeber geringere Risiken eingeht als der Aktionär.

Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten

Zur Bestimmung der Eigen- und Fremdkapitalkosten wird der Ansatz des kalkulatorischen Zinssatzes verwendet. Dieser entspricht einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC, Weighted Average Cost of Capital), der abhängig ist

vom Verhältnis Eigen- zu Fremdkapital und vom Risikoprofil der Geschäftstätigkeit. Das BFE gibt im Zusammenhang mit den Förderinstrumenten Marktpremie und Investitionsbeiträge einen kalkulatorischen Zinssatz von 4,98 Prozent vor (*BFE, 2017; BFE, 2021*). Dieser Wert unterstellt ein Verhältnis zwischen Eigen- und Fremdkapital von eins sowie eine Eigenkapitalverzinsung von 7,96 Prozent und eine Fremdkapitalverzinsung von 2,00 Prozent. Für die vorliegende Analyse wurde dieser Zinssatz für die ganze Zeitperiode angewandt. Damit kann eine Vergleichbarkeit der Kosten auf Stufe Betreiber zwischen den verschiedenen Betreibergesellschaften einerseits und über die verschiedenen Jahre andererseits sichergestellt werden. Würde ein unternehmens- oder geschäftsfeldspezifischer Kapitalkostensatz gewählt – der die individuelle Aufteilung von Eigen- und Fremdkapital und das Risikoprofil eines Betreibers berücksichtigt – würde dies bei den Partnerkraftwerken zu unterschiedlichen Kosten auf Stufe Betreiber führen, in Abhängigkeit davon, welcher Partner die Angaben für das Kraftwerk geliefert hat. Bei Partnerkraftwerken erfolgt die Berechnung der Kapitalkosten vereinfachend über das Anlagevermögen, bei integrierten Kraftwerken über die Restwerte der Anlagen.

Der hier gewählte kalkulatorische Zinssatz von 4,98 Prozent darf aber nicht zum Schluss verleiten, dass ein Betreiber bei seinen Investitionsvorhaben ebenfalls diesen Zinssatz anwendet. Stattdessen wird er für anstehende Investitionen einen geschäftsfeldspezifischen Zinssatz wählen und mithilfe einer Barwertberechnung (NPV, Net Present Value) die Wirtschaftlichkeit eines Projekts abschätzen, um so einen Investitionsentscheid fällen zu können.

Zusammengefasst fließen die Differenzen zwischen den kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalkosten auf Stufe Betreiber einerseits und den Gewinnen sowie den Finanzaufwänden auf Stufe Kraftwerke andererseits als Korrektur in Form von Netto-Kapitalkosten beim Betreiber ein.

Block 2: Pumpenergie

Bei Partnerkraftwerken werden die Kosten für Pumpenergie meist nach administrierten Preisen verrechnet (*Kraftwerke Hinterrhein und Engadiner Kraftwerke im Jahr 2019 mit 30 CHF/MWh, im Jahr 2020 mit 35 CHF/MWh*). Diese Kosten entsprechen jedoch nicht dem Marktwert für die zu beschaffende Pumpenergie und können jahresabhängig höher oder tiefer ausfallen. Deshalb werden sie auf Stufe Betreiber korrigiert.

Block 3: Personalkosten und Material- und Fremdleistungskosten

Über die betrachtete Zeitperiode lag – vor allem aufgrund der sehr tiefen Preise am Markt – ein grosser Druck auf den Betreibern, die Kosten zu senken. Deshalb wur-

den bei den Kraftwerken im Bereich Personal und Unterhalt diverse Sparprogramme umgesetzt. Gleichzeitig wurde bei einigen Kraftwerken das Personal externalisiert, sodass auf der einen Seite die Personalkosten zurückgingen, dafür aber auf der anderen Seite die Fremdleistungskosten

zunehmen haben. Um aufzuzeigen, welche Sparanstrengungen vollzogen wurden und um Fehlschlüsse zu vermeiden, ist es folglich notwendig, die beiden Kostenkategorien Personalkosten und Material- und Fremdleistungskosten zusammengefasst zu betrachten.

Unternehmensführungskosten Administratives Management	Kraftwerk-Bewirtschaftungskosten Asset Management	Energie-Bewirtschaftungskosten und Verwertungskosten Energie-Management
		<i>Bewirtschaftung der Produktionsmenge (nicht Teil der Partnerkraftwerkskosten)</i>
<ul style="list-style-type: none"> Finanzwirtschaftliche Dienstleistungen (Finance) <ul style="list-style-type: none"> Controlling und Reporting Accounting Betriebsbuchhaltung Corporate Finance Treasury Fachstellen Steuern und Mehrwertsteuer Strategische Dienstleistungen <ul style="list-style-type: none"> Juristische Betreuung Risikomanagement Versicherungen und Flottenmanagement Einkauf (Procurement) Regulatory Compliance Langfristige Preisprognose (Energiewirtschaft) Informatik und Security Management Fees <ul style="list-style-type: none"> Executive Board, Leitung und Assistenz Human Resources, Personalentwicklung Interne Revision Kommunikation und Public Affairs Records Management (Datenarchivierung) Facility Management Marketingmassnahmen <ul style="list-style-type: none"> Sponsoring-Aktivitäten und Brand-Management Public Relations Kosten für Infrastruktur des Konzerns/ Partners <ul style="list-style-type: none"> Immobilien Fahrzeuge ICT (IT- und Kommunikationssysteme sowie Lizenzgebühren und Support) 	<ul style="list-style-type: none"> Betreuung des Partnerkraftwerks als Aktionärsvertretung Vorsteuerung Verwaltungsrat Kommissionsvertretungen (Civil Engineering und Electromechanical Engineering) Strategisches Portfoliomanagement Projektentwicklung und Innovation 	<ul style="list-style-type: none"> FO: Ermittlung des Produktionsprofils und Optimierung (ST, Intraday) <ul style="list-style-type: none"> Prognose der erwarteten Zuflüsse Einsatzplanung Einsatzregime Preisprognose für liquiden Horizont (Price Forward Curve) SDL-Bewirtschaftung Auswahl der Märkte Vertrieb HKN (Origination) FO: Kraftwerkseinsatz (LT, ST, Intraday) <ul style="list-style-type: none"> System-Management (Dispatching) Überwachung 24/7 MO: Bilanzgruppenmanagement <ul style="list-style-type: none"> Fahrplanmanagement/Scheduling Ausgleichsenergiekosten Partnerabwicklung (Kommunikation mit Partner betreffend Bewirtschaftung) Abbildung in Handelssystemen und Kontrolle MO/BO: Marktanalyse (LT, ST, Intraday) <ul style="list-style-type: none"> Analyse der Marktentwicklung Reporting Settlement IT-Systeme, Hardwarekomponenten <ul style="list-style-type: none"> Business Intelligence und Reporting Applikationsmanagement und -entwicklung Kraftwerksoptimierungssoftware Messdatenmanagement IT und Leittechnik
		<i>Kosten der Vermarktung des Stroms und der HKN</i>
		<ul style="list-style-type: none"> FO: Absicherung der Produktionsmenge Entwicklung Hedging-Strategie Operatives Hedging MO: Transaktionskosten Markt-/Börsenzugang Abrechnung Vertragsmanagement Positionsübernahme Deklarationen und Registerführung HKN MO: Systeme Business Intelligence und Reporting Applikationsmanagement und -entwicklung Handelssysteme Lizenzgebühren MO: Business Development Analysen
		<i>IT-Systeme des Energie-Managements und der Vermarktung</i>
		<ul style="list-style-type: none"> Energy Trading und Risk-Management-Systeme Short Term Trading und Balancing-Systeme Marktdatensysteme Simulations- und Optimierungssysteme Messdatensysteme Forecast-Systeme Market Access Gateways

Tabelle 2: Übersicht über die Kostenarten der Unternehmensführungs- und Bewirtschaftungskosten. Abkürzungen: FO: Front Office, MO: Middle Office, BO: Back Office; ST: Short-Term, LT: Long-Term; HKN: Herkunftsnachweise.

