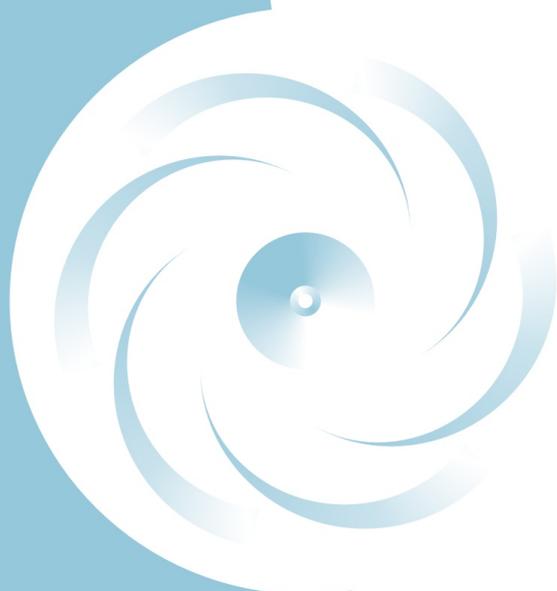


Kleinwasserkraft

Modul III Wirtschaftliche Aspekte



Auftraggeber

EnergieSchweiz, 3003 Bern

Auftragnehmer

Ernst Basler + Partner, Zollikerstrasse 65, 8702 Zollikon, www.ebp.ch

AF-Iteco AG, Alte Obfelderstr. 68, 8910 Affoltern am Albis, www.iteco.ch

Autor(en)

Ribi, Felix (Ernst Basler + Partner AG)

Strupp, Christian (AF-Iteco AG)

Perch Nielsen, Sabine (Ernst Basler + Partner AG)

Koordination Gesamtdokumentation Kleinwasserkraft

Skat Consulting AG, Vadianstrasse 42, 9000 St. Gallen, www.skat.ch

Feibel, Hedi und Bölli, Martin

Begleitpersonen BFE

Benno Frauchiger und Regula Petersen, Bundesamt für Energie BFE

Überarbeitete Version vom Mai 2020**Anmerkungen**

- Da sich die Rahmenbedingungen für die Kleinwasserkraft (wie auch die Internet-Links) regelmässig ändern, wird empfohlen auch die Website des BFE zu konsultieren.
- Begriffe für Personen und Personengruppen schliessen Frauen und Männer gleichermaßen ein.

Inhaltsverzeichnis

1.	Kosten und Abschreibungsdauern.....	4
1.1	Kosten von Kleinwasserkraft in der Schweiz	4
1.2	Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken	11
1.3	Abschreibungsdauern.....	12
2.	Finanzierung	13
2.1	Kapitalbedarf und Finanzierung im zeitlichen Ablauf	13
2.2	Finanzierungsformen	14
2.3	Anforderungen von Kapitalgebern	16
2.4	Wahl der Finanzierungsform.....	19
3.	Ertragsmodelle.....	20
3.1	Gesetzliche Einspeisevergütung	22
3.2	Verkauf auf dem freien Markt	23
3.3	Eigenverbrauch [20].....	24
3.4	Unterstützungsbeiträge	24
3.5	Wahl des Ertragsmodells.....	25
4.	Wirtschaftlichkeitsberechnung	26
4.1	Rentabilitätsberechnungsmethode.....	26
4.2	Kapitalwertmethode.....	28
4.3	Dynamische Berechnung der Gestehungskosten.....	30
4.4	Statische Berechnung der Gestehungskosten.....	33
5.	Quellenverzeichnis	35

1. Kosten und Abschreibungsdauern

1.1 Kosten von Kleinwasserkraft in der Schweiz

Die Kosten für den Bau eines Kleinwasserkraftwerks setzen sich aus Planungskosten, allgemeinen Kosten und Investitionskosten zusammen. Richtwerte zur Ermittlung dieser Kosten werden in den einzelnen Kapiteln beschrieben. Dabei wird aufgezeigt, welche Faktoren Einfluss auf die Kosten nehmen. Ebenso wird aufgezeigt, wie sich die laufenden Kosten zusammensetzen.

1.1.1 Planungskosten [1]

Kosten für Projektplanung und Bauleitung (Planerkosten)

Erfahrungswerte bereits ausgeführter Kleinwasserkraftwerke zeigen, dass sich die Kosten der Projektplanung inklusive Bauleitung auf rund 10 bis 18% der Baukosten belaufen (rund 8 bis 15 % der Investitionskosten). Bei sehr kleinen Anlagen können die Kosten für Projektplanung und Bauleitung sogar 20% der Baukosten oder mehr betragen. Kleinwasserkraftwerke sind immer Unikate und vereinen auch bei kleinen Gesamtkosten eine Vielzahl von Komponenten aus verschiedensten Fachbereichen. Daher sind bei Kleinwasserkraftwerken die Kosten des Planers prozentual höher als bei Grosskraftwerken. Je geringer die Bausumme ist, desto höher ist der prozentuale Anteil für Planung und Bauleitung an den Gesamtkosten. Planerleistungen für Umbaumassnahmen und Erweiterungen von vorhandenen Kraftwerken sind bei gleicher Bausumme gegenüber Neubauprojekten teurer.

Zur Bestimmung des Planerhonorars wird die Bausumme in die Bereiche Bau (Berechnung nach SIA 103¹) und Maschinenbau / Elektrotechnik (Berechnung nach SIA 108²) unterteilt. In Abbildung 1 sind zwei Zusammenhänge abgebildet: Erstens die Abhängigkeit der Planungskosten von der honorarberechtigten Bausumme und zweitens die Abhängigkeit des Zeitaufwands für den Planer von der honorarberechtigten Bausumme. Dabei kann auf der linken Y-Achse das Planerhonorar ermittelt werden. Auf der rechten y-Achse ist der Grundfaktor abgebildet, welcher für die Berechnung des Zeitaufwands benötigt wird. Der Zeitaufwand wird ermittelt, indem die Bausumme durch den Stundenansatz geteilt und mit dem Grundfaktor multipliziert wird.

Es ist ersichtlich, dass bezogen auf die Bausumme nach der SIA 108 eine höhere Vergütung stattfindet als nach der SIA 103.

¹ SIA 103: „Ordnung für Leistungen und Honorare der Bauingenieurinnen und Bauingenieure“ des Schweizerischen Ingenieur und Architektenvereins SIA

² SIA 108: „Ordnung für Leistungen und Honorare der Ingenieurinnen und Ingenieure der Bereiche Gebäudetechnik, Maschinenbau und Elektrotechnik“ des SIA

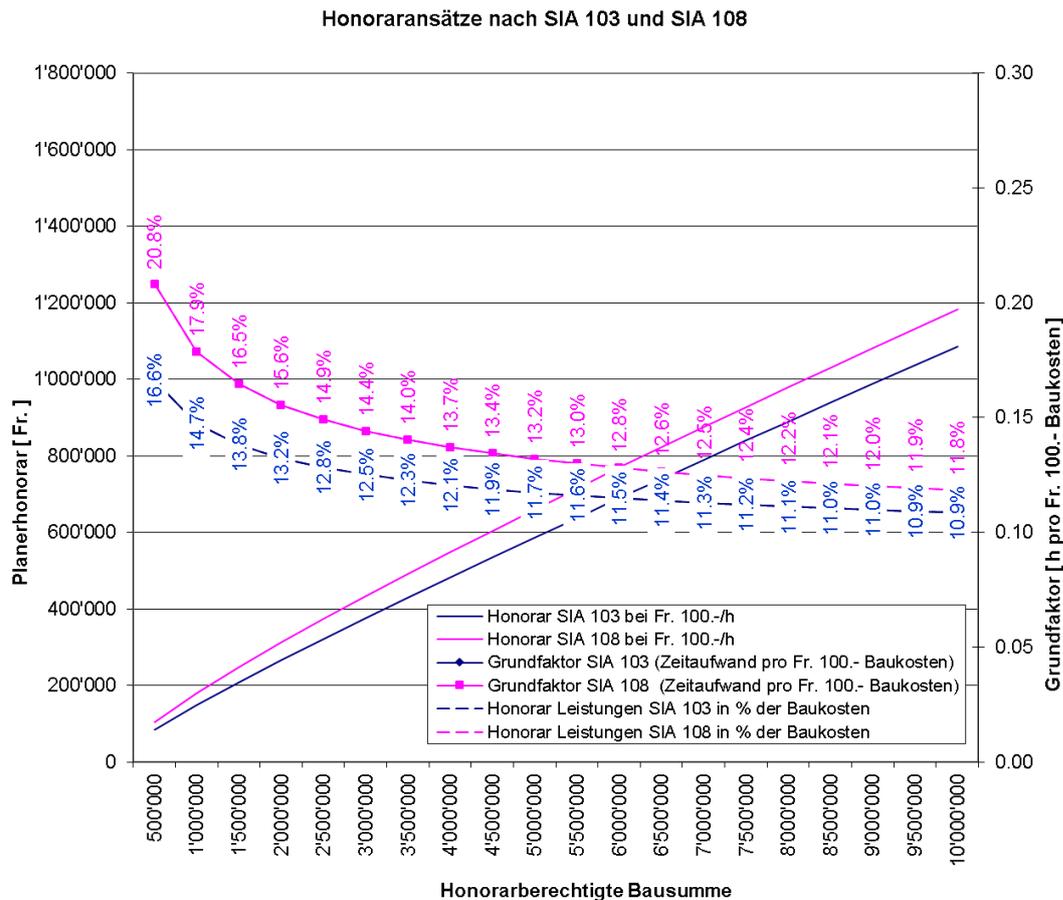


Abbildung 1: Honoraransätze nach SIA 103 und SIA 108 bezogen auf die Baukosten

Beispiel zur Berechnung der Planungskosten und des Stundenaufwandes:

Die Bausumme eines Kleinwasserkraftwerks mit einer installierten Leistung von 500 kW beträgt CHF 6 Mio. Der bauliche Anteil der Bausumme beträgt CHF 4 Mio., der Anteil des Maschinenbaus / Elektrotechnik (Elektromechanik, Steuerung, Stahlwasserbau) beträgt CHF 2 Mio. In unten aufgeführter Tabelle sind die Planerhonorare bei einem mittleren Stundenansatz von 100 CHF/h und der zur Planung zur Verfügung stehende Zeitaufwand ausgewiesen.

	Bereiche Bau SIA 103	Bereich Maschinenbau / Elektrotechnik SIA 108	Gesamt
Bausumme	4 Mio. CHF	2 Mio. CHF	6 Mio. CHF
Planerhonorar	480'000 CHF	310'000 CHF	790'000 CHF
Planerhonorar in % der Bausumme	12.1 %	15.6 %	13.2 %
Grundfaktor	0.121	0.156	
Zeitaufwand	4'840 h	3'120 h	7'960 h

Tabelle 1: Beispiel Bestimmung des Planerhonorars nach SIA 103 und 108

Kosten für Spezialuntersuchungen

Wegen der Komplexität von Kleinwasserkraftwerken müssen viele Spezialuntersuchungen durch Experten durchgeführt werden. So sind Vermesser, Geologen und Umweltspezialisten (Restwasserbericht / Umweltverträglichkeitsprüfung, Umweltbaubegleitung) in fast jedem Projekt involviert, wobei Spezialisten für Abdichtung, Bausubstanzuntersuchungen, Schwingungen / Körperschall, Architekten, Lüftungsbauer und weitere nur in besonderen Fällen hinzugezogen werden.

Die Kosten variieren stark je nach Projekt und können für die einzelnen Spezialuntersuchungen und Phasen bis zu mehreren zehntausend Franken betragen. Ein grober Schätzwert für alle Spezialuntersuchungen während des Projekts liegt bei ca. 20 % der Planungskosten (rund 1.5 bis 3 % der Investitionskosten).

1.1.2 Allgemeine Kosten

Unter allgemeinen Kosten werden die Kosten für Versicherungen während der Bauphase, Bauzinsen, Landerwerb, Durchleitungsrechte, Bauherrenkosten und ökologische Ausgleichsmassnahmen gebündelt. Auch diese Kosten variieren stark. Zusammengefasst können diese Aufwendungen durchaus 20 bis 25% der Gesamtkosten betragen. [1]

1.1.3 Investitionskosten von Kleinwasserkraftwerken

Es gibt bei Kleinwasserkraftwerken keine verlässlichen Regeln, die es erlauben, alleine aufgrund von wenigen Merkmalen wie z.B. Leistung, Fallhöhe oder Ausbauwassermenge die Gestehungs- oder Investitionskosten für ein konkretes Projekt zu bestimmen. Gerade weil die Streubereiche so gross sind, dass es unmöglich wird, zuverlässige Leistungs-/Fallhöhe-Kosten-Formeln herzuleiten, gibt es hierzu keine aussagekräftigen Informationen und jedes Projekt muss einzeln betrachtet werden. Exemplarisch hierzu sind in den nachfolgenden Abbildungen die Kosten einiger Kleinwasserkraftwerke gemessen an der Leistung aufgeführt.

Die Kosten basieren auf vorhandenen Grobanalysen und Vorstudien (Dezember 2014).

