

Schlussbericht - 2. September 2024

Vermarktung für Elektrizität aus Kleinwasserkraftwerken mittels Power Purchase Agreements (PPA)



Autoren

Martin Bölli, Swiss Small Hydro

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.

Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	4
2.	Bestehende Vergütungsmodelle der Kleinwasserkraft	4
2.1	Andere Vermarktungsmöglichkeiten	10
2.1.1	Langfristig physischer Verkauf.....	10
2.1.2	Langfristig virtueller Verkauf (Virtual, Financial oder Synthetic PPA).....	11
2.1.3	Weitere, nicht thematisierte Modelle.....	12
3.	Situationsanalyse Kleinwasserkraft	13
3.1	Bedürfnisse seitens der Stromproduzenten.....	13
3.1.1	Beispiel Kleinwasserkraftwerk Moosbrunnen / Erlenmatt Ost.....	14
3.2	Bedürfnisse des Energiehandels	14
3.3	Bedürfnisse der Verbraucher	15
3.3.1	Elektromobilität	15
3.3.2	Gemeindewerk.....	16
3.3.3	Erkenntnisse Verbraucher	16
4.	Fallstudie / «Matchmaking»	16
4.1	Erkenntnisse zu den Möglichkeiten von langfristigen PPA.....	18
5.	Abklärungen zu Synthetic PPA	18
5.1	Erkenntnisse zu den Möglichkeiten von Synthetic PPA	20
6.	Zusammenfassung	20

1. Einleitung

Mit dem Energiegesetz vom 30.09.2016 wurde beschlossen, dass neue Kleinwasserkraftwerke mit einer Bruttoleistung¹ von weniger als 1 MW_{WRG Art.51} nicht mehr gefördert werden. Gleiches gilt für die Erweiterung und Erneuerung von bestehenden Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung von weniger als 300 kW_{WRG Art.51}, wenn diese nicht ökologisch saniert wurden oder werden.

Bei einem Neubauprojekt, im Zusammenhang mit Konzessionserneuerungen oder auch mit der ökologischen Sanierung der Wasserkraft gemäss Gewässerschutzgesetz (GSchG) sind erhebliche Investitionen erforderlich, die über den Stromverkauf amortisiert werden müssen. Stark schwankende und schwierig prognostizierbare Strompreise erschweren die Kalkulationen und verursachen erhöhte Risiken. Um diese zu verringern und die Wirtschaftlichkeit berechnen zu können, sind für Investierende langfristig stabile Preise wichtig. Dies gilt ganz besonders bei Neubauprojekten.

Nebst der staatlichen Förderung gibt es verschiedene andere Ansätze, um den Stromverkauf ab Kraftwerk zu optimieren. Dazu gehören sowohl der Eigenverbrauch als auch der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV). Mit dem im Juni 2024 angenommenen Stromgesetz kommen ab 01.01.2025 lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) dazu. Im Ausland sind auch längerfristige Beschaffungsverträge – so genannte Power Purchase Agreements (PPA) – üblich, welche in der Schweiz bis anhin wenig Verbreitung fanden. Ein Grund dürften die vorteilhaften staatlichen Förderprogramme der letzten Jahrzehnte sein, die keinen entsprechenden Handlungsdruck verursachten.

Mit dem neuen Stromgesetz werden Energieversorger EVU in die Pflicht genommen, längerfristige Beschaffungsstrategien zu verfolgen. Damit sollen sie jederzeit ihren Grundversorgungsauftrag erfüllen können, zur Lieferung der benötigten Menge an Elektrizität, mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen². Allerdings stehen für EVU, die auf Schweizer Produktion setzen, noch wenig Langfrist-Bezugsverträge für inländische Produktion aus erneuerbaren Energien zur Verfügung.

Das Projekt «Vermarktung für Elektrizität aus Kleinwasserkraftwerken mittels Power Purchase Agreements (PPA)» beabsichtigt, alternative Möglichkeiten ausserhalb der staatlichen Förderung zu untersuchen und aufzuzeigen. Insbesondere sollen die Möglichkeiten des Instruments PPA für die Kleinwasserkraft ausgelotet und Wege aufgezeigt werden, wie dieses Instrument in Ergänzung zur staatlichen Förderung verstärkt eingesetzt werden kann.

2. Bestehende Vergütungsmodelle der Kleinwasserkraft

Die Vergütung von Überschussenergie aus Kleinwasserkraft wurde erstmals im Energienutzungsbeschluss vom 14.12.1990 geregelt, als eine Mindestvergütung von 16, später 15 Rp./kWh ausgehandelt wurde. Auf diese Mehrkostenfinanzierung (MKF) hatten nur unabhängige Stromproduzenten (anfangs als Selbstversorger bezeichnet) Anspruch. Entsprechende Anlagen erhalten die MKF noch bis Ende 2035. Die MKF war auf Kraftwerke mit einer Leistung von bis zu 1 MW limitiert.

2009 löste die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) die MKF ab. Auf Basis der Modellierung von Referenzanlagen konnte ein Einspeisetarif berechnet werden, welcher während 25 Jahren, später 20 Jahren, garantiert wurde. Der ökologische Mehrwert auf Basis von Herkunftsnachweisen (HKN) konnte mit dem Systemwechsel nicht mehr gehandelt werden.

¹ Definition der Leistung gemäss WRG Art. 51 («mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers»); Diese wird im Folgenden mit der Einheit MW_{WRG Art. 51} oder kW_{WRG Art. 51} bezeichnet. Die Bruttoleistung einer Anlage berechnet sich somit auf Basis der effektiv genutzten Wassermenge und ist in der Regel rund 50% höher als die Anschlussleistung (vergleichbar mit der Engpassleistung)

² vgl. Art. 4 der Stromversorgungsverordnung; StromVV; SR 734.71

Der grosse Erfolg dieses Förderinstruments führte bei der Wasserkraft zu einem stetig wachsenden Widerstand aus Gewässerschutzkreisen. Entsprechend wurde die KEV in mehreren Etappen insbesondere für kleinere Anlagen abgeschwächt.

Im ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050, dem neuen Energiegesetz vom 30.09.2016 (Energiestrategie 2050), wurde dann die Förderung von neuen Kleinwasserkraftwerken mit einer Bruttoleistung von weniger als 1 MW ganz eingestellt. Erneuerungen oder Erweiterungen solcher Anlagen wurden nur noch gefördert, wenn eine Mindestleistung von 300 kW resultierte. Ausgenommen davon waren Nebennutzungsanlagen wie Trink- und Abwasserkraftwerke oder Dotierwasserkraftwerke. Die Vergütungsdauer wurde weiter auf 15 Jahre verkürzt, mit entsprechend höheren Tarifen, so dass die Förderhöhe insgesamt vergleichbar blieb. Erneuerungen und Erweiterungen wurden nicht mehr mit einer Einspeisevergütung, sondern mit Investitionsbeiträgen gefördert. Die Förderung über das Einspeisevergütungssystem lief Ende 2022 aus.

Bald zeichnete sich ab, dass das zweite Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 nicht rechtzeitig verabschiedet werden kann, und nach 2022 ein Unterbruch in der Förderung der erneuerbaren Energien drohte. Das Parlament reagierte mit einer parlamentarischen Initiative, welche eine Überbrückungslösung bis zum Inkrafttreten der Nachfolgelösung ermöglichen sollte. Das entsprechende Gesetz trat per 01.01.2023 in Kraft.