Fiktiver Betreiber: Produktion 1,9 TWh			
	Mio. CHF	Rp./kWh	in %
Unternehmensführungskosten (Administratives Management)	5,7	0,30	41
Bewirtschaftungs- und Verwertungskosten	8,3	0,44	59
Kraftwerk-Bewirtschaftungskosten (Asset-Management)	1,4	0,08	10
Energie-Bewirtschaftungskosten und Verwertungskosten (Energie-Management)	6,9	0,36	49
Total	14,0	0,74	100
Personalaufwand	9,2	0,49	66
ICT (Systeme, Lizenzen etc.)	2,4	0,13	17
Übrige (Raumkosten + übriger Betriebsaufwand)	2,4	0,13	17

Tabelle 3: Übersicht über die Unternehmensführungs- und Bewirtschaftungskosten eines fiktiven Betreibers.

Block 4: Betriebsfremder Aufwand und Ertrag

Um die Kosten der Wasserkraftproduktion abzubilden, werden die in den Geschäftsberichten der Partnerkraftwerke ausgewiesenen betriebsfremden Aufwände und Erträge herausgerechnet. Dabei handelt es sich insbesondere um die Bewirtschaftung von Immobilien, die nicht mit dem Betrieb des Kraftwerks in Verbindung stehen.

Kosten Stufe Betreibergesellschaft

Zusätzlich zu den Kosten auf Stufe Kraftwerk – die den «Fabrikkosten» entsprechen – fallen auf Stufe Betreibergesellschaft nebst den Netto-Kapitalkosten (siehe obiger Abschnitt) und der Pumpenergiekorrektur noch Unternehmensführungs- und Bewirtschaftungskosten an, auf die nachfolgend eingegangen wird.

Block 5: Unternehmensführungs- und Bewirtschaftungskosten

Der Betreiber nimmt den im Kraftwerk produzierten Strom ab, um ihn zu bewirtschaften und zu verwerten, was mit Kosten verbunden ist. Um diese Kosten abschätzen zu können, wurde in einem ersten Schritt eine systematische Aufstellung sämtlicher Kostenarten erstellt, die den drei Kostenblöcken Administratives Management, Asset-Management und Energie-Management zugeordnet werden können (siehe Tabelle 2).

In einem zweiten Schritt haben die Betreibergesellschaften diese Kosten für den Kostenträger Wasserkraft anonymisiert bestimmt und auf einen fiktiven Betreiber mit einer Produktionsmenge von 1,9 TWh pro Jahr umgerechnet. Dabei wurden die Erlöse für die Betriebsführung auf Stufe Aktionär berücksichtigt, damit gewährleistet ist, dass es nicht zu Doppelzahlungen kommt.

Dieses Vorgehen hat es ermöglicht, einerseits eine absolute Angabe zur Höhe die-

ser drei Kostenblöcke, andererseits aber auch spezifische Werte zu erhalten, die in die Gestehungskostenberechnungen eingeflossen sind. Bei den Unternehmensführungs- und Bewirtschaftungskosten handelt es sich im Wesentlichen um Fixkostenblöcke. Deshalb schwankt der spezifische Kostensatz in Abhängigkeit der Produktionsmenge, die eine interjährliche Schwankung von ± 10 Prozent um die Erwartung aufweisen kann. Um aber auch hier eine über die Jahre sinnvolle Vergleichbarkeit der spezifischen Kosten zu erreichen, wurde für die drei Kostenblöcke über alle Jahre ein einheitlicher spezifischer Kostensatz gewählt.

Tabelle 3 zeigt die Ergebnisse der Umfrage zu den anteiligen Kosten der Wasserkraft an der Unternehmensführung und den Bewirtschaftungs- und Verwertungskosten. Die Unternehmensführungskosten liegen bei 0,30 Rp./kWh, während die Bewirtschaftungs- und Verwertungskosten 0,44 Rp./kWh betragen. Teilt man den gesamten Kostenblock nach Kostenarten auf, sind zwei Drittel auf den Personalaufwand und je 17 Prozent auf ICT- und übrige Kosten zurückzuführen.

Erlöse

Am Strommarkt werden nebst physischen auch finanzielle Produkte gehandelt, die vor allem der preislichen Absicherung (Hedging) und damit der Risikoreduzierung dienen. Im Weiteren sichert der Kraftwerksbetreiber die Produktion seiner Anlage in der Regel auf drei Jahre im Voraus ab. Je nach Preiserwartung entscheidet er sich, ob er den Strom selber produziert oder billiger am Markt beschafft und das Kraftwerk (teilweise) nicht fährt. Diese Absicherung erfolgt über Futures an der Börse oder alternativ Over-the-Counter (OTC) über Forwards. Buchhalterisch werden diese «offenen Positionen» durch Gegengeschäfte geschlossen. Wird ein Future- oder For-

wardprodukt nicht «geschlossen», muss die Über- oder Unterdeckung kurzfristig vor Lieferung am Spotmarkt beschafft werden (VSE, 2020). Wollte man den Erlös des Betreibers einer soeben produzierten Kilowattstunde errechnen, müsste man diese Einheit Strom markieren und zurückverfolgen, auf welcher vertraglichen Basis bzw. zu welchem Absicherungszweck sie nun produziert wurde. Es ist offensichtlich, dass dies nicht möglich ist. Deshalb werden die Produktionsmengen zu Spotmarktpreisen bewertet und weitere Erlösmöglichkeiten separat abgeschätzt.

Erlöse am Spotmarkt

Jede produzierte Kilowattstunde wird zum Zeitpunkt der Produktion mit dem Preis an der Spotmarktbörse bewertet. Ist kein stündliches Produktionsprofil vorhanden – was im Betrachtungszeitraum 2011–2020 bei einzelnen Kraftwerksbetreibern insbesondere für frühere Jahre der Fall ist – werden die Erlöse am Spotmarkt mit dem durchschnittlichen Marktwertfaktor über die verfügbaren Jahre abgeschätzt. (Für das Kraftwerk X liegt für die Jahre 2015–2020 ein stündliches Produktionsprofil vor. Daraus errechnet sich ein Marktwertfaktor von 0,95. Der Spotmarktpreis lag für das Jahr 2014 bei 4,5 Rp./kWh. Damit erzielte dieses Kraftwerk für das Jahr 2014 einen geschätzten Erlös am Spotmarkt von 4,3 Rp./kWh.)

Erlöse mit Systemdienstleistungen

Das Anbieten von Systemdienstleistungen (SDL) ist eine zusätzliche Erlösmöglichkeit; hauptsächlich für Speicher- untergeordnet aber auch für Laufkraftwerke. Da Systemdienstleistungen aus einem Kraftwerks-pool angeboten werden, können die erzielten Erlöse nicht den einzelnen Kraftwerken in diesem Pool zugeordnet werden. Deshalb wurde für die Abschätzung ein pragmatischer Ansatz gewählt: In einem

ersten Schritt wurden, basierend auf den Geschäftsberichten der Swissgrid, die SDL-Kosten des Übertragungsnetzbetreibers pro Jahr bestimmt. Diese Kosten der Swissgrid entsprechen den Erlösen der SDL-Anbieter. In einem zweiten Schritt wurden die aus Sicht Wasserkraftwerksbetreiber relevanten SDL-Positionen auf die einzelnen Kraftwerke verteilt. Dabei dient die Abschätzung, dass 90 Prozent der Systemdienstleistungen durch Schweizer Wasserkraftwerke bereitgestellt werden, davon wiederum 90 Prozent durch Speicherkraftwerke und 10 Prozent durch Laufkraftwerke. Einige Partnerkraftwerke bieten direkt Systemdienstleistungen an. (*Kraftwerke Oberhasli Geschäftsbericht 2020: Erlöse aus Systemdienstleistungen von 6,9 Mio. CHF. Im Datenblatt sind diese Erlöse allerdings nicht berücksichtigt, sodass das Anrechnen von SDL-Erlösen beim Betreiber zu keinen Doppelzählungen führt.*)

Ergänzend ist anzufügen, dass das Anbieten von Systemdienstleistungen mit Opportunitätskosten verbunden ist, da das Kraftwerk dann seine Produktion nicht mehr spotmarktoptimiert anbieten kann. Das bedeutet, dass tendenziell hohe SDL-Erlöse zu einer Verringerung der Erlöse am Spotmarkt führen und damit zu einem geringeren

Marktwertfaktor. Da in der vorliegenden Untersuchung die Erlöse am Spotmarkt auf dem stündlichen Produktionsprofil beruhen, ist dieser Effekt implizit berücksichtigt.