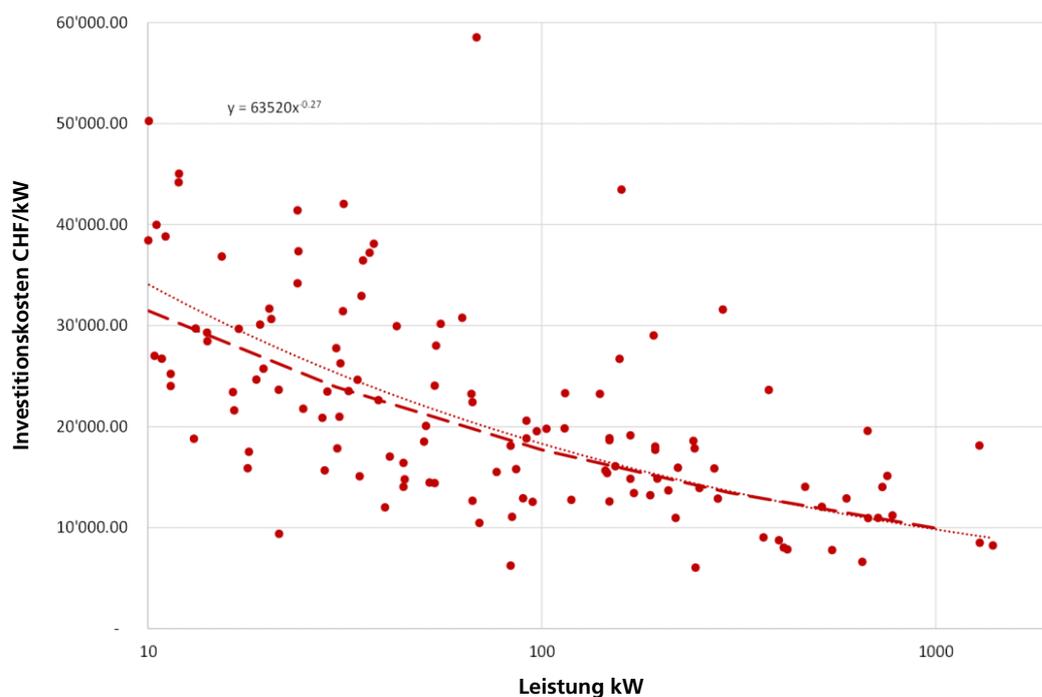


Abbildung 2: Investitionskosten in CHF/kW [2]

Aus Abbildung 2 wird ersichtlich, dass je grösser die Anlage ist, desto niedriger sind die (spezifischen) Investitionskosten pro installiertem Kilowatt.

Setzt man diese Daten in Relation zu der Fallhöhe, so wird ersichtlich, dass Kraftwerke mit geringer Fallhöhe in der Regel höhere Investitionskosten pro installiertem Kilowatt aufweisen als Kraftwerke mit hoher Fallhöhe. Bei der kostendeckenden Einspeisevergütung wird dieser Zusammenhang über den sogenannten Druckstufenbonus berücksichtigt. In Abbildung 3 wurden die auf der äquivalenten Leistung³ basierenden Einspeisevergütungen mit den effektiven Gestehungskosten der projektierten Anlagen verglichen. Diese Differenzen in Abhängigkeit der Fallhöhe bilden die Basis für den Druckstufenbonus. [2]

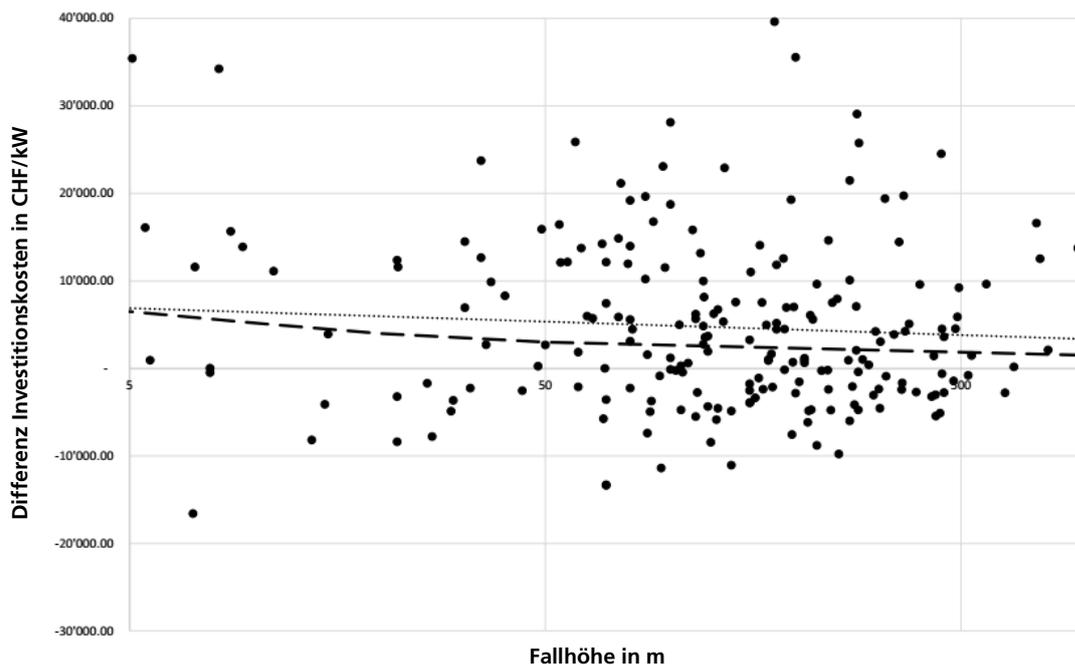


Abbildung 3: Grundlage zur Bestimmung des Druckstufenbonus [2]

Die spezifischen Kosten für Nebennutzungsanlagen (also z.B. Anlagen in Trinkwassersystemen) sind meistens tiefer als bei Neubauanlagen, da verschiedene Teile dem eigentlichen Hauptzweck der Anlage dienen und kostenmässig nicht dem Kraftwerk zugeordnet werden müssen (Beispiele: Brunnenstube oder Druckleitung bei einem Trinkwasserkraftwerk, Wehranlage bei einem Dotierkraftwerk).

Wird für eine Nutzbarmachung des vorhandenen Energiepotentials in einer Nebennutzungsanlage ein Ersatz oder ein Ausbau der bestehenden Anlage erforderlich, so steigen die spezifischen Anlagenkosten erheblich. Wird zum Beispiel bei einem Trinkwasserkraftwerk neben dem Einbau einer Turbine noch zusätzlich ein Ersatz der Leitung für die Energieerzeugung notwendig (z.B. weil eine höhere Druckfestigkeit erforderlich ist), so kann von einer Verdoppelung der Investitionskosten ausgegangen werden.

³ äquivalente Leistung = Jahresproduktion / Anzahl Jahresstunden

Prozentuale Kostenanteile der Anlagekomponenten von Kleinwasserkraftwerken

Wie bereits oben beschrieben ist jedes Kleinwasserkraftwerk ein Unikat. Sowohl die Gesamtkosten als auch die prozentualen Kostenanteile der Anlagenkomponenten können stark variieren. Grundsätzlich kann festgestellt werden:

- Je grösser die Fallhöhe, desto höher ist der Kostenanteil für die Triebwasserführung (Ausleitkanal und Druckleitung).
- Je grösser die Fallhöhe, desto geringer ist der Kostenanteil für den Bau.
- Je grösser die Fallhöhe, desto geringer ist tendenziell der Kostenanteil für die elektromechanische Ausrüstung (= E/M Kosten in Abbildung 4). [3]

Abbildung 4 zeigt die prozentuale Aufteilung der Kosten für die einzelnen Anlagenkomponenten bei Neubauprojekten sowie deren Streubereich. Die Punkte zeigen die berechneten Werte, während es sich bei den Linien um von Excel berechnete Trendlinien (logarithmische Funktion) handelt.

In den Anteil der Baukosten sind die Baustellenvorbereitung, Arbeiten am Wehr und Fassung (inkl. Stahlwasserbau), Maschinenhaus, Unterwasserkanal / Wasserrückgabe und „Verschiedenes“ eingerechnet.

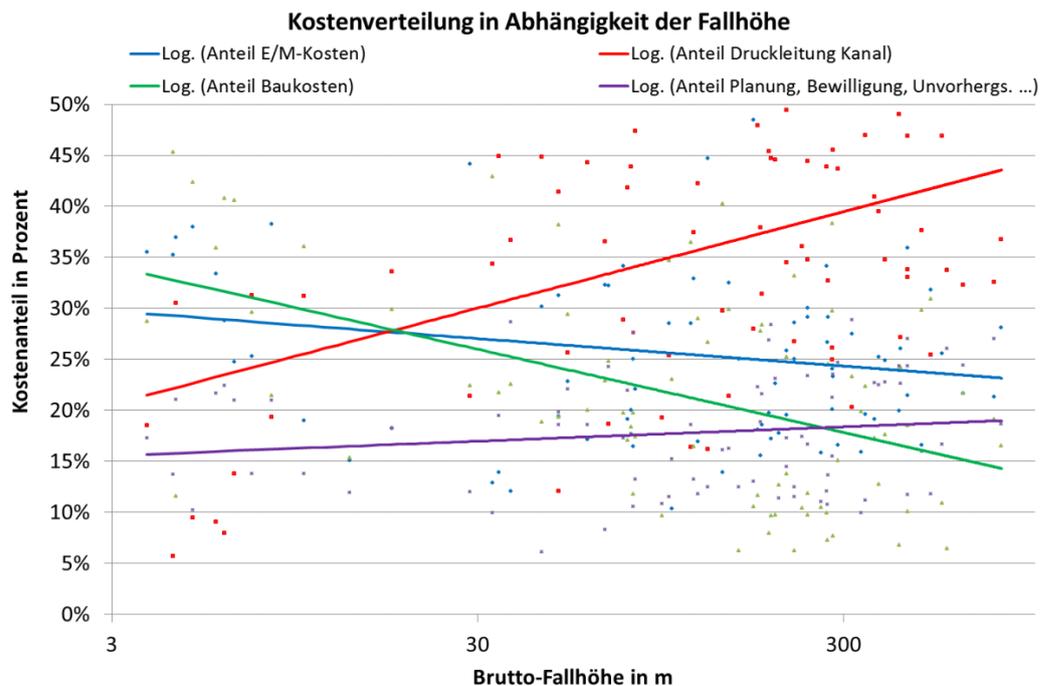


Abbildung 4: Kostenzusammensetzung bei Neubauten an Fließgewässern, in Abhängigkeit der Fallhöhe [3]

Eine detaillierte Aufschlüsselung der Kosten für Nebennutzungsanlagen ist bisher nicht erstellt worden.

1.1.4 Investitionskosten von Nebennutzungsanlagen

Im Rahmen des DIANE (Durchbruch innovativer Anwendungen neuer Energietechniken) Teilprojektes Kleinwasserkraft wurden Nebennutzungsanlagen (Trinkwasseranlagen [4] und Abwasseranlagen [5]) genauer untersucht. Die erhobenen Daten aus Mitte der 90er Jahre wurden auf das jetzige Kostenniveau umgerechnet und in Abbildung 5 dargestellt. Die Möglichkeit zur Nutzung bestehender Synergien stellt einen wesentlichen Faktor zur Kostenreduktion dar. Daher können die Gestehungskosten bei Nebennutzungsanlagen sehr stark variieren.

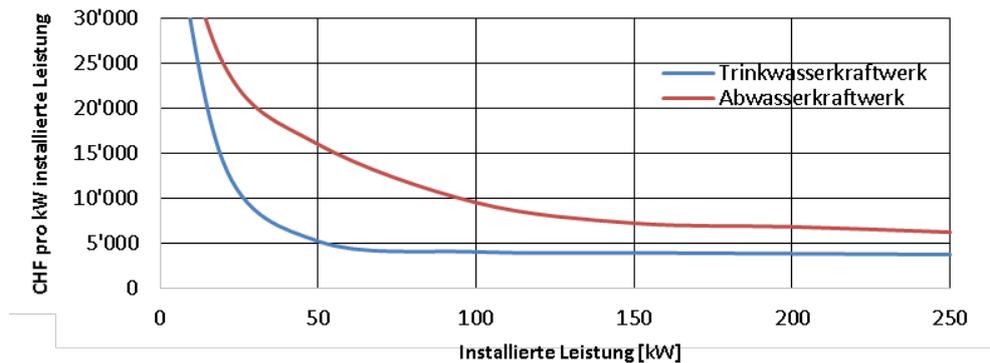


Abbildung 5: Spezifische Investitionskosten von Nebennutzungsanlagen pro kW installierte Leistung [4] [5]

1.1.5 Laufende Kosten

Die laufenden Kosten während des Betriebs von Kleinwasserkraftwerken können in Betriebs- und Unterhaltskosten, Kapitalkosten und öffentliche Abgaben unterteilt werden. Dabei ergeben sich folgende Richtwerte in Abhängigkeit der Investitionskosten. [1]

Laufende Kosten	Richtwerte in % der Investitionskosten
Betriebs- und Unterhaltskosten	1 – 3.5 %
Kapitalkosten	5 – 8 %
Öffentliche Abgaben	0.5 – 2 %

Tabelle 2: Laufende Kosten in Abhängigkeit der Investitionskosten

Betrieb und Unterhalt

Der Betrieb und Unterhalt umfasst Material, Fremdleistungen und Eigenleistungen inkl. Betriebsmittel mit Aktivitäten wie Inspektionen, Wartungen, Instandsetzungen, Reparaturen, Störungsbehebungen, etc. Ebenso sind administrative Kosten mit eingerechnet.

In den ersten Planungsphasen können die Betriebs- und Unterhaltskosten für Kleinwasserkraftwerke vereinfacht mit unten aufgeführter Tabelle abgeschätzt werden. Hierbei wird zwischen baulichen sowie mechanischen und elektrischen Anlagenteilen (Elektromechanik EM – Elektrotechnik ET – Leittechnik LT) unterschieden.

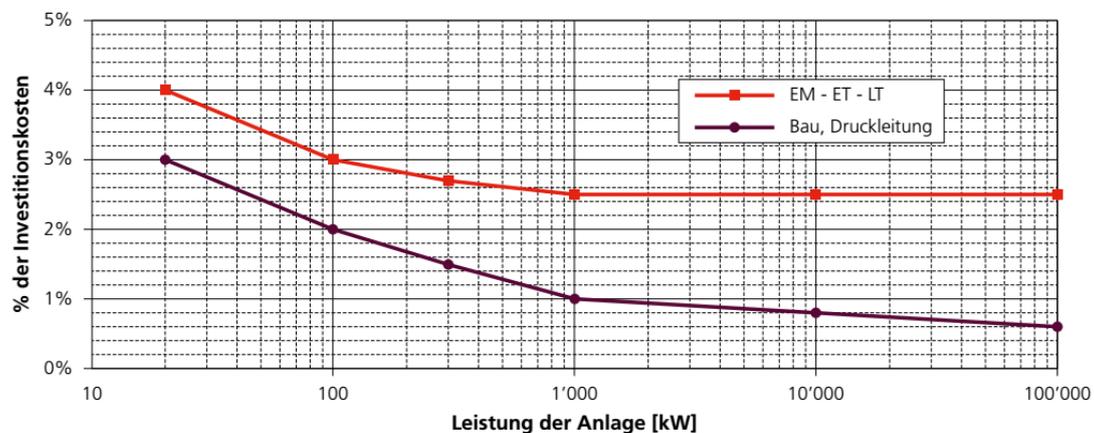


Abbildung 6: Richtwerte Betriebs- und Unterhaltskosten in Abhängigkeit der Anlagengrösse (Quelle: DIANE/ITECO, Grundlagen VSE für Grosskraftwerke und Erfahrungswerte) [1]

Diese Kosten sind jedoch stark abhängig von der Fallhöhe und der installierten Leistung. Gemäss einer Umfrage unter mehr als 100 Kleinwasserkraftwerksbetreibern durch Swiss Small Hydro [6] konnte folgende Tendenz festgestellt werden:

- Je grösser die Anlage, desto höher der Aufwand für Betrieb und Wartung – aber desto tiefer die spezifischen Kosten pro Kilowatt für Betrieb und Wartung.
- Je geringer die Fallhöhe (und damit auch je grösser die Wassermenge bei gleicher installierter Leistung), desto höher der Aufwand für Betrieb und Wartung – auch für die spezifischen Kosten pro Kilowatt für Betrieb und Wartung.