Bis zum Herbst 2023 wurde im Parlament die Nachfolgelösung, das Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (auch «Mantelerlass» genannt) verhandelt. Das Volk stimmte der neu als «Stromgesetz» bezeichneten Vorlage am 9. Juni 2024 zu, nachdem zuvor mehrere Organisationen das Referendum ergriffen hatten.

Die Entwicklung der Rahmenbedingungen über die letzten 30 Jahre, mit den entsprechenden Auswirkungen auf die Vermarktung der produzierten Elektrizität, ist in der folgenden *Tabelle 1: Übersicht Vergütungsmodelle der Kleinwasserkraft der letzten 30 Jahre* übersichtlich festgehalten.

Wurden in den 90-er Jahren mehrheitlich kleinere Anlagen unabhängiger Produzenten und Produzentinnen unterstützt, zielt die heutige Förderung mehr auf grosse Wasserkraftwerke. Dies wird in *Abbildung 1: Historische Entwicklung der Förderung der Wasserkraft* ersichtlich. Die rot markierten Kategorien können heute von keiner Förderung mehr profitieren und dürften damit auch das grösste Interesse an Vermarktungsoptionen ausserhalb der staatlichen Förderung haben.

Tabelle 1: Übersicht Vergütungsmodelle der Kleinwasserkraft der letzten 30 Jahre

Vergütungsmodell	Anwendung / Gesetzliche Grundlage	Förderung	Förderdauer	Vergütung der eingespeisten Elektrizität	HKN / ökol. Mehrwert handelbar?	Mehrwertsteuer	(Zusammenschluss zum) Eigenverbrauch (ZEV / EV) möglich?
Mehrkostenfinanzierung MKF («15 Rändler»)	Inbetriebnahme vor dem 01.01.2006 Energienutzungsbeschluss ENB vom 14.12.1990 und Energiegesetz vom 26.06.1998; Energienutzungs-Verordnung EnV vom 22.12.1992 und Energieverordnung vom 07.12.1998	Fixtarif von 15 Rp./kWh (teils 16 Rp./kWh) für Elektrizität von unabhängigen Produzenten/-innen – Wasserkraftwerke bis zu einer installierten Leistung von maximal 1 MW (ab 1999: max. 1 MW _{WRG Art. 51}). > 1MW: «marktorientierten Bezugspreise für gleichwertige Energie»	Bis 31.12.2035	Fix durch den Netzbetreiber oder die Netzbetreiberin	Ja	Exkl.	Ja
Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV 1.0)	Inbetriebnahme nach dem 01.01.2006 Energiegesetz vom 26. Juni 1998, Inkrafttreten (Art. 7a). EnV vom 07.12.1998, in Kraft seit 1. Januar 2009	Garantierter Tarif in Abhängigkeit der Jahresproduktion, Fallhöhe und Komplexität Wasserbau	25 Jahre, 2031 bis ca. 2040	Seit 2018: Ab einer Leistung von 500kW ist eine Direktvermarktung zwingend erforderliche, die anderen können eine Vergütung gemäss Referenzmarktpreisen beanspruchen	Nein	Inkl.	Ja
KEV 1.1	pos. KEV-Bescheid nach dem 01.01.2014 EnV, Stand vom 01.01.2014	In Abhängigkeit der Jahresproduktion, Fallhöhe und Komplexität Wasserbau; Deckelung der KEV-Tarife bei Anlagen an Fließgewässern («Kat. 1») mit einer Leistung von weniger	20 Jahre				

Vergütungsmodell	Anwendung / Gesetzliche Grundlage	Förderung	Förderdauer	Vergütung der eingespeisten Elektrizität	HKN / ökol. Mehrwert handelbar?	Mehrwertsteuer	(Zusammenschluss zum) Eigenverbrauch (ZEV / EV) möglich?
		als 300kW _{WRG Art. 51}					
KEV 1.2	pos. KEV-Bescheid nach dem 01.01.2017 EnV, Stand vom 01.01.2017	Anpassung der Berechnung der KEV-Tarife: Reduktion des Grundtarifs, bessere Unterstützung für Niederdruckanlagen.					
Einspeisevergütungssystem mit Einspeiseprämien (KEV 2.0)	Zusagen ab 01.01.2018 ohne vorherige erste Projektfortschrittmeldung Neues EnG vom 30.09.2016, in Kraft per 01.01.2018	Mindestleistung für die Förderung neuer Wasserkraftanlagen: 1 MW _{WRG Art. 51} (Ausnahmen: Nebennutzungsanlagen, früher «Kat. 2»)	15 Jahre	Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität < 100kW: Möglichkeit Referenzmarktpreis (Swenex). > 100kW: Direktvermarktung zwingend	Ja	Inkl.	Ja
Investitionsbeiträge 1.0	Gültig ab 01.01.2018 ohne vorherige erste Projektfortschrittmeldung Neues EnG vom 30.09.2016, in Kraft per 01.01.2018	Investitionsbeiträge für Erweiterungen und Erneuerungen; Mindestleistung 300 kW _{WRG Art. 51} (Ausnahmen: Nebennutzungsanlagen, früher «Kat. 2»)	-	Für Anlagen mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh. Vergütung nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers / der Netzbetreiberin für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität.	Ja	-	Ja
Investitionsbeiträge 1.1	Gültig ab 01.01.2023 (Nachfolge KEV 2.0 und IB 1.0) EnG 30.09.2016, vom 01.01.2023	Neu auch Investitionsbeiträge für neue Wasserkraftanlagen mit einer Mindestleistung von 1 MW _{WRG Art. 51} (Ausnahmen: Nebennutzungsanlagen, früher	-		Ja	-	Ja

Vergütungsmodell	Anwendung / Gesetzliche Grundlage	Förderung	Förderdauer	Vergütung der eingespeisten Elektrizität	HKN / ökol. Mehrwert handelbar?	Mehrwertsteuer	(Zusammenschluss zum) Eigenverbrauch (ZEV / EV) möglich?
		«Kat. 2»; Ablösung KEV 2.0)					
Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien	Umfasst neben dem Energiegesetz und dem Stromversorgungsgesetz weitere Gesetze. Gültig ab 01.01.2025, Verordnungen noch nicht definitiv ausgearbeitet	Investitionsbeiträge IB oder gleitende Marktprämie GMP Minimalvergütung für Anlagen bis 150 kW _{WRG} Art. 51 nach EnG Art. 15, Abs. 1 ^{bis}	20 Jahre unbeschränkt	Direktvermarktung Durch den Netzbetreiber oder die Netzbetreiberin			

Jahr		1992 - 2005	2006 - 2013	2014 - 2017	2018 - 2022	2023 - 2024	ab 2025
Fördersystem		Mehrkostenfinanzierung MKF "15 Rp./kWh"	KEV 1.0	KEV 1.1	KEV 2.0 / IB	IB	IB / GMP
Klein-wasserkraft	0...300 kW _{WRG Art. 51}	für unabhängige Produzenten			Nebennutzungen		
	300 kW _{WRG Art. 51} ...1MW				Fliessgewässer	< 150 kW	150...300 kW
	1MW...1MW _{WRG Art. 51}				Nebennutzungen		
	1MW _{WRG Art. 51} ...10 MW				Erneuerung /Erweiterung Fliessgewässer		
Gross-wasserkraft	10MW...10MW _{WRG Art. 51} > 10MW _{WRG Art. 51}				Fliessgewässer Neu		



Abbildung 1: Historische Entwicklung der Förderung der Wasserkraft

2.1 Andere Vermarktungsmöglichkeiten

Das Bundesamt für Energie hat am 22. Dezember 2021 den Bericht «Vermarktungsmodelle für Solarstrom»³ von Felix Ribi und Sabine Perch-Nielsen, EBP, veröffentlicht. Der Bericht zeigt verschiedene Möglichkeiten auf, wie solare Stromproduktion unter verschiedenen Bedingungen vermarktet werden kann.