Erlöse mit Herkunftsnachweisen

Für Herkunftsnachweise existiert kein transparenter Markt. Deshalb wurde bei den Betreibern eine Umfrage zu den Erlösen von Schweizer Herkunftsnachweisen durchgeführt. Mit diesen Angaben konnte ein spezifischer Durchschnittswert pro Jahr abgeschätzt werden, der sämtlichen Betreibern als spezifischer Erlös gutgeschrieben wurde. Dies führt im Einzelfall zu Ungenauigkeiten, da einzelne Kraftwerke nicht über die ganze Zeitperiode Herkunftsnachweise angeboten haben und sich die effektiv erzielten Erlöse der Betreiber von den abgeschätzten Durchschnittserlösen teils stark unterscheiden können. Da aber insgesamt die Erlöse durch Herkunftsnachweise verhältnismässig gering sind, ist dieser ebenfalls pragmatische Ansatz sinnvoll und führt zu keinen wesentlichen Erlösunter- oder Erlösüberschätzungen.

Weitere Erlöse, wie zum Beispiel am Intraday-Markt, wurden nicht abgefragt, da diese mengenmässig in der betrachteten Zeitperiode vernachlässigbar waren.

Resultate

Die Stichprobe umfasst im Durchschnitt über die Jahre 29,1 TWh (*Bild 2*). Mit der Unterteilung der Kraftwerke aufgrund der Marktwertfaktoren (*siehe Bild 3*) sind dies 19,5 TWh Speicherkraft bei einem durchschnittlichen Marktwertfaktor von 1,15 und 9,6 TWh Laufkraft mit 0,96.

Kosten Stufe Kraftwerk

Bild 5 zeigt die Gestehungskosten auf Stufe Kraftwerk für die Jahre 2011 – 2020 aufgeteilt nach den verschiedenen Kostenarten. Die mengengewichteten Durchschnittskosten betragen 5,1 Rp./kWh, mit einem Minimum bei 4,6 Rp./kWh (2019) und einem Maximum bei 5,8 Rp./kWh (2011). Die grössten Kostenblöcke sind die Wasserzinsen, Abschreibungen sowie die Summe aus Personal-, Material- und Fremdleistungskosten.

Die hohen Gestehungskosten im Jahr 2011 sind auf die geringe Produktion zurückzuführen, während im Jahr 2019 eine hohe Produktion und in geringerem Ausmass Einmaleffekte bei der Gewinnsteuer ausschlaggebend waren. (*Kraftwerke Hinterrhein Geschäftsbericht 2018/2019: Gestützt auf das Urteil des Bundesgerichtes*

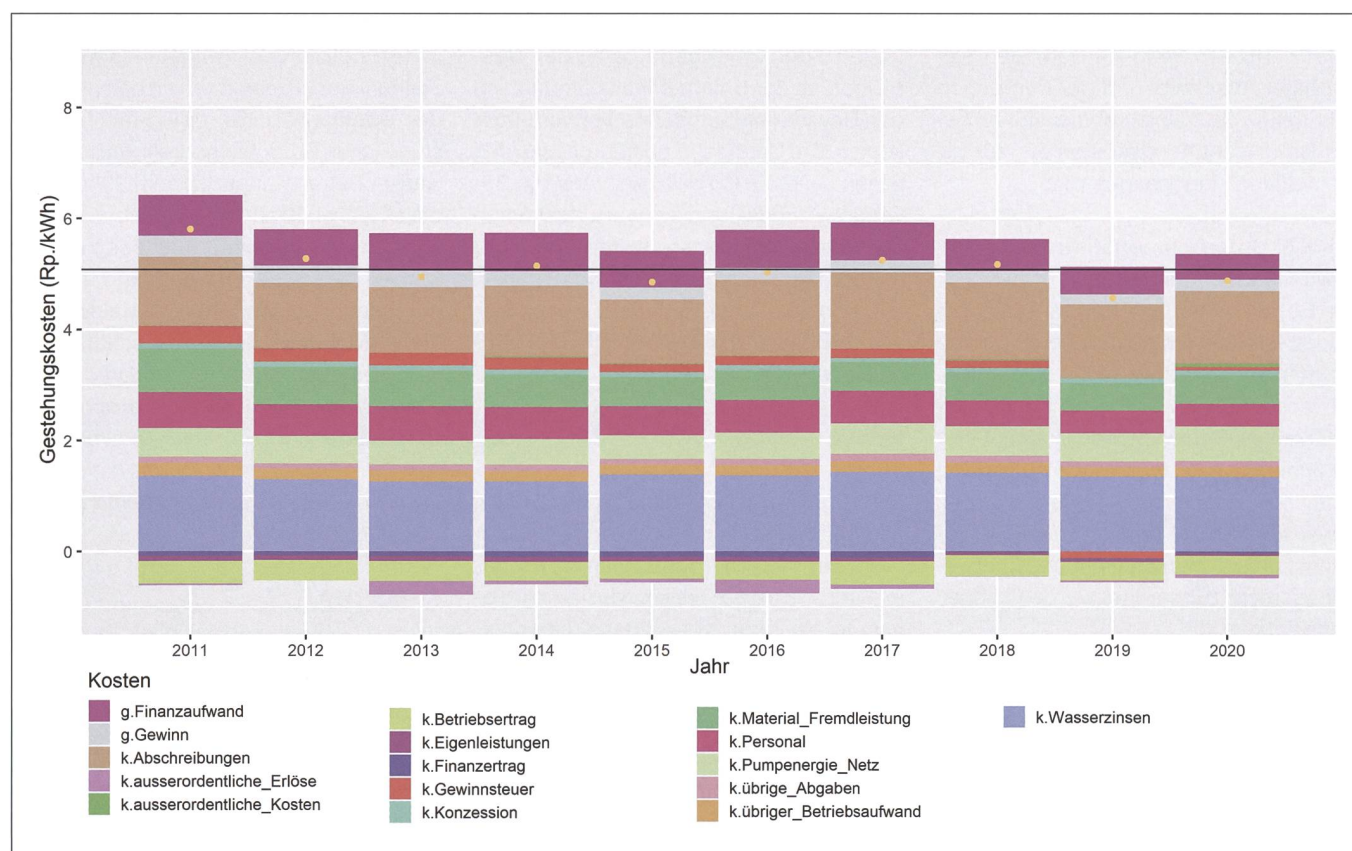


Bild 5: Spezifische Kosten (Rp./kWh) sämtlicher Kraftwerke für die Jahre 2011–2020 nach Kostenarten auf Stufe Kraftwerk. Gelbe Punkte: Gestehungskosten pro Jahr; schwarze Linie: durchschnittliche Gestehungskosten über alle Jahre und Kraftwerke. Abkürzungen: g.: «gemeinsame» Kostenarten auf Stufe Kraftwerk, die mit den kalkulatorischen Kapitalkosten auf Stufe Aktionär verrechnet werden (siehe Bild 6); k.: Kostenarten auf Stufe Kraftwerk.