Die Publikation ermöglicht auch eine differenzierte Abschätzung der Betriebs- und Unterhaltskosten auf Basis von Fallhöhen und Anschlussleistungen und anhand von Erfahrungswerten aus der Praxis.

	< 5m		5...20m		> 20m		Insgesamt	
	CHF	CHF/kW	CHF	CHF/ kW	CHF	CHF/ kW	CHF	CHF/ kW
< 50kW	19'000	803	16'000	726	6'500	305	9'950	670
50...300 kW	43'500	336	27'700	236	18'000	136	29'000	224
300 kW...1 MW	99'300	249	76'111	161	99'400	175	88'100	161
> 1 MW							127'100	77
Alle Anlagen		484		191		176		285

Tabelle 3: Gesamte Jahreskosten für Administration, Betrieb und Unterhalt und Reparaturen

Kapitalkosten

Unter Kapitalkosten fallen der Zinsaufwand und der Aufwand für die Beschaffung und Verwaltung der finanziellen Mittel an. Der Zinsaufwand ist stark vom Zinssatz abhängig, der während der langen Lebensdauer von Kleinwasserkraftwerken sich oft mehrmals ändert.

Öffentliche Abgaben

Steuern

Steuern sind abhängig vom effektiven Geschäftserfolg zu bezahlen. Die Steuern können standortbezogen stark schwanken. Die Struktur der Trägerschaft übt dabei einen grossen Einfluss aus, da es sich steuerlich unterscheidet, ob ein Kraftwerk Bestandteil einer Firma ist, ob dafür eine eigene Gesellschaft errichtet wurde oder ob es in einem Kraftwerksverbund betrieben wird.

Vorzugsrechte öffentliche Hand

Als Gegenleistung für das Wassernutzungsrecht verlangen die Standortkantone und/oder –gemeinden Abgaben und zusätzliche Leistungen wie beispielsweise Stromlieferungen zu Vorzugskonditionen oder eine Beteiligung (Miteigentum) am geplanten Kraftwerk.

Wasserzins

Der Wasserzins ist das Entgelt, das die Schweizer Wasserkraftwerke für die Nutzung der Ressource Wasser zu entrichten haben. Die Höhe des zu zahlenden Wasserzinses basiert in der Regel auf der

mittleren jährlichen Bruttoleistung⁴. Die Wasserhöhe liegt je nach Kanton beim Kanton oder bei den Gemeinden. Das Maximum liegt derzeit gemäss Wasserrechtsgesetz bei 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung. Anlagen unter 1 MW Bruttoleistung sind vom Wasserzins gänzlich befreit. Für Anlagen mit einer durchschnittlichen Bruttoleistung zwischen 1 MW und 2 MW gilt ein linear ansteigender Wasserzins von 0 CHF/kW bis maximal 110 CHF/kW.

Die aktuelle Wasserzinsregelung gilt noch bis Ende 2019. Die Wasserzinsregelung ab 2020 soll unter Berücksichtigung der konkreten Lage der Wasserkraftwerke und der Förderungsmechanismen der Energiestrategie 2050 angepasst werden. [7]

Modul II	Technische Aspekte
Kapitel II-5	Betrieb und Wartung
Kapitel II-3	KWK in „Wasserinfrastruktur“

1.2 Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken

Eine Kostenanalyse existierender Anlagen, die um die Jahrtausendwende realisiert wurden, umgerechnet auf das heutige Kostenniveau, ergibt die Werte der untenstehenden Grafik. Die Kurvenform flöss auch in die Gestaltung der 2008 definierten Tarife der „Kostendeckenden Einspeisevergütungen“ (KEV) ein.

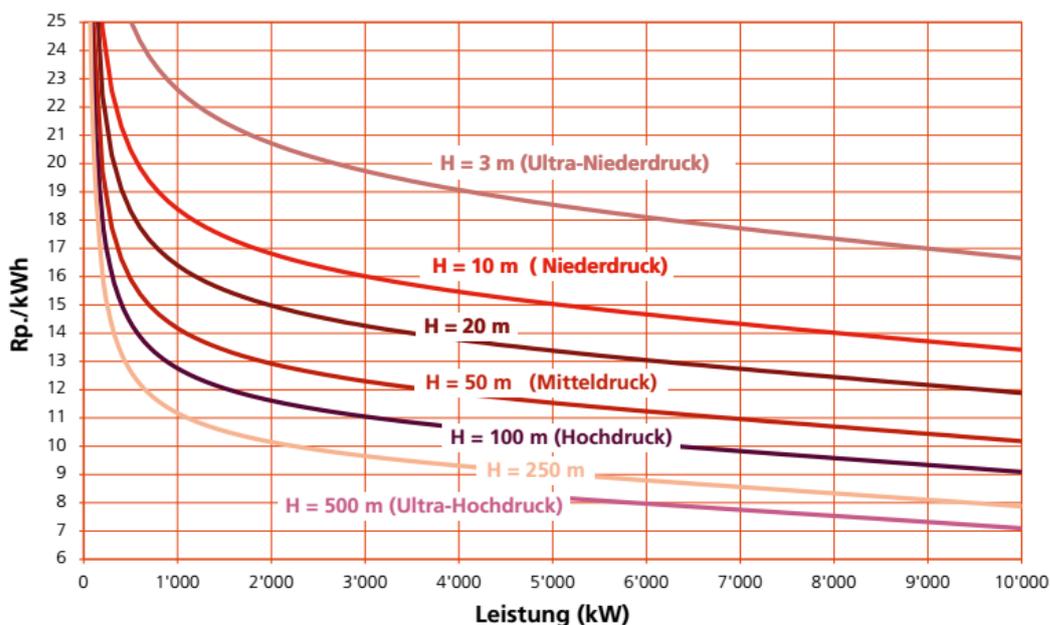


Abbildung 7: Statistisch ermittelte Gestehungskosten in Abhängigkeit der Leistung für verschiedene Fallhöhen (Quelle: statistische Erhebung ITECO/ISKB, 2007, mit Unterstützung des BFE) [1]

Aus dieser Grafik sind zwei Sachverhalte ersichtlich:

- Je grösser die Leistung, umso geringer die spezifischen Gestehungskosten pro installiertem Kilowatt.
- Je geringer die Fallhöhe, umso höher werden die spezifischen Gestehungskosten pro installiertem Kilowatt.

⁴ Mittlere hydraulische Bruttoleistung: berechnet sich in Abhängigkeit der nutzbaren Fallhöhe (inklusive Schwankungen des Ober- und Unterwasserspiegels) und der effektiv dem Gewässer entzogenen Wassermenge. Einige Kantone verzichten auf eine jährliche Neuberechnung, andere rechnen diese aufgrund der effektiven Produktion um.

Die Abweichung von diesen Richtwerten kann je nach Anlage sehr gross sein. Die Kosten des Kraftwerks sind – abgesehen von der Leistung und Fallhöhe - von zahlreichen weiteren Faktoren abhängig, wie z.B. Abflussregime, Verhältnis Fallhöhe zu Triebwasserweg, Geologie/Hydrogeologie, Qualität der Ausrüstung, Erschliessung der Kraftwerksanlagen, Auflagen, Synergien mit anderen Projekten etc. Im Leitfaden „Kleinwasserkraft Planung und Verfahren“ sind diese und weitere Faktoren ausführlich beschrieben [1].

Ausgewertete Informationen zu Gestehungskosten für Nebennutzungsanlagen existieren bisher nicht. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Gestehungskosten von Nebennutzungsanlagen deutlich tiefer ausfallen, und zwar umso mehr, je mehr Synergien genutzt werden können.

1.3 Abschreibungsdauern

1.3.1 Abschreibungsdauer einzelner Komponenten

Die Abschreibungsdauer kann nach verschiedenen Kriterien festgelegt werden:

- Technik: Die geplante Nutzungsdauer der Anlage wird durch den natürlichen oder technischen Verschleiss, wirtschaftliche Überholung oder Fristablauf (z.B. Konzession) bestimmt. Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) hat eine Liste zu solchen technischen Nutzungsdauern veröffentlicht [8]. Einfachheitshalber wird in Machbarkeitsstudien und Grobanalysen häufig von einer Abschreibungsdauer für baulichen Anlagenteile (inkl. Druckleitung) von 50 Jahren, für mechanische und elektrische Anlagenteile sowie der stahlwasserbaulichen Ausrüstung von 25 Jahren ausgegangen. Da Konzessionen von Wasserkraftwerken heutzutage teilweise nur noch mit einer Laufzeit von 40 Jahren ausgestellt werden, muss darauf geachtet werden, dass die Abschreibungsdauer die Konzessionsdauer nicht überschreitet.
- Tarife: Zugesicherte Zeitdauer für bestimmte Einspeisetarife, z.B. 15 Jahre für Tarife im Einspeisevergütungssystem (EVS) – dieses ersetzt seit 01.01.2019 die Kostendeckende Einspeisevergütung KEV. Letztere hatte anfangs eine Gültigkeitsdauer von 25 Jahren.

Vor dem definitiven Baubeschluss sollte die Wirtschaftlichkeit mit den angegebenen technischen Nutzungsdauern des VSE detailliert berechnet werden [8].

1.3.2 Einflussfaktoren auf die Abschreibungsdauer

Für die technische Lebensdauer und damit auch für die Abschreibungsdauer eines Kleinwasserkraftwerks ist eine Vielzahl von Faktoren verantwortlich. Man kann diese Einflussfaktoren wie folgt unterteilen:

- Bauwerkstoffe (Betonqualität)
- Materialqualität (Stahlwasserbau, elektromechanische Ausrüstung, Druckleitung)
- Planungsqualität
- Ausführungsqualität
- Umwelteinwirkungen (Hochwasser, Geschiebetrieb, Geschwemmsel, Temperatur, Feuchtigkeit, Strahlung, Luftverschmutzung, Bauwerkverschütterungen)
- Betrieb (Anfahren und Abfahren der Anlage, Schwingungen, Druckstösse)
- Instandhaltung (Qualität der Instandhaltung, Instandhaltungsfreundlichkeit des Bauteils, Instandhaltungsstrategie)

2. Finanzierung

2.1 Kapitalbedarf und Finanzierung im zeitlichen Ablauf

Die Finanzierung richtet sich grundsätzlich nach dem Kapitalbedarf. Dieser verändert sich fortlaufend in den verschiedenen Phasen eines Kraftwerks.

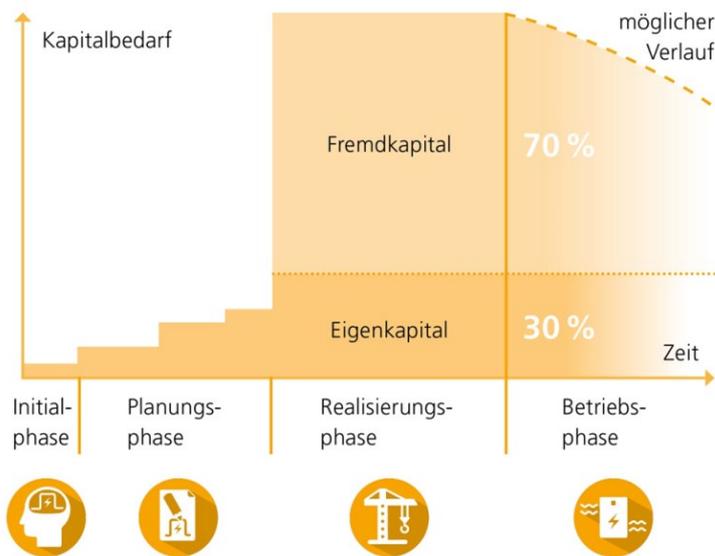


Abbildung 8: Entwicklung des Kapitalbedarfs und der Finanzierung [9]

In der Initialphase ist der Kapitalbedarf noch gering. Er beträgt ca. 0.5% bis 2% des gesamten Kapitalbedarfs. Die Finanzierung erfolgt mittels Eigenkapital in Form von Eigenleistungen und Geldbeträgen, welche die Trägerschaft des Kraftwerkprojekts einschiesst.

Der Kapitalbedarf für die Arbeiten in der Planungsphase nimmt gegenüber der Initialphase zu und umfasst rund 8 - 15% der gesamten Investitionskosten. Meist müssen diese durch Eigenkapital gedeckt werden, da Fremdkapital aufgrund der nach wie vor beträchtlichen Unsicherheiten kaum erschlossen werden kann.

In der Realisierungsphase fällt der Grossteil der Investitionen für den Bau und die Inbetriebnahme des Kraftwerks an. Da der Kapitalbedarf meist das zur Verfügung stehende Eigenkapital übersteigt, bedingt dies in den meisten Fällen die Aufnahme von Fremdkapital.

In der Betriebsphase sollten die Erträge die laufenden Aufwände für Betrieb und Unterhalt übersteigen und zudem die Bildung von Rückstellungen für künftige Erneuerungsinvestitionen, die Rückzahlung von Darlehen und die Zahlung von Fremdkapitalzinsen und Dividenden ermöglichen. In der Betriebsphase finden oftmals Umschichtungen in der Finanzierungsstruktur statt, indem mit dem erwirtschafteten Cash Flow Darlehen zurück bezahlt werden oder kurzfristige Baukredite in langfristige Darlehen umgewandelt werden. Da die Risiken in der Betriebsphase viel geringer sind als in der Realisierungsphase, in der noch beträchtliche Baurisiken bestehen, können durch Verhandlungen mit den Banken oftmals die Zinssätze gesenkt werden.