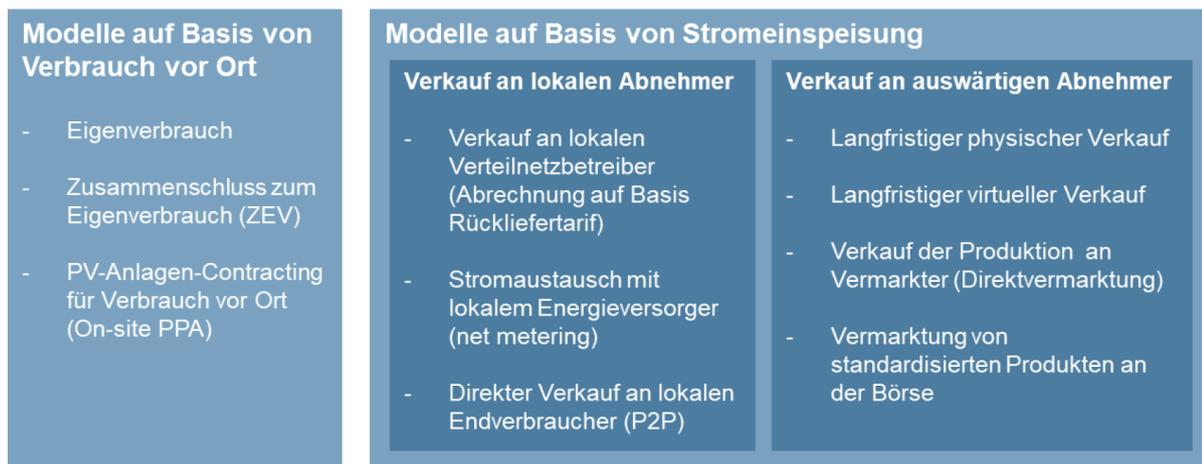


Abbildung 2: Übersicht über die Vermarktungsmöglichkeiten, Quelle: «Vermarktungsmodelle für Solarstrom», BFE / EBP 22.12.2021»

Diese Möglichkeiten sind nicht nur für die solare Stromproduktion relevant – sondern können auch auf andere Technologien, also beispielsweise die Kleinwasserkraft, angewendet werden. So dürften insbesondere der langfristige physische Verkauf (auch Power-Purchase-Agreements (PPAs) genannt) und der langfristige virtuelle Verkauf (virtual oder synthetic PPA) für die Kleinwasserkraft von Interesse sein, da sie langfristig stabile Erträge ermöglichen, welche – wie eingangs erwähnt - für Technologien mit langer Nutzungsdauer von grosser Bedeutung sind und nicht einen Abnehmer vor Ort benötigen.

2.1.1 Langfristig physischer Verkauf⁴

Beim langfristigen physischen Verkauf wird die Produktion direkt an einen Abnehmer oder eine Abnehmerin verkauft. Dieser wiederum kann auch nur als Händler oder Händlerin auftreten und die Produktion weitervermarkten. Die Laufzeit kann von wenigen Jahren bis zu 15 oder 30 Jahren festgelegt werden. Zudem müssen Lieferprofile mit Angaben zu Menge und Zeitpunkt der Übertragung vereinbart werden.

³ <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10792>

⁴ Dieser Abschnitt fasst im Wesentlichen Kapitel 5.1 des oben erwähnten Berichts³ zusammen; auch als Merchant-, Utility- oder Corporate-Power-Purchase-Agreements (PPAs) bezeichnet.

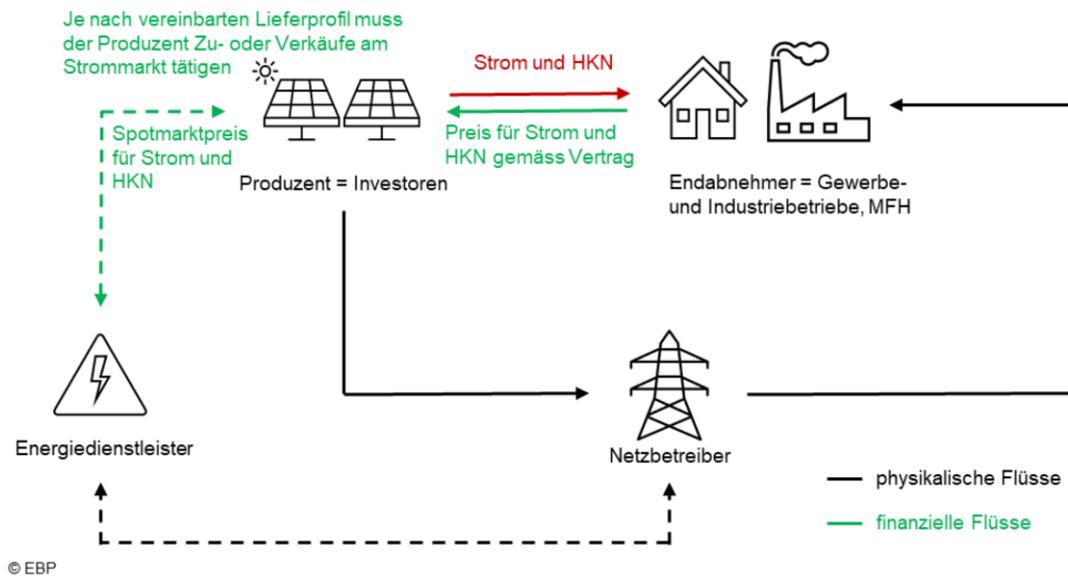


Abbildung 3: Langfristig physischer Verkauf⁵

Die Profile können je nach Bedürfnissen der Produzierenden oder der Abnehmenden nach unterschiedlichen Kriterien definiert werden:

- Fixes Volumen, in einem vordefinierten zeitlichen Profil, bspw. auf stündlicher Basis. Wenn der Produzent oder die Produzentin diese Menge nicht selbst bereitstellen kann, muss er oder sie selbst Strom zukaufen, um das Lieferprofil erfüllen zu können. Je nach Situation auf dem Strommarkt kann es sich dabei um ein beträchtliches Risiko handeln. Dieses Modell kommt im Beispiel Erlenmatt Ost / Moosbrunnen (siehe Kapitel 3.1.1) zur Anwendung.
- Fixes Volumen über eine gewisse Periode (monatlich, Quartal, jährlich). Das Risiko auf Produzenten-seite wird dadurch etwas gemindert.
- Variables Volumen «pay as produced», das heisst die ganze effektive Produktion oder ein Teil davon wird dem Abnehmer oder der Abnehmerin zu einem im Vorhinein definierten Preis verkauft.