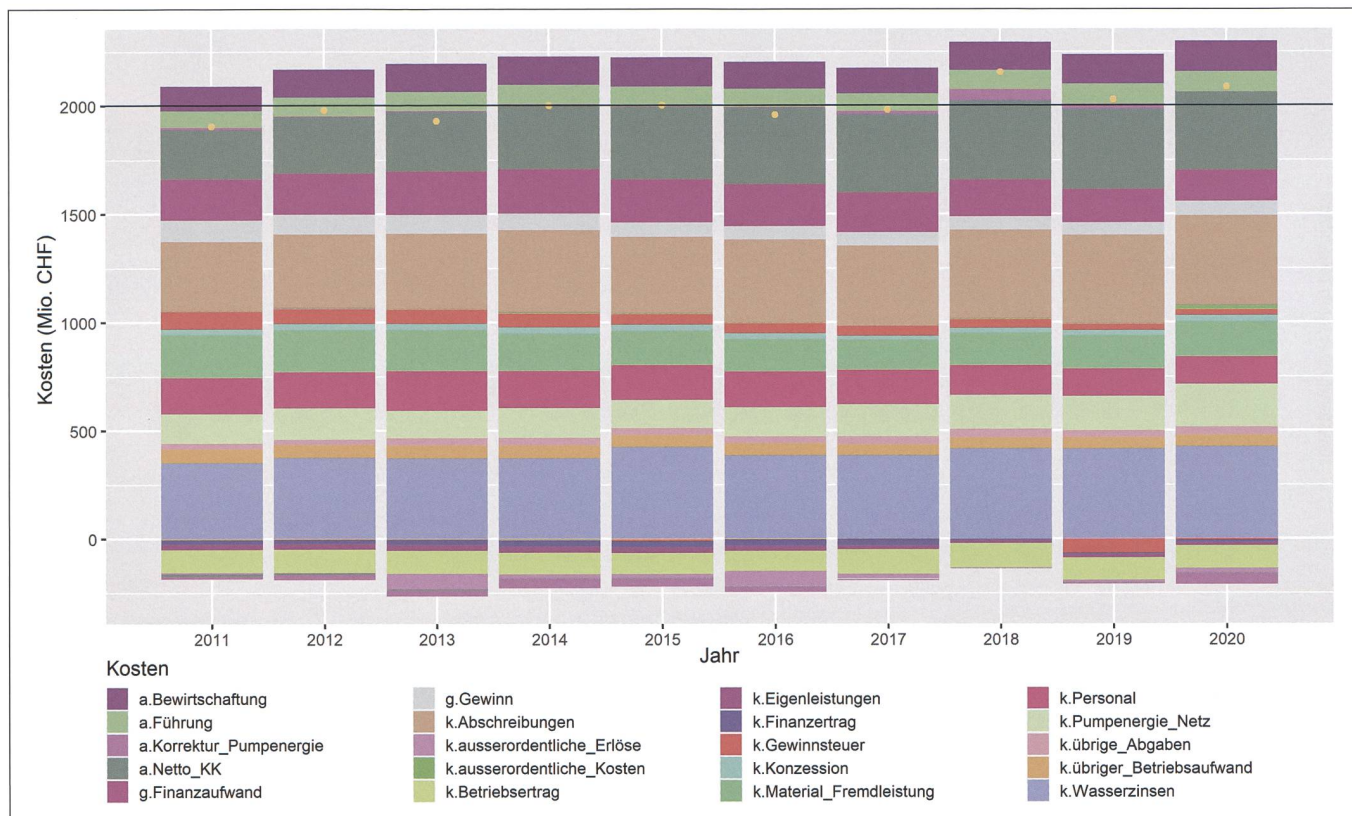


Bild 6: Kosten (Mio. CHF) sämtlicher Kraftwerke für die Jahre 2011–2020 nach Kostenarten auf Stufe Betreiber. Gelbe Punkte: Kosten pro Jahr; schwarze Linie: durchschnittliche Kosten über alle Jahre und Kraftwerke. Abkürzungen: a.: Kostenarten auf Stufe Aktionär; g.: «gemeinsame» Kostenarten auf Stufe Kraftwerk, die mit den kalkulatorischen Kapitalkosten auf Stufe Aktionär verrechnet werden (Erläuterungen Bild 4); k.: Kostenarten auf Stufe Kraftwerk.

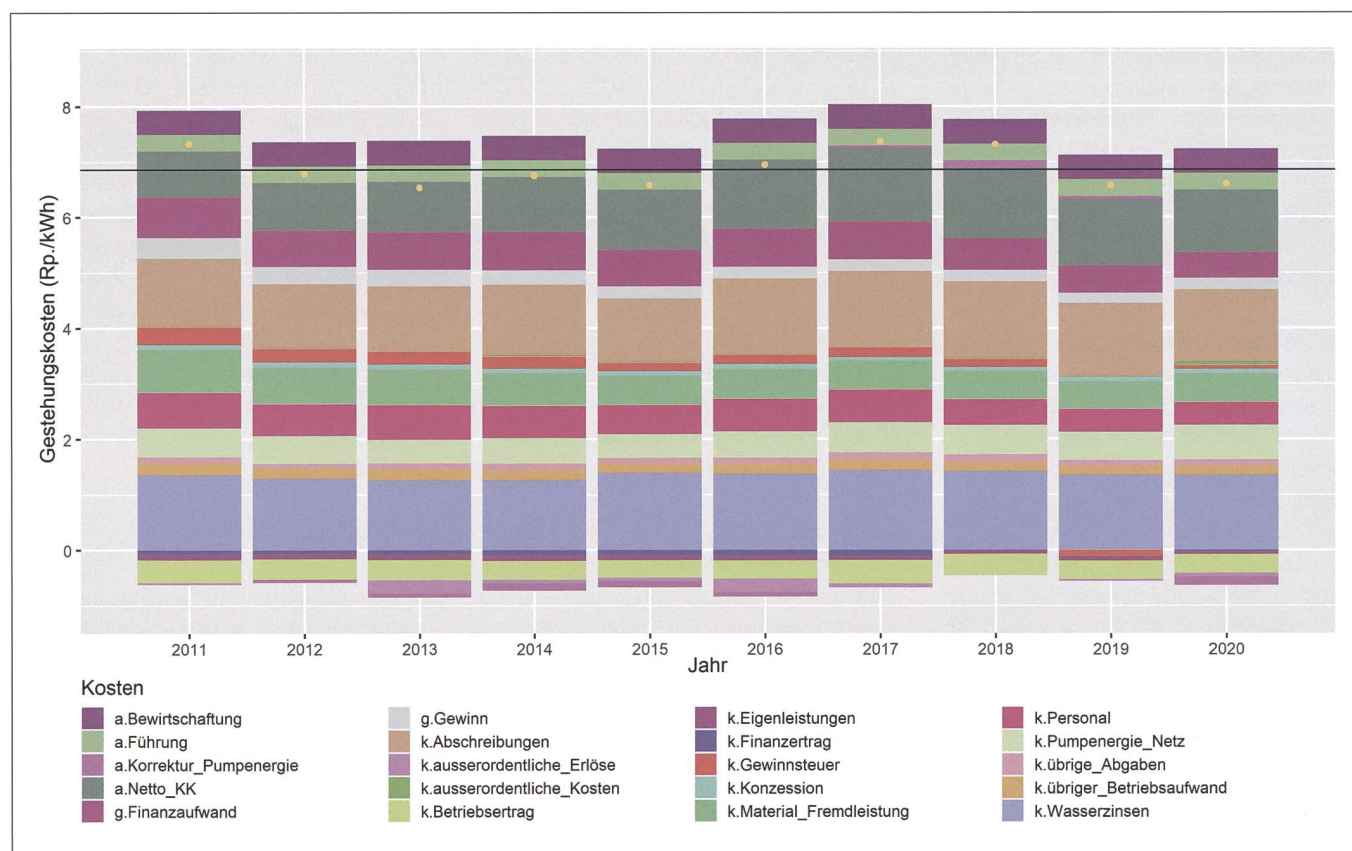


Bild 7: Spezifische Kosten (Rp./kWh) sämtlicher Kraftwerke für die Jahre 2011–2020 nach Kostenarten auf Stufe Betreiber. Gelbe Punkte: Gestehungskosten pro Jahr; schwarze Linie: durchschnittliche Gestehungskosten über alle Jahre und Kraftwerke.