2.2 Finanzierungsformen

Die Finanzierung von Kleinwasserkraftwerken erfolgt üblicherweise auf der Basis von Eigenkapital und Fremdkapital. Das Fremdkapital kann von verschiedenen Quellen bezogen werden: von der Trägerschaft⁵ in Form von Gesellschafter- oder Aktionärsdarlehen (Bezeichnung ist abhängig von der Gesellschaftsform der Trägerschaft), direkten Darlehen von Nicht-Teilhabern oder Bankdarlehen. Ist die Trägerschaft nicht selbst in der Lage, die Finanzierung sicherzustellen, besteht die Möglichkeit, das Eigentum und folglich die Finanzierung der nötigen Investitionen an Dritte zu übertragen. Zwei mögliche Formen sind das Leasing und das Anlage-Contracting.

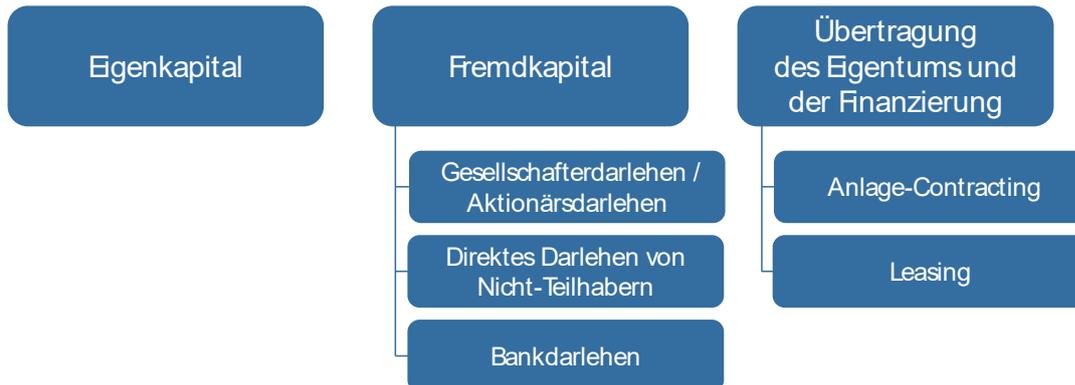


Abbildung 9: Überblick über Finanzierungsformen

2.2.1 Eigenkapital

Die Aktivitäten in der Initial- und Planungsphase werden üblicherweise ausschliesslich mit Eigenkapital finanziert, da die Risiken noch sehr hoch sind. In den weiteren Phasen bildet das Eigenkapital oft die Basis, auf der die Fremdkapitalfinanzierung aufbaut.

Wichtige Eigenschaften	<ul style="list-style-type: none"> • Eigenkapital sind Mittel, welche die Trägerschaft in Form von Geld, Sachwerten oder Eigenleistungen in das Projekt einbringt. • Bei der Unternehmensgründung entsteht das Eigenkapital durch Bareinlage oder Sacheinlage der Gesellschafter. Für Kapitalgesellschaften ist ein gesetzliches Mindest-Eigenkapital vorgesehen, der Einzahlungsnachweis ist dem Handelsregister bei Eintragung vorzulegen. Bei bestehenden Unternehmen entsteht Eigenkapital durch Kapitalerhöhung, Gewinnthesaurierung, Aktivierung von Vermögensposten, eine höhere Bewertung von Aktiva oder eine tiefere Bewertung von Passiva. • Eigenkapital muss nicht zurückbezahlt werden, d.h. die Mittel stehen der Trägerschaft auf unbegrenzte Zeit zur Verfügung. • Wer Eigenkapital einbringt, hat ein Mitspracherecht. • Eine solide Eigenkapitalbasis ist Voraussetzung für die Aufnahme von Fremdkapital. • Die Gesellschaftsform beeinflusst auch die Ausgestaltung des Eigenkapitals. Die Frage der Gesellschaftsform muss deshalb gemeinsam mit der Finanzierung betrachtet werden.
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Im Gegensatz zum Fremdkapital besteht keine Verpflichtung zur Verzinsung. Auch wenn Gewinn erzielt wird, muss dieser nicht ausbezahlt werden. Bei der Genossenschaft darf der Gewinn in der Regel nicht ausgeschüttet werden.

⁵ Das Modul 4, Kapitel 1.3 zeigt detailliert Informationen zu Trägerschaft und Betreibermodellen

Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Eigenkapital ist nachrangig gegenüber Fremdkapital und anderen Verbindlichkeiten im Konkursfall. Verlust des Kapitals im Konkursfall. • Es besteht die Gefahr, dass bei Entscheidungen der Trägerschaft der Teilhaber durch die Mehrheit überstimmt wird.
Eignung	<ul style="list-style-type: none"> • Finanzierung von Aufwand in der Initial- und Planungsphase • Wichtiger Kapitalsockel für mittlere und grössere Projekte • Bedeutender Kapitalanteil für kleinere bis mittlere Projekte

Tabelle 4: Überblick Eigenkapital

2.2.2 Fremdkapital

Da der Kapitalbedarf schon bei kleinsten Kraftwerken gross ist und das Eigenkapital der Trägerschaft häufig nicht ausreicht, ist üblicherweise auch Fremdkapital notwendig.

Wichtige Eigenschaften	<ul style="list-style-type: none"> • Fremdkapital ist nicht mit einem Mitspracherecht verbunden. • Fremdkapital wird durch regelmässige Zinszahlungen abgegolten. • Die Zinszahlung hat unabhängig vom Geschäftsverlauf zu erfolgen, d.h. es kommt zu konstanten Kapitalkosten, die durch den Betrieb gedeckt werden müssen. • Um die Zinsen zu begleichen und das Fremdkapital zurückbezahlen zu können, muss der Betrieb des Kraftwerks Gewinn abwerfen. • Im Konkursfall ist Fremdkapital vorrangig gegenüber Eigenkapital. • Fremdkapitalverträge können auslaufen oder gekündigt werden. • Zu welchen Konditionen und von welchen Geldgebern ein Darlehen erhältlich ist, wird durch die Bonität der Trägerschaft, hinterlegte Sicherheiten (z.B. Immobilien, Wertpapiere, Lebensversicherungen, Bürgschaften etc.) und die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks bestimmt.
Formen von Fremdkapital	<ul style="list-style-type: none"> • Gesellschaftsdarlehen / Aktionärsdarlehen • Direktes Darlehen (von Nicht-Teilhabern) • Bankdarlehen
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Bei einer gesicherten Wirtschaftlichkeit und klaren sowie kleinen Risiken ist der Fremdkapitalmarkt relativ ergiebig. • Kein Mitspracherecht der Fremdkapitalgeber.
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Sicherheiten sind von der Trägerschaft zu stellen. • Falls der Zinssatz nicht fixiert wurde, können bei steigenden Zinsen die Zinsaufwände zu einer starken finanziellen Belastung führen. • Pflicht zur Bezahlung von Kapitalkosten (Zinsen), ausser bei einem zinslosen Darlehen • Pflicht zur Rückzahlung des Fremdkapitals • Risiko der Kündigung des Vertragsverhältnisses von der Bank und damit sofortige Rückzahlungspflicht des ausstehenden Kreditbetrages, wenn bestimmte Finanzierungs-kriterien nicht eingehalten werden. Daraus kann eine unerwünschte Kapitallücke entstehen.
Eignung	<ul style="list-style-type: none"> • Fremdkapital ist meist nötig für die Deckung des hohen Kapitalbedarfs von Kleinwasserkraftwerken • Als Ergänzung zum Eigenkapital, bzw. zur Beschränkung des nötigen Eigenkapitalvolumens
Mögliche Kapitalgeber	<ul style="list-style-type: none"> • Gesellschafterdarlehen / Aktionärsdarlehen: Gesellschafter oder Aktionäre • Direktes Darlehen: Gemeinde und Kanton, Privatpersonen und Vereinigungen von Privatpersonen, Energieversorger, Stiftungen. Oftmals haben die Darlehensgeber einen direkten Bezug zum Kraftwerk. • Bankdarlehen: Verschiedene Banken, insbesondere solche, die zinsgünstige Darlehen für Kleinwasserkraftwerksprojekte vergeben: z.B. Alternative Bank, Freie Gemeinschaftsbank

Tabelle 5: Überblick Fremdkapital

Detaillierte Informationen zu den drei Fremdkapitalformen findet man im „Leitfaden Trägerschaft, Kooperationen und Finanzierung bei Kleinwasserkraftwerken“, der auf der Internetseite des Bundesamts für Energie (BFE) heruntergeladen werden kann [9]

2.2.3 Leasing und Anlage-Contracting

Wenn eine Trägerschaft nicht in der Lage ist, die Finanzierung eines Kraftwerks selbst sicherzustellen, besteht die Möglichkeit, das Eigentum und damit die Finanzierung der nötigen Investitionen an Dritte in Form eines Leasings oder Anlage-Contractings zu übertragen.

Wichtige Eigenschaften	<ul style="list-style-type: none"> • Beim Leasing ist der Leasinggeber Eigentümer des Kraftwerks und zuständig für die Finanzierung. Die Trägerschaft mietet die Anlage vom Eigentümer während der Leasingdauer, betreibt sie und hat nach Ablauf der Leasingdauer das Recht, die Anlage vom Leasinggeber zu erwerben. • Beim Anlage-Contracting besitzt, betreibt und finanziert der Contractor das Kraftwerk. Die Trägerschaft (Contractingnehmerin) bezieht den Strom zu vertraglich definierten Konditionen vom Contractor. • Die Trägerschaft ist nicht zuständig für die Finanzierung. Für die Trägerschaft entsteht kein Kapitalbedarf und es fallen folglich keine direkten Kapitalkosten an. Indirekt werden die Kapitalkosten jedoch weiterverrechnet.
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Die Trägerschaft benötigt kein Kapital für die Investition
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Durch die Auslagerung des Eigentums der Anlage entstehen Abhängigkeiten zum Leasinggeber bzw. zum Contractor • Die Risiken, die der Eigentümer der Anlage übernimmt, wird er in die Höhe der Contractinggebühr bzw. in die Leasinggebühr einfließen lassen
Eignung	<ul style="list-style-type: none"> • Falls die Trägerschaft nicht in der Lage bzw. willens ist, die Finanzierung des Kraftwerks selbst zu übernehmen • Eine gute Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks ist zwingend. Ansonsten werden die Investoren das Eigentum und dessen Finanzierung nicht übernehmen • Anlage-Contracting ist für den Eigenverbrauch geeignet, denn es stellt die Stromversorgung durch das spezifische Kraftwerk sicher, ohne dass Betriebsrisiken übernommen werden müssen und ohne dass Kapital und Betriebs-Know-how vorhanden sein muss.

Tabelle 6: Überblick Leasing und Anlage-Contracting

Detaillierte Informationen zu Anlage-Contracting und Leasing findet man im „Leitfaden Trägerschaft, Kooperationen und Finanzierung bei Kleinwasserkraftwerken“, der auf der Internetseite des BFE heruntergeladen werden kann [9]

2.3 Anforderungen von Kapitalgebern

Für jeden Investor, sei er Eigenkapital-, Fremdkapital-, Leasing- oder Anlage-Contractinggeber, sind die Wirtschaftlichkeit, die Sicherheiten und die Risiken eines Kraftwerks die zentralen Aspekte. Neben den allgemeinen Projekt- bzw. Kraftwerkinformationen sind diese in einem Businessplan zu dokumentieren, damit die Investoren eine gute Grundlage für ihren Entscheid erhalten.

2.3.1 Wirtschaftlichkeit

Die Ansprüche der Investoren an die Wirtschaftlichkeit stehen in grosser Abhängigkeit zu den Sicherheiten und Risiken aber auch zu den Renditen alternativer Investitionsmöglichkeiten. In der Initialphase sind Abklärungen zu Kosten, Erträgen und Renditeansprüchen zu unternehmen, damit die

Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks ein erstes Mal abgeschätzt werden kann. In den weiteren Phasen, in denen sich das Kraftwerkprojekt konkretisiert und somit genauere Angaben vorliegen, ist die Berechnung der Wirtschaftlichkeit zu aktualisieren.

Das Kapitel 0 dieses Berichts gibt detaillierte Informationen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit.

Zudem kann auf der Internetseite des BFE ein einfaches Tool zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit herunter geladen werden [10].

2.3.2 Sicherheiten und Risiken

Damit Kapitalgeber ihren Investitionsentscheid auf einer guten Informationsbasis treffen können, empfiehlt es sich, eine systematische Einschätzung der Sicherheiten und Risiken vorzunehmen und diese zu dokumentieren. Da sich die Risiken und Sicherheiten im Verlauf der Projektphasen verändern, sollten sie nach grossen Veränderungen neu bewertet werden.

Die nachfolgende Tabelle zeigt mögliche Sicherheiten und Risiken in den für Kleinwasserkraftwerken relevanten Bereichen.