Die Verrechnung der gelieferten Produktion erfolgt über eine Bilanzgruppe, welche entweder der Abnehmer oder die Stromhändlerin bereitstellen muss. Aus Sicht kleinerer Produzenten und Produzentinnen sind somit Lieferprofile, welche dem Produktionsprofil mit variablem Volumen entsprechen («pay as produced»), zu bevorzugen. Die Vergütung dürfte damit zwar tiefer ausfallen, doch kann damit verhindert werden, dass Produzenten oder Produzentinnen gegebenenfalls selbst kurzfristig Strom beschaffen und weiterverkaufen müssen. Mit der klaren Regelung, wem die gesamte produzierte Strommenge verkauft wird, gibt es keinen Überschuss mehr. Der Vermarktungs- und Verwaltungsaufwand auf Seiten der Produktion lässt sich damit reduzieren und verursacht somit weniger Kosten. Für die Abnehmenden liegt der Vorteil in einer langfristigen Preissicherheit und damit einer reduzierten Abhängigkeit von Strompreisschwankungen (s. auch Kapitel 3.2 und 3.3).

Der langfristig physische Verkauf wird vertieft in Kapitel 4 untersucht.

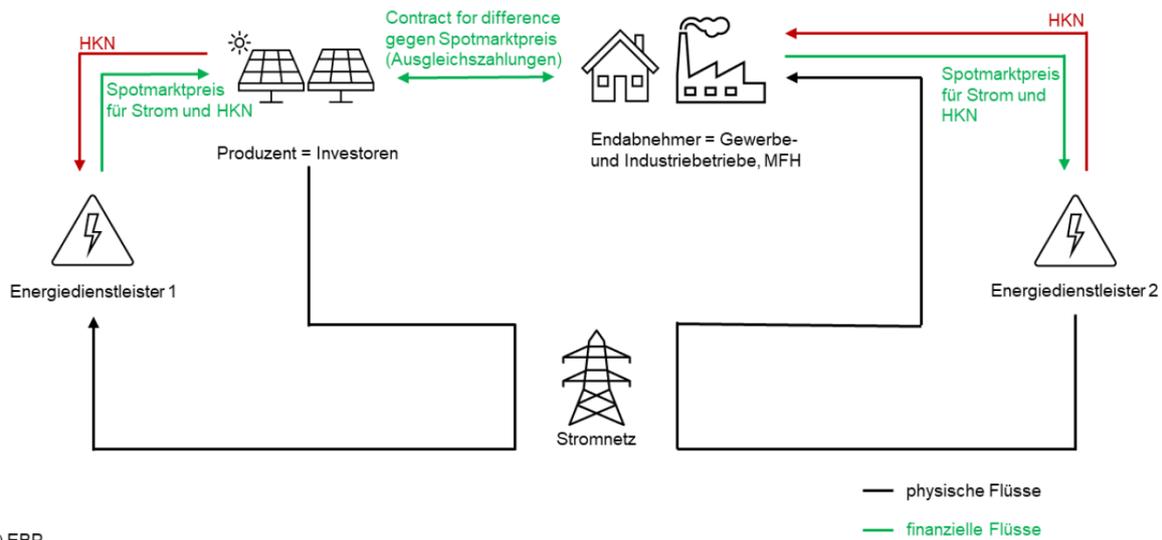
2.1.2 Langfristig virtueller Verkauf (Virtual, Financial oder Synthetic PPA)

Beim virtuellen Verkauf findet weder eine physische noch eine buchhalterische Lieferung statt. Es handelt sich um eine rein finanzielle Vereinbarung eines Strompreises zwischen der Produzentin und einem Verbraucher. Der Strompreis kann dabei zeitlich oder saisonal unterschiedlich definiert werden. Der Produzent schützt sich damit gegen fallende Marktpreise, die Verbraucherin gegen steigende Marktpreise.

⁵ Quelle: «Vermarktungsmodelle für Solarstrom»³ vom 22.12.2021, von Felix Ribi und Sabine Perch-Nielsen, EBP

Eine solche Vereinbarung wird als virtual, synthetic oder financial PPA bezeichnet. Im weiteren Verlauf dieses Berichts wird dafür der Begriff «Synthetic PPA» verwendet.

Die Differenz zwischen dem effektiven Spotmarktpreis (oder einem anderen Referenzmarktpreis) und dem vereinbarten Preis wird zwischen den Parteien mit einer Zahlung ausgeglichen. Die Ausgleichszahlungen finden ergänzend zu den bestehenden Energielieferungs- /Energieabnahmeverträgen statt, wobei dafür die Inanspruchnahme eines Dienstleisters oder einer Dienstleisterin naheliegend ist.



© EBP

Abbildung 4: Langfristig virtueller Verkauf⁵ (Synthetic PPA)

Einige Händler sehen in *Synthetic PPA* durchaus ein sehr wirkungsvolles und einfaches Instrument, um auf privatwirtschaftlicher Basis eine Art KEV weiterführen zu können.

So attraktiv *Synthetic PPA* aufgrund ihrer Einfachheit für Produzenten, Konsumenten und Handel sein könnten, umso wichtig ist dafür die Rechtssicherheit: Es gibt rechtliche Bedenken, ob sich *Synthetic PPA* in der Schweiz einfach umsetzen liessen, da sie aus Sicht der Finanzmarktregulierung als Derivate betrachtet werden und damit der FINMA unterstellt wären. Diese Frage wird in Kapitel 5 vertieft behandelt.

2.1.3 Weitere, nicht thematisierte Modelle

Auf die Modelle auf Basis von «Verbrauch vor Ort» geht dieser Bericht nicht weiter ein: Eigenverbrauch und Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) werden bei der Kleinwasserkraft bereits angewendet. Ebenso sind der Verkauf an lokale Abnehmer und Abnehmerinnen und die Direktvermarktung gut bekannt und bedürfen keiner weitergehenden Abklärungen.

Ebenfalls nicht thematisiert werden die lokalen Elektrizitätsgemeinschaften LEG, wie sie im neuen Energiegesetz per 01.01.2025 in Kraft treten. Die Details sind hierzu noch nicht vollumfänglich bekannt, ausserdem fehlen Erfahrungen aus der Praxis.

Der Handel von Herkunftsnachweisen HKN und Ökostrom-Zertifikaten wie «Naturemade star» ermöglichen zusätzliche Erträge, insbesondere in Jahren wie bspw. 2022, als wenig Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde und eine hohe Nachfrage auf Verbraucherseite zu hohen Preisen für HKN führte. Die langfristigen Möglichkeiten von HKN und Ökostrom-Zertifikaten sind jedoch limitiert und dürften für eine Investitionsentscheidung nicht ausschlaggebend sein.

3. Situationsanalyse Kleinwasserkraft

3.1 Bedürfnisse seitens der Stromproduzenten

Für Kleinwasserkraftwerke, welche bereits von einer Förderung profitieren, haben alternative Vermarktungsmöglichkeiten weniger Priorität.