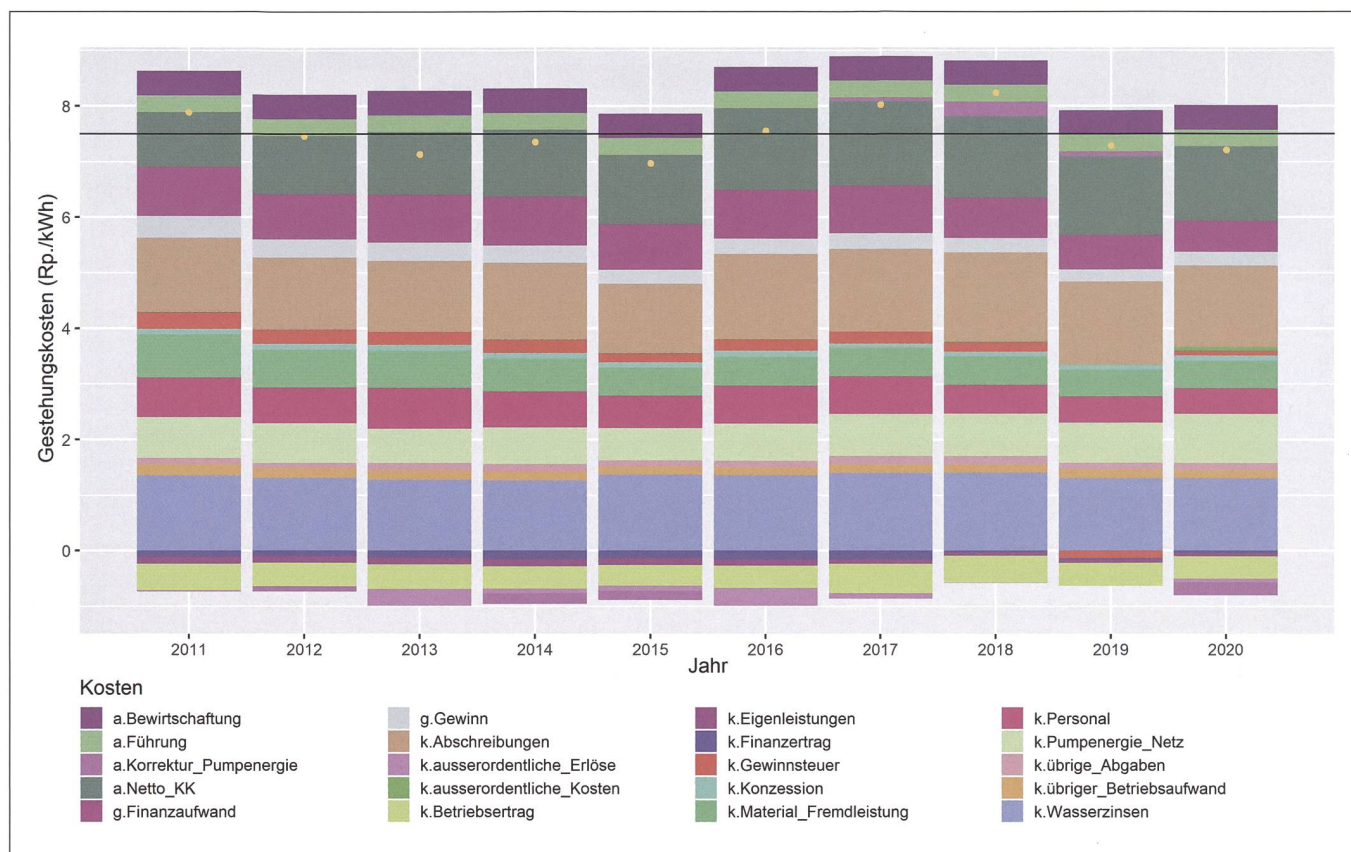


Bild 8: Spezifische Kosten (Rp./kWh) der Speicherkraftwerke für die Jahre 2011–2020 nach Kostenarten auf Stufe Betreiber. Gelbe Punkte: Gestehungskosten pro Jahr; schwarze Linie: durchschnittliche Gestehungskosten über alle Jahre und Kraftwerke.

vom 27. Mai 2019 betreffend Verfahren «Forces Motrices de Mauvoisin SA (FMM)» im Kanton Wallis wurde das Kostenaufschlagsmodell zur Abgrenzung der Gewinnsteuern für die Geschäftsjahre 2011/12 bis 2019/20 angewendet. Im Geschäftsjahr 2018/19 wurden Abgrenzungen der Steuerperioden 2012 bis 2018 über 15,156 Mio. CHF aufgelöst.)

Kosten Stufe Betreibergesellschaft

Bild 6 zeigt die Gesamtkosten auf Stufe Betreiber, die im Durchschnitt bei 2000 Mio. CHF pro Jahr lagen. Der grösste Kostenblock sind die kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalkosten (als Summe des Gewinns und des Finanzaufwands gemäss Partnerkraftwerk sowie den Netto-Kapitalkosten, die zusätzlich beim Betreiber anfallen), gefolgt von den Wasserzinsen, Abschreibungen und der Summe aus Personal-, Fremdleistungs- und Materialkosten. Umgerechnet auf mengengewichtete Gestehungskosten ergibt sich über die gesamte Periode ein Durchschnitt von 6,9 Rp./kWh (Bild 7). Die gleiche Darstellung – unterteilt nach Lauf- und Speicherkraftwerken – wird in den Bildern 8 und 9 aufgezeigt. Während der mengengewichtete Durchschnitt der Laufkraftwerke bei 5,6 Rp./kWh liegt, beträgt er bei den Speicherkraftwerken

7,5 Rp./kWh. Die grössten Unterschiede zeigen sich bei den kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalkosten, die bei den Speicherkraftwerken 1,2 Rp./kWh höher liegen als bei Laufkraftwerken, (logischerweise) bei der Pumpenergie und Netzkosten mit 0,6 Rp./kWh sowie bei den Abschreibungen mit 0,4 Rp./kWh.

Erlöse

Die durchschnittlichen spezifischen Erlöse lagen zwischen 2011 und 2020 bei 6,2 Rp./kWh, mit einem Minimum bei 4,6 Rp./kWh (2020) und einem Maximum bei 8,6 Rp./kWh (2011) (Bild 10). Dabei setzen sich diese spezifischen Erlöse aus 5,5 Rp./kWh am Sportmarkt, 0,6 Rp./kWh aus dem Anbieten von Systemdienstleistungen und 0,1 Rp./kWh aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen zusammen. Die durchschnittlichen spezifischen Erlöse am Spotmarkt der Laufkraftwerke lagen bei 5,1 Rp./kWh, diejenigen der Speicherkraftwerke bei 6,7 Rp./kWh.

Wirtschaftlichkeit

Definiert man die Wirtschaftlichkeit als Differenz zwischen Erlösen und Kosten, dann bestätigt sich, dass der Betrieb von Speicherkraftwerken im vergangenen Jahrzehnt insgesamt ein Verlustgeschäft war (Bild 11).

In den Jahren 2011–2013 konnte noch ein Gewinn erzielt werden, danach wurden nur noch Verluste verzeichnet, die sich im Verlaufe des Jahrzehnts auf erhebliche Grössen aufsummiert haben (Bild 12). Auch unter Berücksichtigung des Umstands, dass nach Schätzungen der ElCom 50 Prozent des Stroms zu Gestehungskosten an gebundene Endverbraucher abgesetzt wird und den Unterstützungsbeiträgen durch die Marktprämie – die vollständig der Stichprobe zugeordnet wurden – resultiert für die vorliegende Stichprobe ein summierter Verlust von rund 660 Mio. CHF zwischen 2010 und 2020.

Schlussbemerkungen

Auf eine differenzierte Auswertung nach Leistungsklassen wurde verzichtet. Bei bestehenden Anlagen hängen die Gestehungskosten stark davon ab, in welcher Konzessionsphase sich das Kraftwerk befindet und ob (teilweise abhängig davon) Erneuerungsinvestitionen getätigt wurden, die sich auf die Kapitalkosten auswirken. Eine Auswertung nach Leistungsklassen ohne Einbezug dieser Faktoren liefert keine belastbaren Aussagen.