Bereiche	Beispiele von Sicherheiten	Beispiele von Risiken
Institutionelle Aspekte	<ul style="list-style-type: none"> • Gute personelle Besetzung der Trägerschaft • Transparente, funktions- und entscheidungsfähige Organisationsstruktur der Trägerschaft • Kooperation mit qualifizierten Fachleuten, Nachweise über ausreichende Erfahrung und Kapazitäten der Planer, Lieferanten und Unternehmer 	<ul style="list-style-type: none"> • Schlechtes Projektmanagement • Fehlende personelle Ressourcen für einzelne Funktionen im Kraftwerkprojekt
Erträge	<ul style="list-style-type: none"> • Abgeschlossener Einspeisevertrag • Genehmigtes KEV/EVS-Gesuch 	<ul style="list-style-type: none"> • Sinkende Strompreise bzw. Tarifeinnahmen • Betriebsausfall • mangelhafte Steuerung der Anlage • zu optimistische Bewertung der Hydrologie • Anpassungen / Veränderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen
Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> • Bestehende Eigenkapitalbasis • Bankkredit mit fixem Zinsfuss 	<ul style="list-style-type: none"> • Absprung von Kapitalgebern • Anstieg des Zinsniveaus
Übrige finanzielle Aspekte	<ul style="list-style-type: none"> • Den erbrachten Leistungen der Planer, Lieferanten und Unternehmern angepasster Zahlungsplan (keine unverhältnismässigen Vorauszahlungen, Rückbehalte) 	<ul style="list-style-type: none"> • Illiquidität • steigende Abgaben
Planung	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsausweis des Planers (Referenzangaben, Kapazitäten) • Vorlegen der Projektberichte und Pläne • Expertisen oder Zweitmeinungen zu spezifischen Risiken einholen, z.B. Altlastenuntersuchung, geologische Untersuchung, Bericht zu den Naturgefahren 	<ul style="list-style-type: none"> • Planungsfehler • Planungsverzug • Überschreitung des budgetierten Planungskosten

Bewilligung	<ul style="list-style-type: none"> • Bestehende Bewilligung (mit Erfüllung aller Auflagen) 	<ul style="list-style-type: none"> • lange und somit teure Bewilligungsverfahren • negativer oder mit zu vielen Auflagen versehener Bewilligungsentscheid
Baukosten	<ul style="list-style-type: none"> • Verbindliche Offerten über ca. 80 % der Bau- und Planungskosten • Baukostenschätzung, Ausschreibungsunterlagen und Offerten durch erfahrenen Planer geprüft (evtl. Zweitmeinung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Baukostenüberschreitung, z.B. infolge geologischer Verhältnisse, Naturgefahren oder lückenhafter Planung • Terminverzug
Betrieb	<ul style="list-style-type: none"> • Bereits abgeschlossene Betriebs- und Wartungsverträge • Seriöse, vollständige Betriebskostenschätzung, welche im Wirtschaftlichkeitsnachweis berücksichtigt ist. 	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenüberschreitung beim Betrieb und Unterhalt • Mangelhafter Unterhalt mit Folgeschäden • Ineffizienter Betrieb
Qualität	<ul style="list-style-type: none"> • Vertraglich abgesicherte Sicherheitsleistungen (Garantien) der Lieferanten und Unternehmer, wie Rückhalte, Erfüllungs- und Gewährleistungsgarantien 	<ul style="list-style-type: none"> • Qualitätsmängel bei Arbeiten und Lieferungen • Terminverzug und dessen Folgen • Nicht bereinigte Mängel • Fehlende (finanzielle) Druckmittel, um die Rechte des Bauherrn auf die termin- und qualitätsgerechte Erbringung der Leistungen durchzusetzen
Elementarschäden	<ul style="list-style-type: none"> • Darstellung, welche Versicherungen in der Bau- und Betriebsphase notwendig sind sowie Nachweis, dass entsprechende Prämien im Finanzplan eingerechnet sind. • Versicherung für Elementarschäden 	<ul style="list-style-type: none"> • Nicht eingerechnete Versicherungsprämien oder nicht gedeckte Schäden bei Hochwasser, Lawinen, Felssturz
Haftung	<ul style="list-style-type: none"> • Haftpflichtversicherung 	<ul style="list-style-type: none"> • Nicht eingerechnete Versicherungsprämien oder nicht gedeckte Schäden bei Personenunfällen, Sachschäden
Externe Sicherheiten	<ul style="list-style-type: none"> • Bürgschaften • Pfandbriefe auf Grundstücken und Liegenschaften 	

Tabelle 7: Übersicht über Sicherheiten und Risiken

Die Sicherheits- und Risikosituation eines Projekts beeinflusst die Finanzierbarkeit eines Projekts sehr stark. Kraftwerkprojekte, die sehr grosse Risiken aufweisen, sind meist nicht finanzierbar. Fremdkapitalgeber, insbesondere Banken sind oft risikoavers und verlangen weitgehende Sicherheiten. Eigenkapitalgeber sind in der Regel eher bereit, Risikokapital in ein Projekt einzuschiessen. Die übernommenen Risiken müssen jedoch durch eine entsprechende Rendite kompensiert werden. Mit Hilfe einer Risikoanalyse und dem Aufzeigen, dass in Bezug auf relevante Risiken Massnahmen umgesetzt wurden, steigen die Chancen, Fremd- und Eigenkapitalgeber gewinnen zu können.

2.4 Wahl der Finanzierungsform

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben erfolgt die Finanzierung in der Initial- und der Planungsphase meist durch Eigenkapital, da der Kapitalbedarf klein und die Risiken hoch sind. Es bestehen oft keine Alternativen.

In der Planungsphase erfolgt eine detaillierte Finanzplanung, die auch eine detaillierte Planung der Finanzierung für die nachfolgenden Phasen umfasst. Ausgangspunkt dieser Planung ist meist das Eigenkapital, das die Trägerschaft in das Kraftwerk investieren kann bzw. will. Ist der Eigenkapitalbetrag eher klein, stellt sich die grundsätzliche Frage, ob die Trägerschaft das Eigentum des Kraftwerks und die Finanzierung an einen Leasing- oder an einen Anlage-Contractinggeber übertragen will. Zur Beantwortung der Frage sind die Vor- und Nachteile der in Kapitel 2.2 beschriebenen Finanzierungsformen gegeneinander abzuwägen. Entscheidet sich die Trägerschaft gegen eine Übertragung des Eigentums und der Finanzierung oder gelingt diese nicht, stellt sich die Frage, welche Anteile durch Eigenkapital und welche durch Fremdkapital gedeckt werden sollen. Bei der Beantwortung der Fragen werden folgende Aspekte in Betracht gezogen:

- Kapitalbedarf
- Eigenkapitalbasis
- Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks
- Sicherheiten und Risiken
- Konditionen der Kapitalgeber
- Kapitalbeschaffungsaufwand

Zudem werden die spezifischen Vor- und Nachteile der in Kapitel 2.2 beschriebenen Finanzierungsformen berücksichtigt. Ein hoher Anteil von Fremdkapital wird von der Trägerschaft oft angestrebt, um mittels Hebeleffekt (im Fachjargon auch Leverage-Effekt genannt) eine genügend hohe Eigenkapitalrendite zu erwirtschaften. In der Praxis ist ein Fremdkapitalanteil von bis zu 70% möglich. Banken fordern für Darlehen in der Betriebsphase üblicherweise 30% Eigenkapital, falls gute Sicherheiten vorliegen. Bei geringeren Sicherheiten werden bis zu 50% Eigenkapital gefordert. Weiter setzen Banken voraus, dass die Gesellschaftsform eine Aktiengesellschaft ist, da das Gesetz bei einer Aktiengesellschaft einen hohen Mindestkapitalbetrag verlangt und strenge Vorschriften bestehen, die das Vorgehen bei misslicher finanzieller Situation bestimmen. Die Laufzeit von Bankdarlehen beträgt üblicherweise maximal 16 Jahre. Die Kreditkonditionen (insbesondere der Zinssatz) hängen von der Schuldnerbonität, den Sicherheiten, dem allgemeinen Zinsniveau und den bankinternen Margenanforderungen ab. Unter derzeitigen Marktbedingungen sind Zinssätze von 2.5% bis 3% eine realistische Verhandlungsbasis.

Weiter gilt zu beachten, dass Fremdkapitalgeber erst ein Projekt finanzieren, wenn:

- Die Konzession und die Baubewilligung vorliegen oder die Genehmigung zumindest absehbar ist,
- Offerten für den Bau und wesentliche Anlagenbestandteile vorliegen,
- Der Stromabnahmevertrag unterschrieben ist oder die KEV/EVS-Zusicherung bzw. der Wartepflicht (für die KEV/EVS) bekannt ist, sowie
- Die wesentlichen Risiken abschätzbar sind.

Risikofreudigere Eigenkapital-Geber können dagegen auch zu einem früheren Projektstadium einsteigen, jedoch wird für die höhere Risikobereitschaft meist eine höhere Rendite erwartet. Ausnahmen sind ideologisch motivierte Investoren, die es insbesondere bei Kleinanlagen gibt.

3. Ertragsmodelle

Die Erträge von Kleinwasserkraftwerken bestehen hauptsächlich aus dem Verkaufserlös des Stroms und der ökologischer Qualität. Teilweise können noch Zusatzerträge durch Unterstützungsbeiträge des Bundes oder anderer Quellen erzielt werden. Die Erträge aus dem Strom und der ökologischen Qualität können heute durch den Eigenverbrauch, die gesetzliche Einspeisevergütung oder den Verkauf auf dem freien Markt erzielt werden (siehe untenstehende Abbildung; hier steht KEV sinngemäss auch für das seit 2018 gültige Einspeisevergütungssystem).

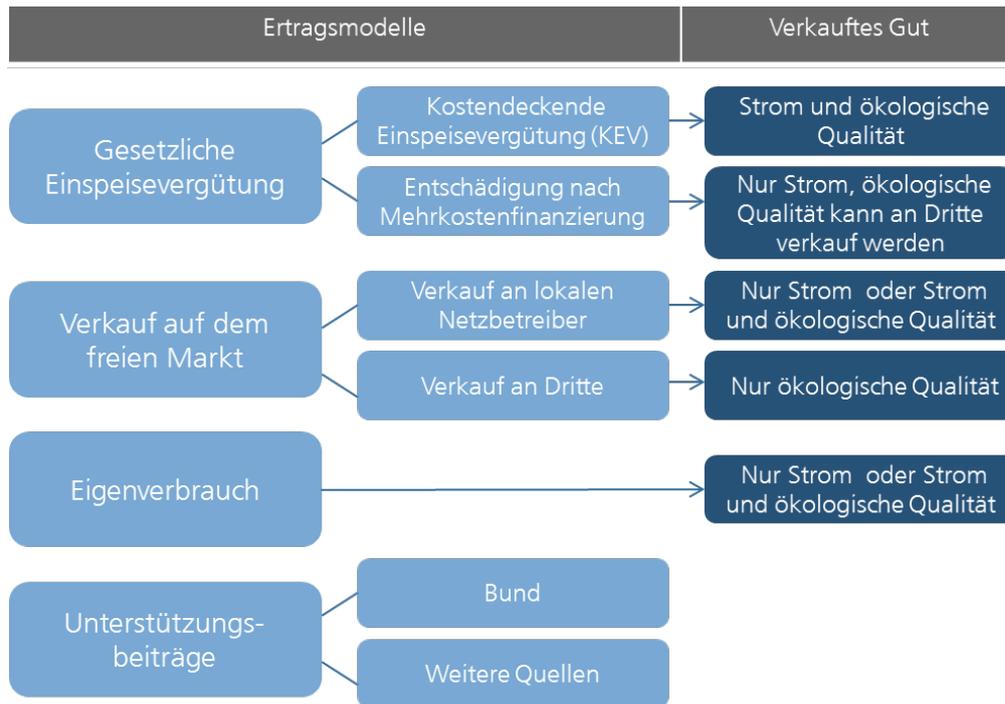


Abbildung 10: Ertragsmodelle (2019)

Die verschiedenen subventionierten Tarife des Bundes (MKF, KEV und EVS) sind im folgenden Kapitel 3.1. beschrieben.

Wie die obenstehende Grafik (Abbildung 10) zeigt, besteht auch die Möglichkeit, den Strom und die ökologische Qualität in Form eines Herkunftsnachweises oder nur den Strom an den lokalen Netzbetreiber zu verkaufen. Falls die ökologische Qualität nicht an den lokalen Netzbetreiber verkauft wird, kann sie direkt oder über Verkaufsplattformen (Ökostrombörsen) an Dritte verkauft werden.

Herkunftsnachweise (HKN) [11], [12], [13]

Für jegliche Art der Vermarktung der ökologischen Qualität des Stroms braucht es Herkunftsnachweise. Herkunftsnachweise dienen dazu, die Qualität des gelieferten Stroms zu kennzeichnen und zu garantieren. Sie geben Auskunft über:

- Die produzierte Elektrizitätsmenge in kWh
- Die Energieträger, welche zur Produktion der Elektrizität eingesetzt werden
- Den Zeitraum und den Ort der Produktion
- Die Identifikationsdaten der Produktionsanlage
- Die technischen Daten der Produktionsanlage (Leistung, Art, etc.)
- Label wie beispielsweise «naturemade star», «TÜV SÜD Erzeugung EE», etc.

Die Pronovo stellt für jede Kilowattstunde Strom, die erzeugt wird, einen HKN aus und stellt diesen dem Anlagebetreiber zur Verfügung. Der HKN ist vom physischen Stromfluss entkoppelt und wird losgelöst als eigenständiges Zertifikat gehandelt. Nach erfolgreichem Abschluss eines Handelsgeschäfts werden die Herkunftsnachweise im System der Pronovo vom Verkäufer an den Käufer weitergegeben (siehe untenstehende Abbildung). Detaillierte Informationen zum Weitergeben von Herkunftsnachweisen sind auf der Internetseite von Pronovo erhältlich. Wenn ein Stromlieferant den HKN einem Endkonsumenten verkauft, wird der HKN im Konto des Stromlieferanten von der Pronovo entwertet.