Dies gilt insbesondere, wenn die Förderung über ein Einspeisevergütungssystem (KEV / EVS) erfolgt. Gegebenenfalls könnte hier zwar die Wirtschaftlichkeit optimiert werden, wenn gegenüber den Referenzmarktpreisen / Direktvermarktung bessere Vergütungen vereinbart werden können. Der zusätzliche Nutzen scheint hier jedoch eher begrenzt – und es besteht andererseits ein Risiko, dass bei höheren Marktpreisen Verluste resultieren⁶.

Bei Anlagen, welche von Investitionsbeiträgen profitieren, liegt zwar die Verantwortung der Stromvermarktung beim Betreiber oder der Betreiberin. Aufgrund der Unterstützungsbeiträge ist die Wirtschaftlichkeit bei diesen Projekten oft gegeben, wodurch eine Optimierung des Ertrags weniger Priorität erhält und auch zu einem späteren Zeitpunkt noch erfolgen kann. Für den eigentlichen Investitionsentscheid sind aber primär die Fördermittel ausschlaggebend.

Der Fokus der folgenden Abklärungen liegt deshalb auf den nicht geförderten Kraftwerken, bei welchen ein Investitionsentscheid ansteht. Diese sind in *Abbildung 1* rot markiert.

Konkret handelt es sich dabei um Anlagen mit folgender Charakteristik:

- Neuanlagen an Fließgewässern (früher «Kat. 1») mit einer Bruttoleistung von weniger als 1 MW_{WRG Art. 51}.
 - Anlagen mit einer Bruttoleistung von weniger als 150 kW_{WRG Art. 51} stehen dabei weniger im Fokus, da solche Anlagen im Rahmen des neuen Energiegesetzes ab 01.01.2025 einen garantierten Mindestabnahmepreis erhalten⁷.
- Erneuerungen und Erweiterungen von bestehenden Kleinwasserkraftwerken mit einer Bruttoleistung zwischen 150 bis 300 kW_{WRG Art. 51} – insbesondere, wenn bei diesen keine ökologische Sanierung verfügt wurde⁸.
 - Dabei könnte es sich auch um Kleinwasserkraftwerke mit ehehaften Wasserrechten⁹ handeln, welche in den nächsten Jahren ein Konzessionsverfahren durchlaufen und entsprechende Investitionen stemmen müssen.
- Gegebenenfalls weitere Projekte, bei welchen durch Investoren zusätzliche Sicherheiten im Bereich der Vergütungstarife benötigt werden

Die Bedürfnisse solcher Projekte sind primär:

- Die Dämpfung der Risiken im Zusammenhang mit sehr volatilen Strommarktpreisen – beziehungsweise langfristig garantierte Abnahmevergütungen, welche eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit und Drittfinanzierung ermöglichen.

⁶ Bei Anlagen im Einspeisevergütungssystem resultieren bei hohen Marktpreisen tiefere Einspeiseprämien. Ist der Einspeisetarif über eine langfristige Vereinbarung fixiert, erhalten die Produzenten zu solchen Zeiten eine weniger hohe Vergütung.

⁷ EnG Art. 15, Abs. 1^{bis}: Minimalvergütung für Anlagen bis zu einer Leistung von 150 kW, welche sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebenszeit orientiert, in Kraft ab 01.01.2025.

⁸ Seit dem 01.07.2023 fallen alle Wasserkraftwerke, bei welchen das BAFU Sanierungsmassnahmen im Zusammenhang mit der ökologischen Sanierung der Wasserkraft verfügt hat, unter die Ausnahmeregel (EnFV Art. 9 Abs. 2 Bst. c) und können für eine Erneuerung oder Erweiterung eine Förderung mit einem Investitionsbeitrag beantragen.

⁹ Ehehafte Wasserrechte haben ihren Ursprung in einer früheren, nicht mehr bestehenden Rechtsordnung und können nach heutiger Rechtslage nicht mehr begründet werden. Sie gewähren ihrer Inhaberin oder ihrem Inhaber Rechte an der Nutzung öffentlicher Gewässer und stehen regelmässig in Konflikt mit aktuellen umweltrechtlichen Vorgaben, insbesondere den Mindestrestwassermengen. Mit dem Urteil BGE 145 II 140 («Hammer») hat das Bundesgericht am 29. März 2019 entschieden, dass die ehehaften Wasserrechte abzulösen und bei erster Gelegenheit den heute geltenden Vorschriften zu unterstellen sind, und zwar grundsätzlich entschädigungslos.

- Höhere Vergütungstarife gegenüber den Referenzmarktszenarien, damit ein rentables Projekt möglich wird. Da die Strompreisschwankungen auch auf Seite der Stromverbraucher unerwünscht sind, zahlen sie auch höhere Tarife, wenn dadurch mehr Stabilität resultiert (siehe dazu auch Kapitel 3.3).

Zielgruppe Wasserkraftprojekte (zusammengefasst):

- Neubauprojekte mit einer Bruttoleistung zwischen 150 kW_{WRG Art. 51} bis 1 MW_{WRG Art. 51}, ohne ausreichende lokale Verbrauchs- / Verkaufsmöglichkeiten
- Erneuerungen und Erweiterungen oder Konzessionserneuerungen von Kraftwerken mit einer Bruttoleistung von 150 bis 300 kW_{WRG Art. 51}, ohne ausreichende lokale Verbrauchs- / Verkaufsmöglichkeiten, ohne Verfügung zur ökologischen Sanierung.

3.1.1 Beispiel Kleinwasserkraftwerk Moosbrunnen / Erlenmatt Ost

Es gibt in der Schweiz Beispiele, bei denen die Stromproduktion aus Kleinwasserkraft bereits erfolgreich mittels PPA gehandelt wird. So beim Kraftwerk Moosbrunnen der ADEV in Gerlafingen, welches den produzierten Strom ursprünglich nur zu sehr tiefen Tarifen vergütet erhielt. Die neue Abnehmerin ist die Überbauung «Erlenmatt Ost» in Basel, welche als Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) - ebenfalls durch die ADEV - mit Energie versorgt wird. Die ADEV hat in ihrer Zeitschrift «ADEV aktuell» vom Juli 2021¹⁰ darüber berichtet:

«Im Unterschied zu konventionellen Herkunftsnachweisen ist die neue «Durchleitung» auch zeitlich gekoppelt. Gemessen wird im Viertelstundentakt. So ist garantiert, dass das Wasserkraftwerk in Echtzeit genau die Menge Strom einspeist, die in der Erlenmatt konsumiert wird. Im Jahresdurchschnitt deckt so der Moosbrunnen-Strom etwa 85 Prozent des Restbedarfs der Erlenmatt.».

Die ADEV realisierte dieses Projekt gemeinsam mit der Stromhändlerin Flecopower¹¹, an welcher die ADEV beteiligt ist. Dass die ADEV sowohl bei der Stromproduktion, dem Handel wie auch beim Energieverbrauch involviert ist, darf als Vorteil für die erfolgreiche Umsetzung erachtet werden.

Das Projekt beweist, dass bereits unter heutigen Rahmenbedingungen in der Schweiz PPA umgesetzt werden können, wenn eine Einigung zwischen allen involvierten Parteien erfolgt.

3.2 Bedürfnisse des Energiehandels

Für eine Einschätzung aus Sicht des Energiehandels wurden drei in diesem Bereich tätige Unternehmen interviewt. Die Gespräche sind protokolliert, werden aber vertraulich behandelt.