Auf eine Hochrechnung auf die gesamte Wasserkraftproduktion der Schweiz

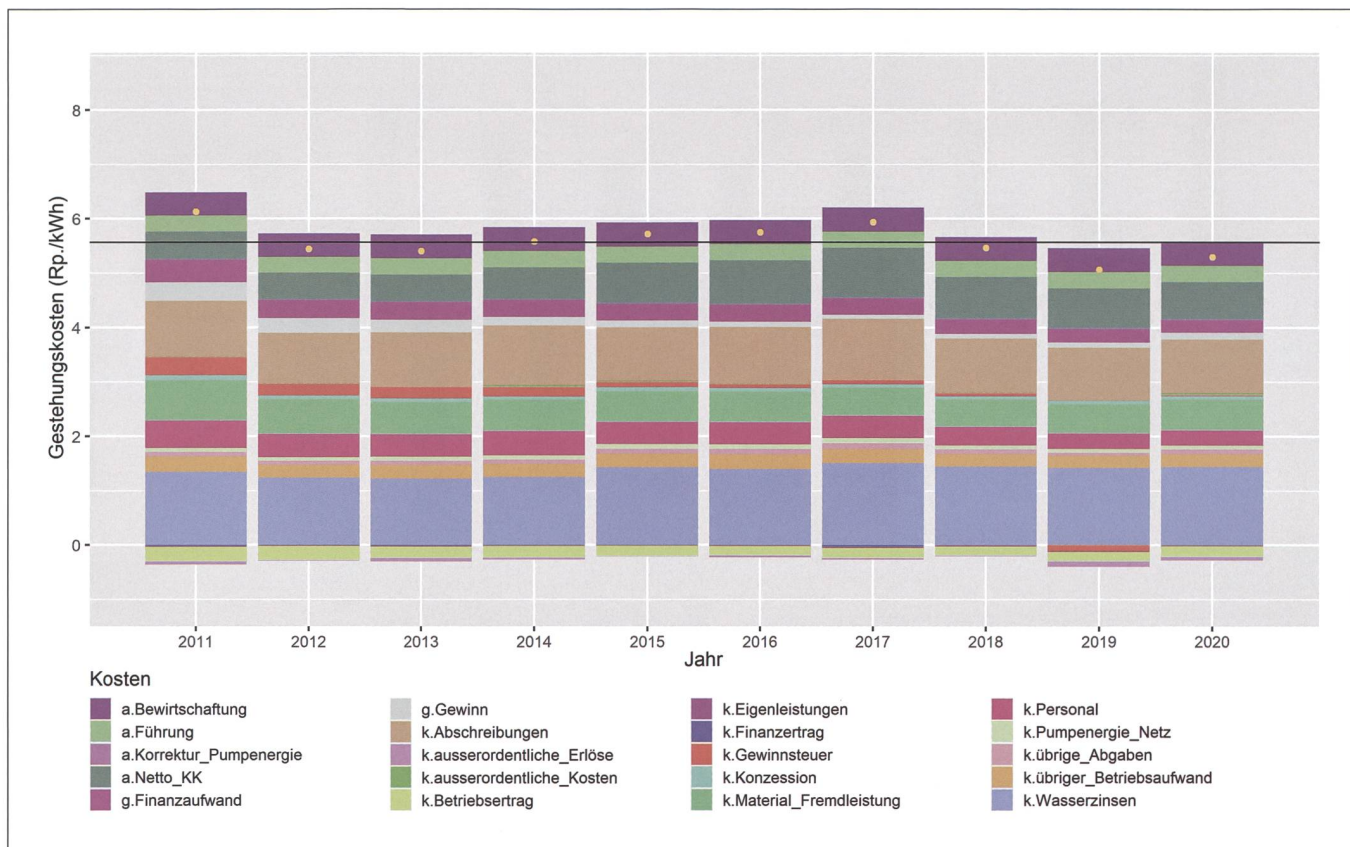


Bild 9: Spezifische Kosten (Rp./kWh) der Laufkraftwerke für die Jahre 2011–2020 nach Kostenarten auf Stufe Betreiber. Gelbe Punkte: Gestehungskosten pro Jahr; schwarze Linie: durchschnittliche Gestehungskosten über alle Jahre und Kraftwerke.

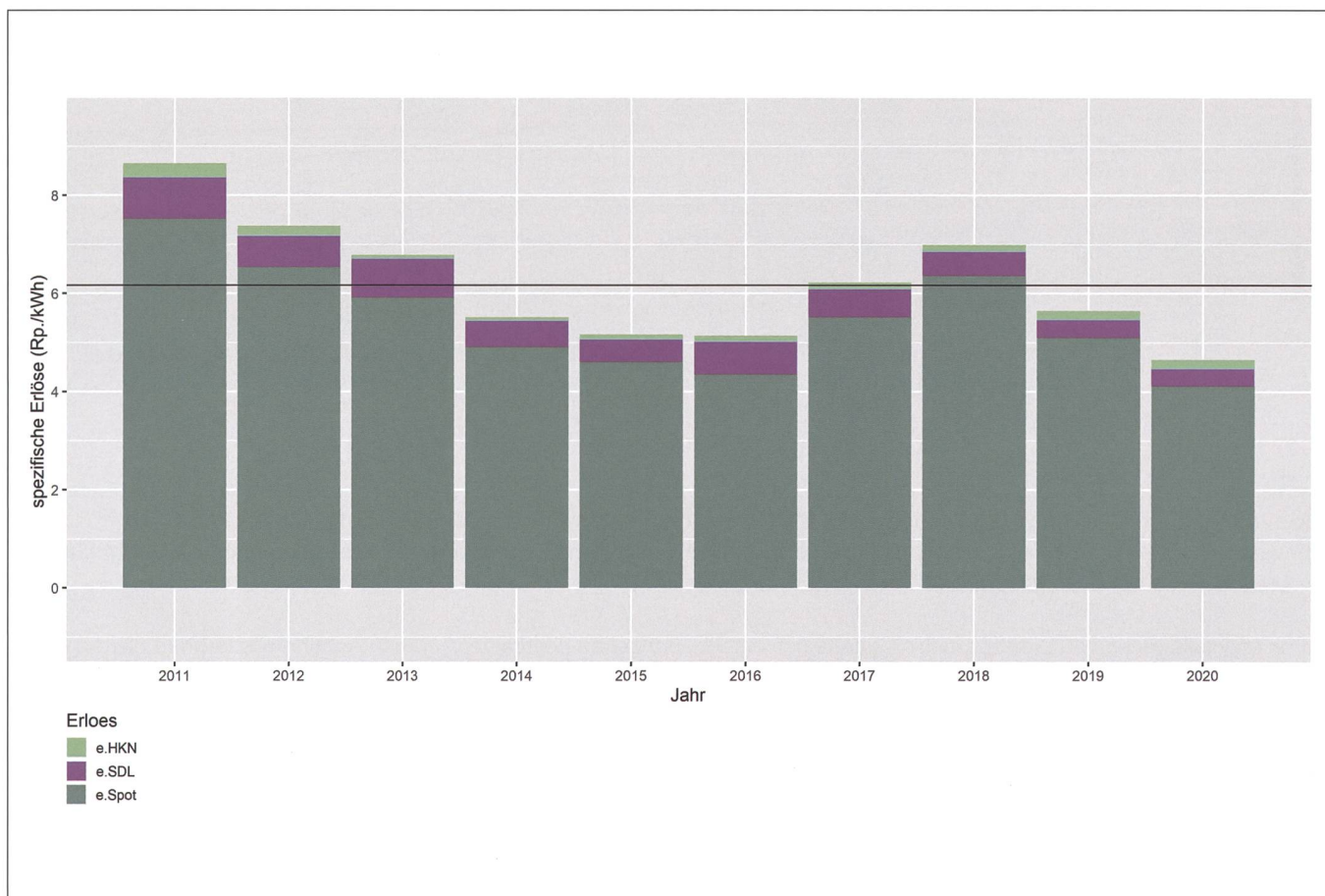


Bild 10: Spezifische Erlöse (Rp./kWh) sämtlicher Kraftwerke für die Jahre 2011–2020 nach Erlösarten. Schwarze Linie: durchschnittliche Erlöse über alle Jahre und Kraftwerke.