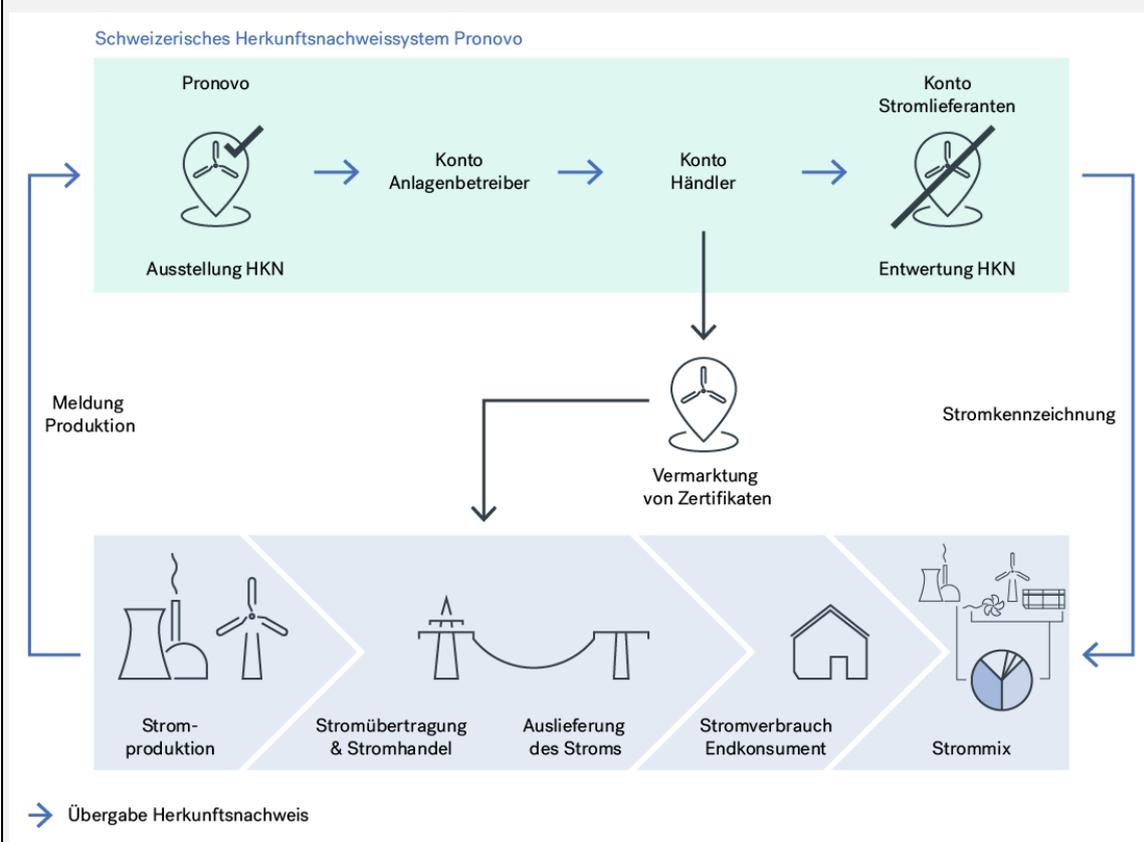


Abbildung 11: Lebenszyklus des Herkunftsnachweises [11], [12], [13]

Schweizerische Herkunftsnachweise basieren auf dem europäischen Energiezertifikatsstandard (European Energy Certificate System EECS) und erfüllen die Anforderungen der europäischen Gesetzgebung. Auf dieser Grundlage werden erneuerbare Energien bereits seit 2006 erfolgreich im In- und Ausland vermarktet und eingesetzt.

3.1 Gesetzliche Einspeisevergütung [14]

3.1.1 Entschädigung nach Mehrkostenfinanzierung (MKF) [15]

Produzenten können den Strom von Kleinwasserkraftwerken, die vor dem 1. Januar 2006 in Betrieb gingen und deren Bruttoleistung bis 1 MW beträgt, bei ihrem lokalen Netzbetreiber einspeisen und erhalten dafür einen Jahresmittelpreis von 15 Rp. / kWh. Für die Erstattung der Entschädigung müssen die unabhängigen Produzenten bei der Pronovo Herkunftsnachweise ausstellen lassen. Detaillierte Informationen enthält die Richtlinie Mehrkostenfinanzierung [16]

Werden solche Anlagen ausgebaut oder erneuert, so kann ein Investitionsbeitrag beantragt werden. Ein „Ausbau“ liegt vor, wenn beispielsweise die Stromproduktion um mindestens 20% oder die Fallhöhe um mindestens 10% erhöht wird. Bei einer „Erneuerung“ muss mindestens eine Hauptkomponente der Anlage ersetzt werden und die Investition im Verhältnis zur durchschnittlich in einem Jahr der letzten fünf vollen Betriebsjahre erzielten Nettoproduktion mindestens 7 Rp./kWh betragen. Die Details dazu sind in der Energieförderungsverordnung EnFV geregelt. Der Anspruch auf eine MKF verfällt mit der Zusicherung eines Investitionsbeitrags.

3.1.2 Kostendeckende und „kostenorientierte“ Einspeisevergütung (KEV und EVS)

Situation bis 01.01.2018

Die KEV war das Instrument des Bundes zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, die der Mehrkostenfinanzierung (MKF) folgte. Grundsätzlich musste die Einspeisevergütung KEV, die Gestehungskosten pro kWh einer „Referenzanlage“ decken. Bezüglich der Berechtigung bestehen folgende Bedingungen: Das Kleinwasserkraftwerk (Leistung < 10 MW) muss nach dem 1. Januar 2006 neu in Betrieb genommen, erheblich erweitert oder erneuert worden sein. Das BFE bestimmte die Vergütungssätze und passte sie periodisch an die aktuellen Gestehungskosten an. Kleinwasserkraftwerke werden bezüglich der Vergütungssätze in folgende Kategorien eingeteilt:

- Anlagen, die an natürlichen Gewässern erstellt werden
- Anlagen an bereits genutzten Gewässerstrecken sowie Nebennutzungsanlagen

Im Dezember 2016 zum Beispiel betrug die Vergütung der ersten Kategorie maximal 24.8 Rp./kWh, jene der zweiten Kategorie maximal 38 Rp./kWh. Das heisst, dass man an natürlichen Gewässern weniger bekommt, damit ein Anreiz besteht, bereits verbaute Gewässer zu nutzen. Obwohl die Kosten bei Anlagen der Kategorie 2 in der Regel deutlich tiefer sind, liegt das Maximum der Vergütung höher.

Die Vergütungssätze von Wasserkraftwerken setzen sich aus einer Grundvergütung in Abhängigkeit der äquivalenten Leistung³, einem allfälligen Druckstufen-Bonus und einem allfälligen Wasserbau-Bonus zusammen. Die Vergütung bei Anlagen der Kategorie 1 wurde aus Akzeptanzgründen gegen oben begrenzt und deckt somit nicht mehr in jedem Fall die Kosten einer Referenzanlage.

Die KEV wird durch einen Netzzuschlag auf jede kWh Elektrizität, die Endkonsumenten beziehen, finanziert. Seit 2018 beträgt der Netzzuschlag maximal 2.3 Rp./kWh. Die Einnahmen aus dem Netzzuschlag reichten jedoch nicht, um alle angemeldeten Kleinwasserkraftprojekte zu berücksichtigen. Nicht berücksichtigte Kraftwerke wurden auf eine Warteliste gesetzt. Mittlerweile hat das BFE kommuniziert, dass die Warteliste auch mit dem erhöhten Netzzuschlag nicht abgebaut werden kann. Zudem läuft das Einspeisevergütungssystem EVS Ende 2022 aus. Im Frühjahr 2020 hat die Vernehmlassung zum Nachfolgemodell begonnen.

Zum 01.01.2018 waren 556 Kleinwasserkraftwerke in Betrieb und erhielten Förderbeiträge [17]. Im April 2017 hatten 256 Kleinwasserprojekte einen positiven Förderbescheid erhalten und befanden sich in der Realisierung und 555 weitere Anlagen waren auf der Warteliste [18]. Die Anlagen auf der Warteliste hatten keinen Anspruch auf eine Vergütung. Der Bau einer Anlage ohne positiven Bescheid

erfolgt auf eigenes Risiko. Erst mit Erhalt eines positiven Bescheids besteht ein Anrecht auf Vergütung.

Energiestrategie 2050 (ab 01.01.2018) [19], [20]

Das Parlament hat im Herbst 2016 das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 beschlossen. Das erste Massnahmenpaket wurde in der Abstimmung vom 21. Mai 2017 vom Volk angenommen. Damit wird es ab 01.01.2018 für Kleinwasserkraftwerke zu folgenden relevanten Änderungen kommen [19], [20].

- Der **Kostendeckel** für die Finanzierung der Fördermittel wurde von 1.5 auf 2.3 Rp./kWh **erhöht**. Diese zusätzlichen Mittel ermöglichten einen weiteren **Abbau der Warteliste**. Allerdings konnten weiterhin nicht alle Anlagen auf der Warteliste finanziell gefördert werden. Dies, weil das Parlament festlegte, die Einspeisevergütung fünf Jahre nach Inkrafttreten des revidierten Gesetzes einzustellen, und weil auch die neuen Fördermittel dazu nicht genügten. Theoretisch wären bis Ende 2020 neue Zusagen möglich gewesen. Bereits erteilte Fördermittelzusagen werden jedoch bis zum gesetzlich definierten Ende erfüllt.
- Die Betreiber von **Neuanlagen**, d.h. Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden, mit einer Leistung⁶ zwischen 1 und 10 MW sowie Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, auch wenn deren Leistung kleiner als 1 MW ist, können am **Einspeisevergütungssystem** teilnehmen. Zudem kann der Bundesrat für weitere Wasserkraftanlagen Ausnahmen von dieser Untergrenze vorsehen, sofern sie innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen oder mit keinen neuen Eingriffen in natürliche Gewässer verbunden sind.
- Ab dem 1. Januar 2020 müssen die Betreiber von Anlagen ab 100 kW, die neu in die EVS integriert sind, ihren Strom selbst auf dem Markt verkaufen. Die Einspeisevergütung setzt sich bei dieser sogenannten **Direktvermarktung** [21] für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm **am Markt erzielten Erlös und der sogenannten Einspeiseprämie** für die eingespeiste Elektrizität zusammen. Die Einspeiseprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenzmarktpreis. Der Vergütungssatz, der vom BFE festgelegt wird, orientiert sich an den bei der Inbetriebnahme einer Anlage massgeblichen Gestehungskosten von langfristig wirtschaftlichen Referenzanlagen. Das heisst, wenn beispielsweise der Vergütungssatz Rp. 28 / kWh und der Referenzmarktpreis Rp. 5 / kWh betragen, beträgt die Einspeiseprämie Rp. 23 / kWh.
- Die Betreiber von **bestehenden Anlagen** mit einer Leistung von mindestens 300 kW können für **erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen**, die nach dem 1. Januar 2013 realisiert wurden, **Investitionsbeiträge** in Anspruch nehmen [22]. Anlagen, die mit einem Trinkwasserversorgungs- oder Abwasserentsorgungssystem verbunden sind sowie Anlagen, die innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen oder mit keinen neuen Eingriffen in natürliche Gewässer verbunden sind, erhalten auch Beiträge, wenn sie kleiner sind als 300 kW.
- Die Investitionsbeiträge werden im Einzelfall bestimmt. Sie betragen für Kleinwasserkraftwerke (Leistung < 10 MW) maximal 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.

3.2 Verkauf auf dem freien Markt

3.2.1 Verkauf an lokalen Netzbetreiber

Unabhängige Produzenten können den Strom ins lokale Netz einspeisen und den **Strom und die ökologische Qualität oder nur den Strom** dem lokalen Netzbetreiber verkaufen. Der Netzbetreiber ist verpflichtet den Strom abzukaufen. Netzbetreiber, die ihren Kunden Ökostromprodukte anbieten sind in der Regel auch interessiert, die ökologische Qualität abzukaufen. Falls der Netzbetreiber kein

⁶ Hier gilt die Leistung als mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers, gemäss Art. 51 des Wasserrechtsgesetzes WRG

Interesse am Kauf der ökologischen Qualität hat, kann diese auch an andere Abnehmer verkauft werden (siehe Kapitel 3.2.2).

Sowohl der Preis für den Strom als auch der Preis für die ökologische Qualität sind grundsätzlich Verhandlungssache. Werden sich die Parteien nicht einig, soll der Strompreis sich mindestens nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Energie richten. Die Details zur Berechnung sind auf der Internetseite der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom zu finden [23].

3.2.2 Verkauf an Dritte

Falls die **ökologische Qualität** des Stroms nicht dem Netzbetreiber verkauft wird, kann sie auch an Dritte (z.B. Energieversorger, Firmen oder Privatpersonen) verkauft werden. Für den Verkauf braucht es Herkunftsnachweise (HKN), die sich der Produzent bei der Pronovo ausstellen lassen kann. Der Verkauf kann sowohl direkt (OTC, over the counter) oder über Verkaufsplattformen, sogenannte Ökostrombörsen erfolgen. Beispiele von Verkaufsplattformen sind:

- Ökostrombörse Schweiz: www.oekostromboerse-schweiz.ch
- Ökostrombörse Pro: www.oekostromboerse-pro.ch
- Ökostrombörse: www.oekostromboerse.ch
- Strom von hier: www.stromvonhier.ch
- Naturstrombörse: www.naturstromboerse.ch
- BUYECO: www.buyeco.ch
- Stromallmend: www.stromallmend.ch

3.3 Eigenverbrauch [24]

Alle Stromproduzenten haben das Recht, die erzeugte Elektrizität vor Ort selbst zu verbrauchen. Es gibt also keine Pflicht, den produzierten Strom ins Netz einzuspeisen. Das Recht auf Eigenverbrauch gilt für alle Anlagen, unabhängig von der Grösse, der verwendeten Technologie oder einer allfälligen Förderung mittels Investitionsbeiträgen. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, den nicht vom Produzenten selbst verbrauchten Strom abzunehmen. Nur die tatsächlich ins Netz eingespeiste Energie (Überschussproduktion) wird dann als eingespeist behandelt und vergütet. Da die Bezugstarife höher sind als die Einspeisetarife, sind spezielle Zähler zu installieren.

Das BFE empfiehlt Stromproduzenten, die eine Anlage im Eigenverbrauch betreiben wollen, möglichst frühzeitig mit dem Netzbetreiber Kontakt aufzunehmen, um im konkreten Fall Umsetzungsfragen zu klären. Detaillierte Informationen enthält die Vollzugshilfe für die Umsetzung des Eigenverbrauchs, die auf der Internetseite des BFE zu finden ist [24].

Der Eigenverbrauch ist für den Kraftwerkseigner dann wirtschaftlich attraktiv, wenn seine Gesteungskosten tiefer sind als der Preis für den vom Endlieferanten bezogenen Strom. Dies trifft in vielen Fällen zu, da im Preis der Endlieferanten auch Netzkosten enthalten sind.

3.4 Unterstützungsbeiträge

Der Bund vergibt im Rahmen von EnergieSchweiz Förderbeiträge für Grobanalysen im Rahmen von CHF 2'000 (für Private: CHF 1'800). Detaillierte Informationen sind auf der Internetseite des Kleinwasserkraftverbandes Swiss Small Hydro [25] zu finden.