Die Studie «Vermarktungsmodelle für Solarstrom»⁵ verwies im Dezember 2021 darauf, dass PPAs aufgrund von hohen Gestehungskosten, kleinen Volumen und eher geringer Nachfrage wenig verbreitet seien, und dies sich bei steigenden Strompreisen schnell ändern könnte. Die kontaktierten Unternehmen bestätigen nun – unter Einfluss extrem schwankender Strommarktpreise im 2022 – diese Entwicklung. Grundsätzlich besteht ein Interesse, solche Abnahmeverträge zu testen und Erfahrungen damit zu sammeln.

Genannt wurde eine jährliche Mindestproduktion von einigen Gigawattstunden, gegebenenfalls auch in gebündelter Form. Gebündelt bedeutet, dass sich mehrere kleinere Kraftwerke zur gemeinsamen Vermarktung zusammenschliessen. Die Bündelung hat neben der Reduktion der Transaktionskosten weitere Vorteile: Fällt eine einzelne Anlage unerwartet aus, sorgen die anderen Kraftwerke dafür, dass nicht die gesamte Produktionsmenge wegfällt. Das Risiko, dass die vertraglich vereinbarte Stromproduktion nicht

¹⁰ <https://www.adev.ch/news/adev-aktuell/2021/adev-aktuell-juli-2021>

¹¹ <https://flecopower.ch/>

verfügbar ist, kann dadurch reduziert werden. Die erforderliche Mindestproduktion ergibt sich aus den Transaktionskosten für den Abschluss des Vertrages (PPA).

Um auch die Produktion kleinerer Strommengen interessant zu machen, könnte in einem zweiten Schritt die Entwicklung eines standardisierten PPAs (SPPA) Sinn machen. Damit könnten die erwähnten Transaktionskosten reduziert werden.

Einige der kontaktierten Unternehmen geben an, dass PPA mit einer Laufzeit von 10 bis 15 Jahren durchaus denkbar seien. Solch langfristige Vereinbarungen erfordern in der Regel jedoch einen Beschluss des Verwaltungsrats. Auch Laufzeiten von 20 Jahren werden nicht ausgeschlossen, wobei hier die Chancen und Risiken noch sorgfältiger abgewogen werden müssten (bspw. auch für den Fall von negativen Strompreisen). Noch längere Laufzeiten sind aus diesen Gründen nicht realistisch.

Unabhängige, kleinere Stromhändler, oder solche ohne eigenen gebundenen Endkunden erwähnen die Langfristigkeit als Knackpunkt – schliessen jedoch nicht aus, dass langfristige Abschlüsse denkbar seien. Sie dürften tendenziell weniger in der Lage sein, grosse Risiken einzugehen. Oft sind sie nur bereit, Abnahmeverpflichtungen einzugehen, wenn auch bereits auf Abnehmerseite Garantien vorliegen. Langfristige Verträge sind für sie deshalb schwierig auszuhandeln. Kleinere Stromhändler sind andererseits flexibler als grosse Energieversorger - und dementsprechend auch an den Erkenntnissen von «Tests» interessiert.

Ist ein Investitionsentscheid gefallen und sind Kraftwerke bereits im Bau oder sogar in Betrieb, orientiert sich erfahrungsgemäss zumindest eine der involvierten Parteien am Markt. Es wird damit schwieriger, einen für beiden Parteien interessanten Preis zu vermitteln. Besser geeignet sind deshalb Projekte, welche eine Finanzierung benötigen: Der fixierte Preis hilft sowohl den Projektentwicklern wie auch den Abnehmern, denn er schafft Investitionssicherheit und ermöglicht eine Reduzierung der Risiken im Zusammenhang mit der Entwicklung des Strompreises.

3.3 Bedürfnisse der Verbraucher

Kunden mit einem Stromverbrauch von mehr als 100'000 kWh pro Jahr haben freien Marktzugang. Das heisst, sie können ihren Stromlieferanten frei wählen. Dies ist Voraussetzung, um Strom mittels PPA direkt von einem Produzenten beziehen zu können.

Die potenziellen Kunden sind also vielfältig: Seien es KMU oder Industriebetriebe, Verwaltungen, Schulen oder andere öffentliche Infrastruktur. Exemplarisch wurden Abklärungen bei zwei möglichen Abnehmern durchgeführt:

- Elektromobilität
- Gemeindewerk

3.3.1 Elektromobilität

Im Zuge der Elektrifizierung von Fahrzeugflotten wird mittelfristig eine erhebliche Menge an Strom benötigt. Schwankende Marktpreise stellen daher auch für Betreiber grösserer Fahrzeugflotten eine Herausforderung dar und eine langfristige Preisstabilität ist entsprechend wichtig.

Abklärungen bei einem Carsharing-Unternehmen haben ergeben, dass der jährliche Gesamtstromverbrauch zwar deutlich über 100'000 kWh liegt, dieser Stromverbrauch aber auf viele einzelne Ladestationen verteilt ist und das Unternehmen somit nicht vom freien Marktzugang profitieren kann. Das Unternehmen ist somit ein gebundener Endkunde.

Anders sieht es bei den Betreibern von Schnellladestationen aus: Mit Ladeleistungen über 100 kW können die 100'000 kWh pro Jahr erreicht werden. Neben den eigentlichen Energiekosten sind aber Leistungstarife und Netzzuschläge mindestens ebenso relevant. Bei Schnellladestationen wird deshalb nach Möglichkeit auch die lokale Energieproduktion (Photovoltaik, ZEV) berücksichtigt. Durch die Installation von stationären Batterien können zudem Leistungsspitzen geglättet werden.

3.3.2 Gemeindewerk

Die Energiekrise hat 2022 vielen Stadt- und Gemeindewerken die Abhängigkeit von schwankenden Strommarktpreisen schonungslos vor Augen geführt. Gemäss Medienmitteilung vom Herbst 2023 stiegen die reinen Energietarife für 2024 nochmals um durchschnittlich 19.5% auf 15.63 Rp./kWh¹². Auch wenn es im Vergleich zu 2023 weniger einzelne Ausreisser gibt, müssen diverse Gemeinden ihren Kunden weiterhin Energiepreise von über 30 Rp./kWh verrechnen. Zusammen mit Netznutzungskosten, Abgaben an das Gemeinwesen und Netzzuschlägen ergeben sich damit Endverbrauchertarife von bis zu 50 Rp./kWh.¹³

Diese kommunalen Elektrizitätswerke sind aufgrund fehlender interner Ressourcen bei der Strombeschaffung häufig auf externe Dienstleister angewiesen. Betroffen sind insbesondere Werke, die über keine ausreichende eigene Stromproduktion verfügen und vollständig von Zulieferern abhängig sind. Wenn die Potenziale auf dem eigenen Gemeindegebiet nicht ausreichen oder andere Gründe gegen eine Erschliessung dieser Potenziale sprechen, kann die Direktbeschaffung von Produzenten ausserhalb des eigenen Netzes eine interessante Option zur Diversifizierung der Beschaffung sein.