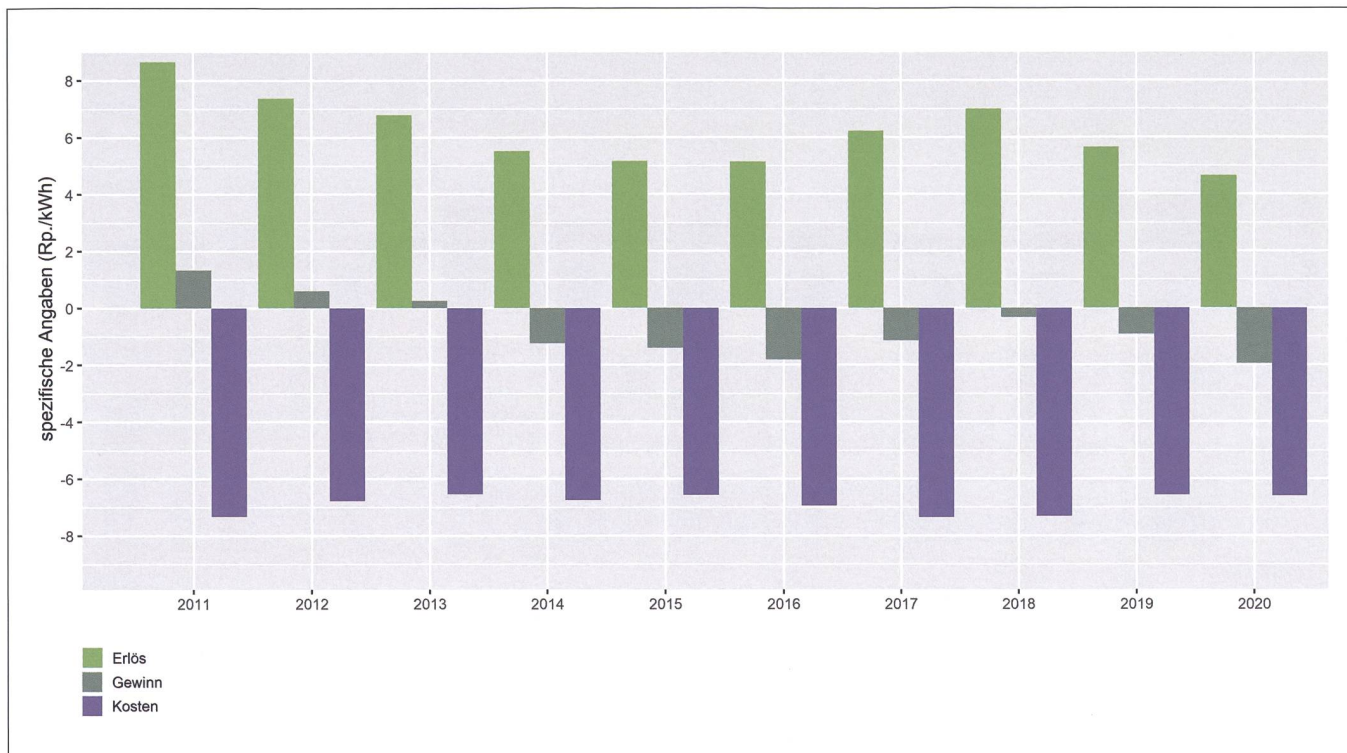


Bild 11: Spezifische Kosten, Erlöse und Gewinne bzw. Verluste (Rp./kWh) sämtlicher Kraftwerke für die Jahre 2011–2020.

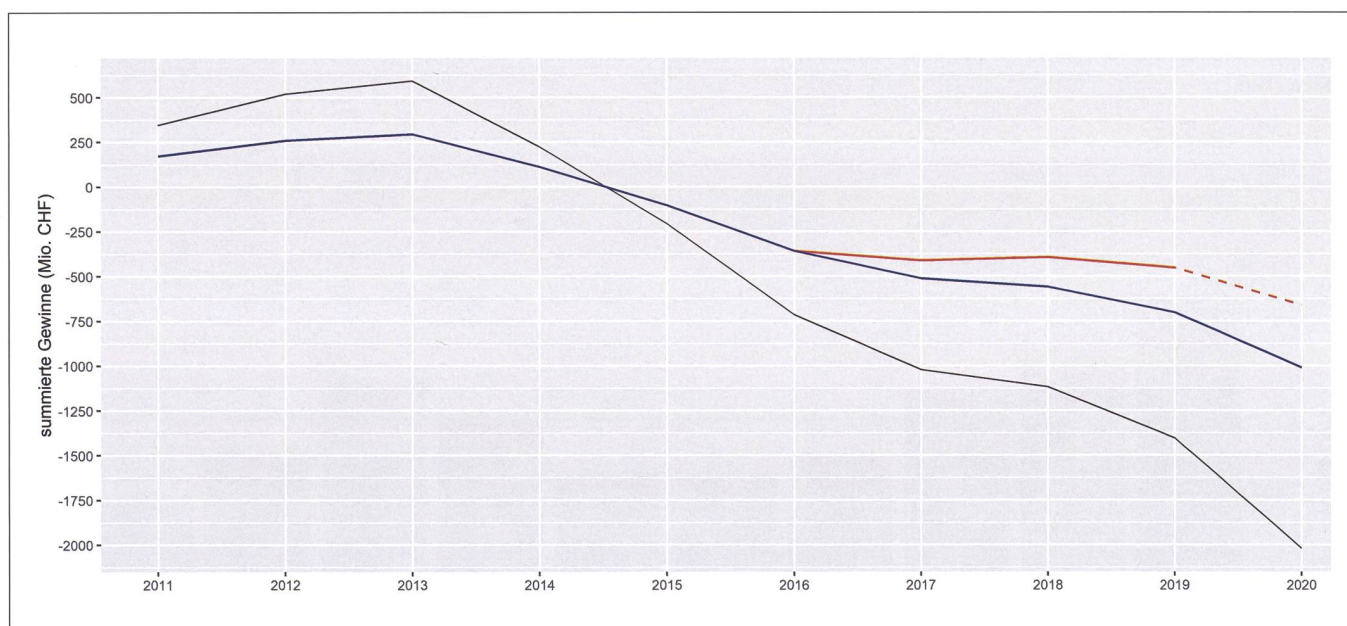


Bild 12: Summierte Gewinne bzw. Verluste (Mio. CHF) sämtlicher Kraftwerke für die Jahre 2011–2020.

Schwarze Linie: Summe; blau: zusätzlich Mitberücksichtigung der Grundversorgung; rot: zusätzlich Mitberücksichtigung der Marktprämie (für 2020 geschätzt).

wurde ebenfalls verzichtet. Dies aus mehreren Gründen: i) Durch die Berechnung der Gestehungskosten und der spezifischen Erlöse kann die spezifische Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft mit der vorliegenden Stichprobe gut aufgezeigt werden; ii) eine Hochrechnung wäre mit einem nicht zu unterschätzenden Zusatzaufwand verbunden, denn einerseits müsste die jährliche Pumpenergie bei den in der Stichprobe enthaltenen Kraftwerken heraus-

gerechnet werden, um genau bestimmen zu können, welcher Anteil der gesamten Produktion durch die Stichprobe abgedeckt ist und andererseits würde man mit einer linearen Extrapolation aus der bestehenden Stichprobe auf die Grundgesamtheit schliessen und damit unterstellen, dass die Kosten und die Kostenstruktur der tendenziell kleineren fehlenden Kraftwerke die gleichen sind wie für die in der Stichprobe enthaltenen Kraftwerke.

Diese Annahme ist a priori nicht zulässig und würde zu einer Zunahme der Unsicherheiten der Aussagen führen, ohne dass ein unmittelbarer Nutzen einer solchen Hochrechnung klar würde; iii) Obschon sich spezifische Gegebenheiten einzelner Kraftwerke durch die Mittelwertbildung ausgleichen, wird aus den Daten offensichtlich, dass grosse Kraftwerke und grosse Projekte einen erheblichen Einfluss auf die Mittelwertbildung haben, sodass die Zu-

Was sind Gestehungskosten und wie werden sie bestimmt?

Die jährlichen Gestehungskosten der Stromproduktion werden als Verhältnis der jährlichen Kosten auf Stufe Kraftwerk bzw. Stufe Betreiber und der jährlichen Produktion definiert und in Rp./kWh ausgewiesen. Die Variabilität der jährlichen Gestehungskosten ist somit einerseits auf die Schwankungen bei den jährlichen Kosten und andererseits auf die jährlichen Produktionsschwankungen zurückzuführen. Während die Kosten in erster Näherung als konstant angesehen werden können, sind bei der Produktion in Abhängigkeit der hydrologischen Verhältnisse erhebliche interjährliche Schwankungen möglich. Deshalb ist bei der Interpretation von Gestehungskosten stets Vorsicht geboten, insbesondere, wenn mehrere Kraftwerke und/oder Jahre aggregiert werden.

Zum verallgemeinerten Begriff der «Levelized cost of electricity» wird auf BFE/PSI (2019) verwiesen.

Tabelle K-1 veranschaulicht dies anhand eines einfachen Beispiels mit zwei Kraftwerken und zwei Jahren. Kraftwerk 1 ist ein schematisiertes kleines Speicherkraftwerk, Kraftwerk 2 ein grösseres Laufkraftwerk. Es wird zudem angenommen, dass Jahr 1 dank der Hydrologie eine überdurchschnittliche Produktion ermöglichte. Entsprechend wird unterstellt, dass die erzielbaren spezifischen Erlöse im Jahr 1 geringer sind als im Jahr 2. Kraftwerk 1 konnte aufgrund einer umfassenden Sanierung im Jahr 1 nur wenig produzieren, während gleichzeitig die Kosten aufgrund des hohen Fixkostenanteils aber nicht in gleichem Umfang gesenkt werden konnten.