Auch sind Beiträge an Pilot- und Demonstrationsanlagen möglich. Für weitere Informationen hierzu ist das Forschungsprogramm Wasserkraft des BFE zu kontaktieren [26].

Weitere Quellen

Zum Teil unterstützen auch folgende Institutionen Kraftwerksprojekte mit finanziellen und materiellen Beiträgen:

- Kanton oder Gemeinde
- Denkmalpflege (historische Anlagen)
- Lotteriefonds
- Verschiedene Stiftungen (z. B. Schweizer Berghilfe)

Die Bedingungen sind im Einzelfall abzuklären.

3.5 Wahl des Ertragsmodells

Nachfolgend wird die Wahl des Ertragsmodells aus rein wirtschaftlicher Sicht beurteilt. Falls die Möglichkeit besteht, eine gesetzliche Einspeisevergütung für den Strom aus dem Kleinwasserkraftwerk zu erhalten, ist dies in den meisten Fällen das attraktivste Ertragsmodell, da die Einspeisevergütung konstante Erträge über mehrere Jahre garantiert und meist über den Erträgen liegt, die auf dem freien Markt erzielt werden können. Der Verkauf über die Einspeisevergütung ist zudem oft auch attraktiver als der Eigenverbrauch, da der Tarif über den Kosten für den Strombezug bei einem Endlieferanten liegt.

Von der Einspeisevergütung konnten jedoch nur noch wenige Neuanlagen, die bereits auf der KEV/EVS-Warteliste waren, profitieren. Wie bereits erwähnt sind die dafür verfügbaren Mittel mittlerweile aufgebraucht. Somit müssen alternative Ertragsmodelle in Betracht gezogen werden.

Falls ein Strombedarf für den Eigenverbrauch besteht, ist der Eigenverbrauch oftmals das zweitattraktivste Ertragsmodell für den Strom, da die vermiedenen Kosten durch einen Bezug beim Stromlieferanten meist grösser sind, als die Erträge, die durch einen Verkauf an den lokalen Netzbetreiber erzielt werden können. Der Hauptgrund ist, dass die Strompreise der Endlieferanten auch Netzkosten und Abgaben enthalten. Für den Strom, welcher der Produzent selber nicht verbraucht, erhält der Produzent vom Netzbetreiber meist den Marktpreis, der zurzeit sehr tief ist. Wie bereits unter Kapitel 3.3 erläutert, werden für Einspeisung und Bezug separate Zähler installiert. Es wird nicht einfach das Net-metering (Nettoverbrauch) angewendet.

Die ökologische Qualität kann in Form von HKN auf dem freien Markt verkauft werden, falls man sie nicht behalten will.

Das am wenigsten attraktive Ertragsmodell ist heute der Verkauf auf dem freien Markt, da die Preise für den Strom und die ökologische Qualität, die Netzbetreiber heute bezahlen, sehr tief sind. Meist decken sie nicht einmal die Gestehungskosten.

4. Wirtschaftlichkeitsberechnung

4.1 Rentabilitätsberechnungsmethode

Die Rentabilitätsberechnung ist eine statische Investitionsrechnung mittels welcher die Rentabilität, die Gesamtkapital- und die Eigenkapitalrendite berechnet werden können.

4.1.1 Definitionen

Rentabilität

Bei der Rentabilitätsberechnung wird der erzielte Gewinn während der Investitionsdauer ins Verhältnis zum durchschnittlich eingesetzten Kapital während der Investitionsdauer gesetzt.

$$\text{Rentabilität} = \frac{\text{Gewinn vor Zinsen}}{\text{Durchschnittlich eingesetztes Kapital}}$$

Es wird der Gewinn vor Zinsen verwendet, um die Rentabilität finanzierungsunabhängig auszuweisen, das heisst unabhängig davon, mit welchen Anteilen an Eigen- und Fremdkapital die Investition finanziert wird. Durch die Verwendung des durchschnittlich eingesetzten Kapitals wird die Wertveränderung der Investition berücksichtigt.

Gesamtkapitalrendite

Wird die Rentabilität durch die Investitionsdauer geteilt, erhält man die jährliche Gesamtkapitalrendite.

$$\text{Gesamtkapitalrendite} = \frac{\text{Gewinn vor Zinsen}}{\text{Durchschn. eingesetztes Kapital} \times \text{Investitionsdauer}}$$

Zur Beurteilung, ob sich eine Investition lohnt, wird die Gesamtkapitalrendite mit den eigenen Gesamterwartungen verglichen. Die ermittelte Rendite kann auch zur Beurteilung von Finanzierungsvarianten (wie z.B. Bankkrediten) genutzt werden.

Eigenkapitalrendite

Zur Berechnung der Eigenkapitalrendite wird der Gewinn nach Zinsen, d.h. unter Berücksichtigung der Fremdkapitalzinsen verwendet. Weiter wird der Gewinn ins Verhältnis zum durchschnittlich eingesetzten Eigenkapital gesetzt und durch die Investitionsdauer geteilt.

$$\text{Eigenkapitalrendite} = \frac{\text{Gewinn nach Zinsen}}{\text{Durchschnittlich eingesetztes Eigenkapital} \times \text{Investitionsdauer}}$$

Zur Beurteilung, ob sich der Eigenkapitaleinsatz lohnt, wird die Eigenkapitalrendite mit den eigenen Renditeerwartungen verglichen.

4.1.2 Beispiel

Annahmen

Leistung des Kraftwerks	1.5 MW
Durchschnittliche jährliche Stromerzeugung	5.2 GWh
Investitionsdauer	20 Jahre
Ertrag durch Verkauf Strom und ökologischen Mehrwert	18.27 Rp / kWh
Investitionskosten (Entwicklungs-, Planungs- und Realisierungskosten)	CHF 9'700'000 (einmalig am Anfang)
Abschreibungen	CHF 435'000 (jährlich)
Restwert der Anlage am Ende der Investitionsdauer	CHF 1'000'000
Durchschnittlich eingesetztes Kapital = (Investitionskosten + Restwert) : 2	CHF 5'350'000
Durchschnittlich eingesetztes Eigenkapital	CHF 1'850'000
Bankdarlehen (durchschnittlicher Betrag über Nutzungsdauer)	CHF 3'500'000
Durchschnittlicher jährlicher Zinsaufwand für Fremdkapital (Bankdarlehen), bei einem Zinssatz von 3%	CHF 105'000
Aufwand für Betrieb, Unterhalt, Versicherung, Vermarktungs- und Verwaltungskosten und übrige Betriebskosten	CHF 170'000 (jährlich) in den Jahren 1 - 10 CHF 190'000 (jährlich) in den Jahren 11 – 20
Wasserzinsen	CHF 82'500 (jährlich)
Ertrag durch Verkauf Strom und ökologischen Mehrwert	CHF 950'000 (jährlich)

Tabelle 8: Annahmen für Berechnung

Berechnung Rentabilität und Gesamtkapitalrendite

Gesamtertrag während der Investitionsdauer	CHF 19'000'000
Abschreibungen während der Investitionsdauer	CHF 8'700'000
Aufwand für Betrieb, Unterhalt, Versicherung, Vermarktungs- und Verwaltungskosten und übrige Betriebskosten während der Investitionsdauer	CHF 3'600'000
Wasserzinsen während der Investitionsdauer	CHF 1'650'000
Gesamtaufwand während der Investitionsdauer	CHF 13'950'000
EBIT ⁷ - Gewinn vor Zins und Steuern während Investitionsdauer	CHF 5'050'000
Durchschnittlich eingesetztes Kapital	CHF 5'350'000
Rentabilität	94%
Jährliche Gesamtkapitalrendite	4.72%

Tabelle 9: Berechnung Rentabilität und Gesamtkapitalrendite

⁷ earnings before interest and taxes

Berechnung Eigenkapitalrendite

Gesamtertrag während der Investitionsdauer	CHF 19'000'000
Abschreibungen während der Investitionsdauer	CHF 8'700'000
Aufwand für Betrieb, Unterhalt, Versicherung, Vermarktungs- und Verwaltungskosten und übrige Betriebskosten während der Investitionsdauer	CHF 3'600'000
Wasserzinsen während der Investitionsdauer	CHF 1'650'000
Fremdkapitalzinsen während der Investitionsdauer	CHF 2'100'000
Gesamtaufwand während der Investitionsdauer	CHF 16'050'000
EBT ⁸ - Gewinn vor Steuern während Investitionsdauer	CHF 2'950'000
Durchschnittlich eingesetztes Eigenkapital	CHF 1'850'000
Jährliche Eigenkapitalrendite	7.97%

Tabelle 10: Berechnung Eigenkapitalrendite

4.1.3 Beurteilung

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> Eignet sich für den Vergleich mit alternativen Investitionen, die in etwa das gleiche Investitionsvolumen haben. Einfache Berechnungsmethode (einfache Formeln) und einfach zu ermittelnde Eingangsparameter für die Berechnung 	<ul style="list-style-type: none"> Der zeitliche Wert von Geldflüssen wird nicht berücksichtigt (heute verfügbares Geld hat mehr Wert als künftig verfügbares Geld), folglich wird der Nachteil einer hohen Anfangsinvestition nicht ausreichend berücksichtigt Berücksichtigt nur die Rendite und keine anderen wichtigen Faktoren des Investitionsentscheids (z.B. Liquidität) Ungenauigkeit von durchschnittlich verwendetem Kapital

Tabelle 11: Beurteilung der Rentabilitätsberechnungsmethode

4.2 Kapitalwertmethode

Die Kapitalwertmethode dient der Beurteilung, ob eine Investition den Renditeanforderungen der Investoren entspricht. Ist der ermittelte Kapitalwert positiv, ist die Investition vorteilhaft. Ist der Wert negativ, ist von einer Investition abzusehen.

Die Kapitalwertberechnung ist eine dynamisch Investitionsrechnung, die für eine Investition den Kapitalwert berechnet (englisch: Net Present Value, kurz: NPV). Mittels Abzinsung auf den Beginn der Investition werden in der Zukunft liegende Einnahmen und Ausgaben vergleichbar gemacht. Die Summe der Barwerte aller durch diese Investition verursachten Zahlungen (Einnahmen und Ausgaben) ergibt den Kapitalwert.

Die Kapitalwertmethode arbeitet bei der Berechnung der Barwerte mit einem Kalkulationszinssatz. Dieser entspricht den Renditeanforderungen an die Investition. Je höher der Kalkulationszinssatz, desto niedriger ist im Normalfall der zugehörige Kapitalwert der Investition, da die in der Zukunft liegenden Einnahmen stärker abgewertet werden und mit immer weniger Gewicht in das Ergebnis eingehen. Die hohe Anfangsinvestition (z.B. bei einer Wasserkraftanlage) hat hingegen hohes Gewicht (wird nicht abgewertet).

⁸ earnings before taxes

Zahlungen von Fremdkapitalzinsen werden in der Kapitalwertmethode nicht berücksichtigt, da der Kapitalwert auf das gesamte Kapital und nicht nur auf das Eigenkapital berechnet wird.

4.2.1 Definitionen

Zahlungsflüsse	Alle Einnahmen und Ausgaben (inkl. Investitionen), ohne Zahlungsflüsse, welche die Finanzierung betreffen (Zinsen, Kapitalaufnahmen und –rückzahlungen)
Kalkulatorischer Zinssatz	Zinssatz, der die Grundlage für den Abzinsungsfaktor ist Die Höhe des Zinssatzes widerspiegelt die Renditeerwartung der Investoren. Diese ist je nach Risiko der Investition unterschiedlich.
Abzinsungsfaktor	Der Abzinsungsfaktor errechnet sich durch den kalkulatorischen Zins und die Anzahl Jahre nach der Investition. $\text{Abzinsungsfaktor} = 1 / (1 + \text{Kalkulatorischer Zinssatz})^{\text{Anzahl Jahre}}$
Barwert	Der Barwert zeigt den heutigen Wert eines in der Zukunft liegenden Zahlungsflusses (Einnahme oder Ausgabe). Der Barwert errechnet sich durch die Multiplikation von Zahlungsfluss und Abzinsungsfaktor.
Kapitalwert	Der Kapitalwert ist die Summe aller Barwerte.
Interner Zinssatz (IRR⁹)	Der interne Zinssatz zeigt die Rendite der gesamten Investition innerhalb der Investitionsdauer.

Tabelle 12: Begriffsdefinitionen

4.2.2 Vorgehen

Zur Berechnung des Kapitalwertes ist ein Berechnungstool auf der Internetseite des BFE erhältlich [10]:

1. Es werden in einer Tabelle alle relevanten Zahlungsflüsse in ihren Perioden aufgelistet.
2. Es wird der kalkulatorische Zinssatz bestimmt.
3. Mittels der Abzinsungsfaktoren, die sich aus dem kalkulatorischen Zinssatz und Anzahl Jahren nach der Investition errechnen, wird der Barwert der Zahlungsflüsse ermittelt.
4. Durch das Aufsummieren aller Barwerte entsteht der Kapitalwert der Investition.