Im Rahmen der Studie wurde mit einem kommunalen Elektrizitätswerk, das selbst stark von den stark gestiegenen Strompreisen betroffen ist, Kontakt aufgenommen und vorgeschlagen, eine Pilotstudie zu diesem Thema zu erarbeiten. Die Bearbeitung der Anfrage nahm jedoch viel Zeit in Anspruch, da die Entscheidungskompetenz den Einbezug verschiedener weiterer Akteursgruppen (externe Dienstleisterin, Gemeinderat) erfordert.

3.3.3 Erkenntnisse Verbraucher

Es ist nicht gelungen, Grossverbraucher direkt für die Teilnahme an einer Pilotstudie zu motivieren. Die Beschaffung auf dem Strommarkt ist komplex, und sie sind in erster Linie an günstigen Konditionen interessiert. Aus diesem Grund vertrauen sie bei der Beschaffung des Stroms insbesondere auf die Dienstleistungen etablierter Energieversorger und -händler.

Aufgrund dieser Erkenntnis wurde im weiteren Verlauf der Studie die Bedürfnisse der Verbraucherinnen nicht weiter spezifisch untersucht, sondern auf die Zusammenarbeit mit Energieversorgern und -händlern fokussiert.

4. Fallstudie / «Matchmaking»

Aufgrund der Erkenntnisse von Kapitel 3 wurde im Februar 2024 versucht, im Rahmen eines Online Workshops Projektentwickler und Vermarkter in Verbindung zu bringen. Dabei nahmen Vertreter und Vertreterinnen folgender Akteursgruppen teil:

- Projektentwicklerinnen
- unabhängige Vermarkter
- Energieversorgerinnen
- Energiehandel
- Investoren

Gesucht waren langfristige Finanzierungslösungen / Geschäftsmodelle für Kleinwasserkraftprojekte mit einer Bruttoleistung von weniger als einem Megawatt, bzw. für Erneuerungs- oder Erweiterungsprojekte mit einer Bruttoleistung von weniger als 300 Kilowatt (gemäss Kapitel 3.1). Ziel war ein «Matchmaking»,

¹² Medienmitteilung EICOM vom 05.09.2023, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-97619.html>

¹³ <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/>

also das Zusammenbringen eines Projektentwicklers mit einer Vermarkterin und einer anschliessenden vertieften Untersuchung als Fallstudie.

Die Gespräche erzielten folgenden Ergebnisse:

- Die Energieversorgerinnen zeigten sich interessiert, im Rahmen eines Pilotprojekts mittels langfristiger Bezugsverträge auch die Produktion von Dritten in ihr Portfolio aufzunehmen und zu verkaufen, und damit gemeinsam mit den externen Produzentinnen Erfahrungen zu sammeln. Dabei wären auch Laufzeiten von 15 Jahren oder länger denkbar. Vorschläge würden von Fall zu Fall bewertet. Ihr Vorteil liegt auch darin, dass mit dem «Pooling» von Kraftwerken - auch ausserhalb des eigenen geografischen Gebiets - das meteorologische Risiko, bspw. von längeren Trockenperioden, reduzieren können. Als «Schmerzgrenze» nennen einzelne Tarife um die 10 Rp. / kWh – wobei grössere Abnehmer eine höhere Toleranzbandbreite haben, insbesondere bei lokalem und erneuerbarem Strom.

Zudem:

- Kleine Anlagen in gebündelter Form sind für die Vermarktung interessant!
 - Für kleinere Vermarkter ist die Produktion aus Kleinwasserkraft interessant, um mehr «Eigenproduktion» vermarkten zu können.
 - Vereinbarungen von 10 Jahren und mehr sind möglich, nach dem Prinzip «the longer, the harder»: Konkret heisst das, dass mit längerer Laufzeit die Vergütungstarife grundsätzlich tiefer ausfallen.
 - Es gibt Erfahrung mit PPA, aber nicht mit synthetischen Lösungen an (*Synthetic PPA*, siehe Kapitel 5). Sie zeigen sich interessiert, diese Entwicklung mitzuverfolgen.
 - Die unabhängigen Produzierenden befänden sich oftmals noch in der «alten Welt» und denken, dass die Kosten «politisch» übernommen werden müssten. Branchenorganisationen können hier eine wichtige Rolle zum Umdenken bieten.
- Bei den Projektentwicklern ist das Timing ein wesentliches Kriterium. Solange noch Abklärungen zur technischen Machbarkeit erforderlich sind oder gar Abflussmessungen laufen, seien Tarifverhandlungen zu früh. Das gilt auch, wenn bereits eine Konzession vorhanden ist und zusätzliche Abklärungen für die Erteilung der Baubewilligung erforderlich sind. Die untersuchten Projekte (mit mehreren Gigawattstunden Jahresproduktion) rechnen mit Gestehungskosten im Bereich von 13... 15 Rp./kWh, wobei mögliche Optimierungen nicht immer darin berücksichtigt sind.

Zudem:

- Vermarkter werden - zumindest teilweise - als Kostenfaktor wahrgenommen, nicht als Ertragsoptimierer. Dies ist ein Hinweis, dass vermehrt auch über die Rolle der Vermarkter und der Möglichkeiten bei deren Einbindung informiert werden muss.
 - Bei tiefen Strompreisen, beispielsweise im Sommerhalbjahr, könnten Elektrolyseure eine Chance sein, um den Ertrag zu optimieren.
- Das vorgesehene «Matchmaking» funktionierte im Rahmen der Studie nicht wie geplant. Ein wesentlicher Grund dafür scheint das bereits erwähnte fehlende Timing zu sein:
- Entwicklerinnen möchten zuerst Gewissheit, ob und wie ein Projekt technisch, ökologisch und rechtlich realisiert werden kann. Daraus lassen sich Gestehungskosten berechnen und die Wirtschaftlichkeit mit den bekannten und etablierten Vermarktungsoptionen abschätzen. Diese dienen als Grundlage für den Investitionsentscheid. Die Vermarktungsseite wird insbesondere bei kleineren Projekten tendenziell erst nach dem Investitionsentscheid oder gar nach der Inbetriebnahme kontaktiert.
 - Mit der Vermarktung über PPA ist ein Umdenken notwendig: PPA können die Wirtschaftlichkeit eines bis anhin unrentablen Projektes ermöglichen, erfordern dafür aber auch den frühzeitigen Einbezug von Vermarktern, also vor dem Investitionsentscheid. Diese Möglichkeit ist heute noch zu wenig bekannt und deshalb eher unüblich – zumindest bei kleineren Projekten.

- Die Vermarkter können zur Umsetzung von Projekten beitragen, ohne dass die Rendite im Vordergrund steht. Sie können auch bei der Finanzierung eine Rolle übernehmen und gegebenenfalls einen Abbruch eines Projekts verhindern. Dafür ist erforderlich, dass sie zu einem möglichst frühen Zeitpunkt, das heisst vor dem Investitionsentscheid, ins Projekt integriert werden. Zu einem späteren Zeitpunkt steht - gemäss Aussagen von Energiehändlern – bei den Verhandlungen die Rendite im Vordergrund, das sei nicht immer zielführend.

4.1 Erkenntnisse zu den Möglichkeiten von langfristigen PPA

Das Ziel, eine Fallstudie mit Beteiligung einer Projektentwicklerin und einer Vermarkterin auszuarbeiten, wurde nicht erreicht. Gründe dafür sind:

- das Timing (vor oder nach dem Investitionsentscheid?)
- fehlenden personellen Ressourcen, insbesondere seitens der Projektentwickler, für die Verhandlungen mit vielen Unbekannten und fehlender Erfahrung mit PPA
- noch zu viele Unbekannte auf Seite der Projekte, bspw. im Bereich der definitiven Dimensionierung, der Gestehungskosten (und allfälliger Förderbeiträge) und der Bewilligungsfähigkeit.