Bild K-1 links zeigt die jährlichen Gestehungskosten von Kraftwerk 1 (blau) sowie den ungewichteten (violett) und den mit der jährlichen Produktion gewichteten Durchschnitt (rot). Bild K-1 Mitte zeigt die Gestehungskosten der beiden Kraftwerke für das Jahr 1 mit dem ungewichteten (orange) und dem mit der jährlichen Produktion gewichteten Durchschnitt (grau). Bild K-1 rechts zeigt schliesslich die ungewichteten und die mit der jährlichen Produktion gewichteten durchschnittlichen Gestehungskosten des Betreibers beider Kraftwerke über beide Jahre.

Sämtliche Auswertungen in diesem Bericht wurden mit der jährlichen Produktion gewichtet, was aufgrund der nicht ersichtlichen Produktionsmenge zu teilweise unplausiblen Bildern führen kann.

Angaben Kraftwerk 1					Angaben Kraftwerk 2					Zusammenfassung		
Kraftwerk	Jahr	Kosten	Produktion	GSK pro Jahr	Kraftwerk	Jahr	Kosten	Produktion	GSK pro Jahr	Jahr 1	Jahr 2	Betreiber
KW 1	Jahr 1	15	100	15,0	KW 2	Jahr 1	12	600	2,0			
KW 1	Jahr 2	24	400	6,0	KW 2	Jahr 2	9	300	3,0			
Summe		39	500				21	900				
GSK KW ungewichtet				10,5					2,5			
GSK KW gewichtet				7,8					2,3			
GSK Jahr ungewichtet										8,5	4,5	
GSK Jahr gewichtet										3,9	4,7	
GSK Betreiber ungewichtet I												6,5
GSK Betreiber ungewichtet II												5,1
GSK Betreiber gewichtet												4,3
Erlöse					Erlöse					Erlöse		
KW	Jahr	Erlöse	Produktion	spezifische Erlöse	KW	Jahr	Erlöse	Produktion	spezifische Erlöse	Jahr 1	Jahr 2	Betreiber
KW 1	Jahr 1	5	100	5,0	KW 2	Jahr 1	24	600	4,0			
KW 1	Jahr 2	32	400	8,0	KW 2	Jahr 2	15	300	5,0			
Summe		37	500				39	900				
Erlöse KW ungewichtet				6,5					4,5			
Erlöse KW gewichtet				7,4					4,3			
Erlöse Jahr ungewichtet										4,5	6,5	
Erlöse Jahr gewichtet										0,4	0,7	
Erlöse Betreiber ungewichtet I												5,5
Erlöse Betreiber ungewichtet II												5,9
Erlöse Betreiber gewichtet												5,4
Wirtschaftlichkeit					Wirtschaftlichkeit					Wirtschaftlichkeit		
KW	Jahr	Produktion	Delta		KW	Jahr	Produktion	Delta		Jahr 1	Jahr 2	Betreiber
KW 1	Jahr 1	-10	100	-1,0	KW 2	Jahr 1	12	600	2,0			
KW 1	Jahr 2	8	400	0,2	KW 2	Jahr 2	6	300	2,0			
Summe		-2	500				18	900				
Delta KW ungewichtet				-4,0					2,0			
Delta KW gewichtet				-0,4					2,0			
Delta Jahr ungewichtet										0,5	1,1	
Delta Jahr gewichtet										0,3	2,0	
Delta Betreiber ungewichtet I												-1,0
Delta Betreiber ungewichtet II												0,8
Delta Betreiber gewichtet												1,1

Tabelle K-1: Fiktives Beispiel zur Bestimmung der mengengewichteten Gestehungskosten. Angaben Kosten in Mio CHF, Produktion in GWh. Abkürzungen: GSK: Gestehungskosten in Rp./kWh, KW: Kraftwerk.



Bild K-1: Fiktives Beispiel zur Bestimmung der mengengewichteten Gestehungskosten in Rp./kWh.

lässigkeit der Extrapolation zusätzlich hinterfragt werden müsste.

Die Kraftwerkslandschaft der Schweiz ist sehr heterogen und so haben viele Kraftwerke Spezifika, die bei der Auswertung mit unzähligen Fussnoten ergänzt werden könnten. Da dies nicht gemacht wird, werden solche Unterschiede verwischt. Da es aber nicht das Ziel ist, über die Wirtschaftlichkeit im Einzelfall Aussagen zu machen, sondern über den Wasserkraftwerkspark Schweiz als Ganzes, ist es vertretbar, eine Mittelwertbildung vorzunehmen, ohne alle Spezialitäten entweder zu erwähnen oder herauszurechnen. Insgesamt ergibt sich mit dieser Stichprobe ein sehr robustes und zuverlässiges Bild über die vergangenen zehn Jahre. Während auf der Kostenseite in erster Näherung eine Konstanz beobachtbar ist, schwankten die Erlöse beträchtlich. Diese grossen Schwankungen dürften auch

in Zukunft bestehen bleiben, was für die Investitionsbereitschaft der Betreibergesellschaften nicht förderlich sein wird.

Der vorliegende Datensatz beinhaltet wesentlich mehr Informationen, als dass nur Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft gemacht werden können. Nebst Detailauswertungen zu den einzelnen Kostenarten liefern auch die Angaben aus der Bilanz zahlreiche interessantes Material, um zusätzliche Analysen zum Substanzwert der Schweizer Wasserkraft machen zu können. Dieser Artikel ist somit erst ein Anfang zu den Auswertungen der Daten und den Erkenntnissen aus den vergangenen zehn Jahren.

Danksagung

Diese Arbeit konnte nur dank der tatkräftigen Unterstützung der Mitgliedsunterneh-

men des SWV erstellt werden. Der Autor möchte sich speziell bei den Mitgliedern der eigens für diese Erhebung eingesetzten Arbeitsgruppe bedanken. Diese haben die Daten aufbereitet, zur Verfügung gestellt und die Fragen des Autors teilweise sehr ausführlich beantwortet. Ebenfalls ein Dank gebührt der Arbeitsgruppe, die sich detailliert mit der Bestimmung der Kosten der Unternehmensführung und Bewirtschaftung auseinandergesetzt hat und damit eine jahrelang bestehende Lücke geschlossen hat. Und schliesslich gilt der Dank auch der Kommission Hydrosuisse, die mit der Auftragsvergabe und der Würdigung der Arbeiten dazu beigetragen hat, dass belastbare und qualitativ hochstehende Daten zur Verfügung stehen, die der Transparenz und der Glaubwürdigkeit der Betreiber auch in Zukunft helfen werden.

Quellen:

BFE (2017): Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft; Bern, 2017
BFE (2018): Rentabilität der Schweizer Wasserkraft – Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag der UREK-N; Bern, 2018
BFE (2021): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes für Förderinstrumente für die Produktion aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiestrategie 2050; Bern, 2021
BFE/CEPE (2014): Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft; Bern, 2014

BFE/CEPE (2018): Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft – Aktualisierung 2017; Bern, 2018
BFE/PSI (2019): Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen – Aufdatierung des Hauptberichts (2017); Bern, 2019
Flatt, M., Leuenberger, R., Boog, P., Marti, T. (2015): Unterstützung bestehende Wasserkraft / Einzelfallprüfung – Schlussbericht im Auftrag des Bundesamtes für Energie; Aarau, 2015
Piekenbrock D., Hasenbalg, C. (2014): Kompakt-Lexikon Wirtschaft; Springer Gabler, Wiesbaden, 2014
Piot, M. (2015): Steigende Kosten, sinkende Preise; VSE Bulletin, 2/2015

Piot, M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz; Wasserwirtschaft, 1/2017
VSE (2020): Basiswissen-Dokument «Internationaler Handel mit Strom, Grünstrom-Zertifikaten und Emissionsrechten»; Aarau, 2020

Autor:

Michel Piot, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Rütistrasse 3a, 5401 Baden,
michel.piot@swv.ch