⁹ internal rate of return

4.2.3 Beispiel

Annahmen

Leistung des Kraftwerks	1.5 MW
Durchschnittliche jährliche Stromerzeugung	5.2 GWh
Investitionsdauer	20 Jahre
Ertrag durch Verkauf Strom und ökologischen Mehrwert	18.27 Rp / kWh
Investitionskosten (Entwicklungs-, Planungs- und Realisierungskosten)	CHF 9'700'000 (einmalig am Anfang)
Abschreibungen	CHF 435'000 (jährlich)
Restwert der Anlage am Ende der Investitionsdauer	CHF 1'000'000
Ausgaben für Betrieb, Unterhalt, Versicherung, Vermarktungs- und Verwaltungskosten und übrige Betriebskosten während der Investitionsdauer	CHF 170'000 (jährlich) in den Jahren 1 – 10 CHF 190'000 (jährlich) in den Jahren 11 - 20
Wasserzinsen	CHF 82'500 (jährlich)
Einnahmen durch Verkauf Strom und ökologischen Mehrwert	CHF 950'000 (jährlich)
Kalkulatorischer Zinssatz	4%

Tabelle 13: Annahmen für Berechnungen

Berechnung Kapitalwert und interner Zinssatz

Barwert der Einnahmen während gesamter Investitionsdauer	CHF 12'910'810
Barwert der Ausgaben während gesamter Investitionsdauer	CHF 3'541'146
Investitionskosten (Barwert)	CHF 9'700'000
Barwert des Restwertes nach 20 Jahren (Ende der Investitionsdauer)	CHF 456'387
Kapitalwert (NPV)	CHF 126'051
Interner Zinssatz (IRR) bei Kapitalwert 0	4.14%

Tabelle 14: Berechnung Kapitalwert und interner Zinssatz

4.2.4 Beurteilung

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> Eignet sich für den Vergleich mit alternativen Investitionen, die in etwa das gleiche Investitionsvolumen haben. Der zeitliche Wert von Geldflüssen wird berücksichtigt (heute verfügbares Geld hat mehr Wert als künftig verfügbares Geld) 	<ul style="list-style-type: none"> Eher anspruchsvolle Kalkulationsmethode Prognose der Zahlungsflüsse oft schwer vorhersehbar Berücksichtigt nur die Rendite und keine anderen wichtigen Faktoren des Investitionsentscheids (z.B. Liquidität)

Tabelle 15: Beurteilung der Kapitalwertmethode

4.3 Dynamische Berechnung der Gestehungskosten

Die Berechnung der Stromgestehungskosten führt zu einem Wert, der für den Vergleich von verschiedenen Stromerzeugungsarten auf Kostenbasis genutzt werden kann. Der Wert berücksichtigt jedoch nicht die Wertigkeit des erzeugten Stroms innerhalb eines Energiesystems in einer jeweiligen Stunde des Jahres.

4.3.1 Definition [27]

Die dynamische Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode, bei der die Aufwendung für Investitionen und die Zahlungsströme von Ausgaben und Einnahmen während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet werden. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben (Investitionskosten, Betriebskosten und Steuern), abzüglich des Barwertes des Restwertes durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt.

$$\text{Gestehungskosten} = \frac{\text{Investitionskosten} + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t} - \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

n	Investitionsdauer
t	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ..., n)
A _t	Jährliche Gesamtkosten im Jahr t (Betriebskosten und Steuern)
B _t	Restwert der Anlage am Ende der Investitionsdauer
i	kalkulatorischer Zinssatz für Fremd- und Eigenkapital (gewichteter Zinssatz)
M _{t,el}	Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh

Eine Diskontierung der Stromerzeugung erscheint aus physikalischer Sicht zunächst unverständlich, ist jedoch eine Folge finanzmathematischer Umformung. Dahinter steht der Gedanke, dass die erzeugte Energie implizit den Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie entspricht. Je weiter diese Einnahme in der Zukunft liegt, desto geringer also der zugehörige Barwert. Wie oben bereits erwähnt hat dies nichts mit der eigentlichen Wertigkeit und somit dem möglichen Verkaufspreis des Stroms zu tun. Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital fließt explizit durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted average cost of capital – WACC) über den Diskontierungsfaktor (kalkulatorischer Zinssatz) in die Analyse ein. Er ist abhängig vom prozentualen Anteil an Eigenkapital am gesamthaft eingesetzten Kapital, der angenommenen Eigenkapitalrendite über die Investitionsdauer, den Fremdkapitalkosten und dem prozentualen Anteil des eingebrachten Fremdkapitals.

4.3.2 Vorgehen

Zur dynamischen Berechnung der Gestehungskosten ist ein Berechnungstool auf der Internetseite des BFE erhältlich [10]:

1. Unter Berücksichtigung des Fremdkapital- und des Eigenkapitalanteils sowie des Fremdkapitalzinssatzes und der Eigenkapitalrendite wird der kalkulatorische Zins ermittelt, der für die Diskontierung verwendet wird.
2. Es werden in einer Tabelle alle relevanten Zahlungsflüsse für Investitionskosten, Betriebskosten und Steuern aufgelistet.
3. Mittels des kalkulatorischen Zinssatzes werden die Zahlungsflüsse für Betriebskosten und Steuern diskontiert bzw. deren Barwerte ermittelt.
4. Es wird der Barwert des Restwertes ermittelt
5. Die Barwerte aller Kosten (Investitionskosten, Betriebskosten und Steuern) werden aufsummiert und der Barwert des Restwertes abgezogen.
6. Es wird der Barwert der gesamten produzierten Energiemenge ermittelt
7. Mittels der Division des Barwertes der gesamten Kosten (abzüglich Restwert) durch den Barwert der gesamten produzierten Energiemenge werden die Gestehungskosten errechnet.

4.3.3 Beispiel

Annahmen

Leistung des Kraftwerks	1.5 MW
Durchschnittliche jährliche Stromerzeugung	5.2 GWh
Investitionsdauer	20 Jahre
Investitionskosten (Entwicklungs-, Planungs- und Realisierungskosten)	CHF 9'700'000 (einmalig am Anfang)
Restwert der Anlage am Ende der Investitionsdauer	CHF 1'000'000
Abschreibungen	CHF 435'000 (jährlich)
Aufwand für Betrieb und Unterhalt	CHF 120'000 (jährlich) in den Jahren 1 – 10 CHF 140'000 (jährlich) in den Jahren 11 – 20
Versicherung	CHF 20'000 (jährlich)
Aufwand für Vermarktung und Verwaltung	CHF 20'000 (jährlich)
Übrige Betriebskosten	CHF 10'000 (jährlich)
Wasserzinsen	CHF 82'500 (jährlich)
Zinsaufwand für Fremdkapital (Bankdarlehen), bei CHF 3.5 Mio. Fremdkapital und einem Zinssatz von 3%	CHF 105'000 (jährlich)
Entschädigung für Eigenkapital bei CHF 1.85 Mio. Eigenkapital und einer Eigenkapitalrendite von 5%	CHF 92'500 (jährlich)
Steuern	CHF 25'000 (jährlich)

Tabelle 16: Annahmen zur Berechnung der Gestehungskosten

Berechnung Gestehungskosten

Kalkulatorischer Zinssatz für Fremd- und Eigenkapital (gewichtet)	3.69%
Barwert der gesamten Investitionskosten	CHF 9'700'000
Barwert des Restwerts am Ende der Investitionsdauer	CHF 484'317
Barwert der gesamten Betriebskosten	CHF 3'641'854
Barwert der gesamten Steuern	CHF 349'229
Barwert der gesamten Kosten (abzüglich Restwert)	CHF 13'206'766
Barwert der gesamten Energieerzeugung	72'639'545 kWh
Gestehungskosten	18.18 Rp. / kWh

Tabelle 17: Berechnung Gestehungskosten

4.3.4 Beurteilung

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> Eignet sich für den Vergleich mit den Gestehungskosten von anderen Energieerzeugungsarten Der zeitliche Wert von Geldflüssen und produzierter Energie wird berücksichtigt 	<ul style="list-style-type: none"> Eher anspruchsvolle Kalkulationsmethode Ungenauigkeit von linearer Abschreibung

Tabelle 18: Beurteilung der Methode zur Berechnung der Gestehungskosten

4.4 Statische Berechnung der Gestehungskosten

Die statische Berechnung der Gestehungskosten ist eine Methode, mit der auf einfache Art die gesamten jährlichen Kosten der jährlich erzeugten Strommenge gegenübergestellt werden.

4.4.1 Definition

Bei der Berechnung der Gestehungskosten werden die gesamten jährlichen Kosten ins Verhältnis zu der gesamten erzeugten Arbeit (in kWh) gestellt.

$$\text{Gestehungskosten} = \frac{\text{Gesamte jährliche Kosten}}{\text{Jährliche erzeugte Arbeit (in kWh)}}$$

Die gesamten Kosten beinhalten sowohl den Zinsaufwand für Fremdkapital als auch die Entschädigung für das eingesetzte Eigenkapital.

4.4.2 Beispiel

Annahmen

Leistung des Kraftwerks	1.5 MW
Durchschnittliche jährliche Stromerzeugung	5.2 GWh
Investitionsdauer	20 Jahre
Investitionskosten (Entwicklungs-, Planungs- und Realisierungskosten)	CHF 9'700'000 (einmalig am Anfang)
Restwert der Anlage am Ende der Investitionsdauer	CHF 1'000'000
Abschreibungen	CHF 435'000 (jährlich)
Aufwand für Betrieb und Unterhalt	CHF 120'000 (jährlich) in den Jahren 1 – 10 CHF 140'000 (jährlich) in den Jahren 11 – 20
Versicherung	CHF 20'000 (jährlich)
Aufwand für Vermarktung und Verwaltung	CHF 20'000 (jährlich)
Übrige Betriebskosten	CHF 10'000 (jährlich)
Wasserzinsen	CHF 82'500 (jährlich)
Zinsaufwand für Fremdkapital (Bankdarlehen), bei CHF 3.5 Mio. Fremdkapital und einem Zinssatz von 3%	CHF 105'000 (jährlich)
Entschädigung für Eigenkapital bei CHF 1.85 Mio. Eigenkapital und einer Eigenkapitalrendite von 5%	CHF 92'500 (jährlich)
Steuern	CHF 25'000 (jährlich)

Tabelle 19: Annahmen zur Berechnung der Gestehungskosten

Berechnung Gestehungskosten

Gesamte jährliche Kosten	CHF 920'000
Durchschnittliche jährliche Stromerzeugung	5.20 GWh
Gestehungskosten	17.69 Rp. / kWh

Tabelle 20: Berechnung Gestehungskosten

4.4.3 Beurteilung

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">• Eignet sich für den Vergleich mit den Gesteungskosten von anderen Energieerzeugungsarten• Einfache Berechnungsmethode (einfache Formeln) und geringer Informationsbedarf	<ul style="list-style-type: none">• Der zeitliche Wert von Geldflüssen wird nicht berücksichtigt (heute verfügbares Geld hat mehr Wert als künftig verfügbares Geld), folglich werden die Investitionskosten untergewichtet• Ungenauigkeit von linearer Abschreibung

Tabelle 21: Beurteilung der Methode zur Berechnung der Gesteungskosten

5. Quellenverzeichnis

Die folgende Liste wurde im Oktober 2019 aktualisiert.

- [1] Bundesamt für Energie BFE (2016): Kleinwasserkraft, Planung und Verfahren, Leitfaden für Bauherren.
- [2] Bundesamt für Energie (2016): KEV – Wie weiter, <http://swissmallhydro.ch/wp-content/uploads/2016/05/03-BFE-KEV-Wie-Weiter-Public.pdf> .
- [3] Bundesamt für Energie BFE (2014): Kostenstruktur von Kleinwasserkraftwerken auf Basis der vorhandenen Grobanalysen und Vorstudien.
- [4] Bundesamt für Energie (1994): DIANE 10: Elektrizität aus Trinkwassersystemen – Inventar und Potenzialhebung Trinkwasser-Kraftwerke in der Schweiz.
- [5] Bundesamt für Energie (1994): DIANE 10: Elektrizität aus Abwassersystemen – Konzept, Realisation, Potenzial.
- [6] Interessenverband Schweizer Kleinkraftwerk-Besitzer ISKB (2016): Umfrage Betriebs- und Unterhaltskosten Kleinwasserkraft.
- [7] Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (2016): Faktenblatt: Der Wasserzins – die bedeutendste Abgabe auf der Wasserkraft.
- [8] Bundesamt für Energie (2000): Grundlagen zur Ermittlung der Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken nach Art. 7 Abs. 4 EnG.
- [9] Bundesamt für Energie BFE (2015): Leitfaden Trägerschaft, Kooperationen und Finanzierung bei Kleinwasserkraftwerken.
- [10] Bundesamt für Energie, [Online]. Available: <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8815>
- [11] Pronovo, <https://pronovo.ch/de/herkunftsnachweise/> [Online].
- [12] Bundesamt für Energie, «Herkunftsnachweis für Elektrizität und Stromkennzeichnung,» [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/herkunftsnachweis-fuer-elektrizitaet-und-stromkennzeichnung.html>
- [13] Bundesamt für Energie, «Leitfaden Stromkennzeichnung,» 2018. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/herkunftsnachweis-fuer-elektrizitaet-und-stromkennzeichnung.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvOTMz.html>
- [14] Bundesamt für Energie, «Einspeisevergütung,» [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>
- [15] Pronovo, «Mehrkostenfinanzierung MKF,» [Online]. Available: <https://pronovo.ch/de/foerdermittel/mehrkostenfinanzierung-mkf/> .
- [16] Pronovo, «Richtlinie zur Mehrkostenfinanzierung,» 01 01 2020. [Online]. Available: <https://pronovo.ch/download/richtlinie-mehrkostenfinanzierung-mkf/?wpdmdl=8506>
- [17] Stiftung KEV, «Geschäftsbericht 2017,» [Online]. Available: <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>
- [18] Pronovo, «Berichte und Publikationen; Cockpit KEV 2017-Q1,» 2017. [Online].
- [19] Bundesamt für Energie, «Einspeisevergütung (KEV) für Kleinwasserkraft-, Windenergie-, Geothermie- und Biomasseanlagen - Faktenblatt für Projektanten. Version 1.0 vom 2.11.2017,» 2017. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvODE3MA==.html>
- [20] Schweizerische Eidgenossenschaft, «Energiegesetz vom 30. September 2016,» 2016.
- [21] Pronovo, «Fördermittel Direktvermarktung,» [Online]. Available: <https://pronovo.ch/de/foerdermittel/evs-direktvermarktung/>
- [22] Bundesamt für Energie, «Investitionsbeiträge Wasserkraft,» [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/investitionsbeitraege-wasserkraft.html>
- [23] ElCom, [Online]. Available: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/mitteilungen.html>

- [24] Bundesamt für Energie, «Anschlussbedingungen für Produzenten von Strom aus Erneuerbaren Energien,» [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/strom-aus-erneuerbaren-energien/anschlussbedingungen-fuer-produzenten-von-strom-aus-erneuerbaren.html>
- [25] Swiss Small Hydro, «Förderung,» [Online]. Available: <https://swissmallhydro.ch/de/infostelle-klein-wasserkraft/foerderung/>
- [26] Bundesamt für Energie, [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-clean-tech/forschungsprogramme/wasserkraft.html>
- [27] «Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,» [Online]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2013_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

EnergieSchweiz

Bundesamt für Energie BFE; Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. 058 462 56 11, Fax 058 463 25 00; contact@bfe.admin.ch; www.energie-schweiz.ch