Vereinzelt gab es Rückmeldungen, dass die Energievermarktung als Kostenfaktor wahrgenommen wird, und dabei ausgeblendet, dass gleichzeitig mehr Ertrag möglich wird. Es geht also auch darum, die Vorteile von Händlern herauszustreichen und darauf hinzuweisen, dass «unter dem Strich» ein besserer Ertrag möglich wird.

Es gibt eine Lücke von wenigen Rappen pro Kilowattstunde zwischen den Gestehungskosten und Tarifvorstellungen des Energiehandels. Mit Verhandlungen zwischen Projektentwicklerinnen und Energiehandel ist es realistisch, dass diese Lücke geschlossen werden kann.

Dazu kann die Berücksichtigung folgender Massnahmen hilfreich sein:

- Frühzeitige Einbindung von Energiehändlern in die Projektentwicklung, insbesondere wenn das Projekt (noch nicht) wirtschaftlich ist.
- Anreize schaffen für längerfristige Abnahmeverpflichtungen, von mindestens 10 Jahren und mehr: Wenn die gesetzlichen Rahmenbedingungen solche Mindestlaufzeiten verlangen, darf erwartet werden, dass sich der Markt entsprechend anpasst und dies Auswirkungen auf die Höhe der Vergütungstarife mit sich bringt.
- Alternativen zur Einspeisung des produzierten Stroms prüfen, insbesondere während Zeiten mit sehr tiefen Strompreisen. Beispielsweise mit dem Betrieb von Elektrolyseuren, oder der Bereitstellung von Regelenergie.
- Die Produzenten und Produzentinnen sollen besser über die Rolle und den Vorteil des Einbezugs von Stromvermarktern informiert werden, damit mehr Vertrauen in deren Dienstleistungen entsteht. Es ist zu vermuten, dass sie deren Dienstleistungen nur von der Direktvermarktung her kennen. Branchenorganisationen können hier eine vermittelnde Rolle einnehmen.

5. Abklärungen zu Synthetic PPA

Mit einem «*Synthetic Power Purchase Agreement*» können sich Stromabnehmer und -produzentinnen gegenseitig gegen Schwankungen im Strompreis absichern. Solche Vereinbarungen werden auch als virtual oder financial PPA bezeichnet, oder als doppelseitiger (two sided oder 2-way) Contract for Differences (CfD). Wie bereits in Kapitel 2.1.2 erläutert, wird in diesem Bericht der Begriff «*Synthetic PPA*» verwendet.

Die Preisabsicherung erfolgt ohne Beeinflussung einer physischen Lieferung von Energie, sondern nur über eine vertragliche Vereinbarung zu Ausgleichszahlungen zwischen der Produktions- und der Verbrauchsseite. Die beiden Parteien vereinbaren einen fixierten Absicherungspreis und eine Preisreferenz, beispielsweise den Referenz-Marktpreis des Bundesamts für Energie BFE oder den Spotmarktpreis. Der Abgleich von Produktion und Verbrauch, sowie die finanzielle Abwicklung, kann durch eine unabhängige

Stromhändlerin erfolgen. In einer regelmässigen Abrechnung wird die Preisreferenz für die Abrechnungsperiode mit dem vereinbarten Absicherungspreis verglichen. Wenn die Referenz über dem Absicherungspreis liegt, transferiert der Produzent den Mehrerlös an die Abnehmerin. Gleichzeitig kann auch der Verkauf der HKN erfolgen – dies ist aber nicht zwingend erforderlich. Wenn die Referenz unterhalb des Absicherungspreises liegt, erhält sie dafür aber vom Abnehmer eine Zahlung über den Fehlbetrag zwischen Preisreferenz und Absicherungspreis. Die Veräusserung resp. Beschaffung der physischen Energie wird durch beide Parteien unabhängig vorgenommen.

In diesem Zusammenhang stellten sich folgende Fragen, die anfangs März in einem Austausch mit der FINMA, der ECom und dem BFE geklärt wurden. Dabei konnten folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

- Aus Sicht der Energiehändler wäre die einfachste Lösung ein sogenannter «no action letter», in welchem erklärt wird, dass *Synthetic PPA* nicht als Derivate behandelt werden. Im Rahmen des Gesprächs mit FINMA und ECom wurde klar, dass eine solche Erklärung aufgrund der gesetzlichen Vorgaben nicht möglich ist.
- Das Stromgesetz sieht explizit Möglichkeiten für mittel- bis langfristige Stromabnahmeverträge vor (StromVG, Art. 6, Abs. 5 Bst. B.), insbesondere für Grundversorger ohne oder mit wenig Eigenproduktion. Aufgrund vieler offenen Punkte stellen sich jedoch noch Fragen zur konkreten Umsetzung auf Verordnungsebene. Eine Vernehmlassung dazu wurde Ende Mai abgeschlossen, und es ist zu erwarten, dass im Herbst 2024 mehr Details geklärt sind.
- Heute regelt die «Verordnung über die Finanzmarktinfrastrukturen und das Marktverhalten im Effekten- und Derivatehandel» (Finanzmarktinfrastukturverordnung, FinfraV) in Art. 2 und 3 die Derivate. Es ist davon auszugehen, dass *Synthetic PPA* als Derivate eingestuft würden, denn bei den Ausnahmen im Strombereich wird vorausgesetzt, dass auch eine physische Lieferung stattfindet. Dies ist bei *Synthetic PPA* nicht der Fall.

Die FinfraV wird aktuell überarbeitet und befindet sich in einer Vernehmlassung¹⁴. Dabei besteht die Möglichkeit, Anpassungswünsche einzubringen, bspw. in Art. 3.

Aufgrund der dazu eingereichten Stellungnahmen können auch Anpassungen im Bundesgesetz über die Finanzmarktinfrastrukturen und das Marktverhalten im Effekten- und Derivatehandel (Finanzmarktinfrastukturgesetz, FinfraG) erforderlich werden. Bis solche erarbeitet sind und Inkrafttreten, dürften mindestens 2 Jahre vergehen.

- Die Erfahrungen in der EU würden zeigen, dass es langfristige Produkte wie CfD oder PPA braucht. Solche sind bei den aktuell tieferen Marktpreisen wieder schwieriger abzuwickeln als noch 2022. Aufgrund erheblicher Risiken im Zusammenhang mit der Liquidität¹⁵ wird empfohlen, einen entsprechenden Partner beizuziehen (Bank).
Die Grundlagen zu solchen Produkten werden neu im Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz auf den Energiegrosshandelsmärkten (BATE¹⁶, aktuell im Parlament) und der Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (REMIT-Verordnung, Verpflichtung der Marktteilnehmer zur Veröffentlichung von Insiderinformationen) geregelt. Sinngemäss müssten auch *Synthetic PPA* im BATE behandelt werden – was aktuell noch nicht ausreichend berücksichtigt scheint¹⁷. Denn gemäss aktueller Version müssten auch nicht geregelte Derivate gegenüber der ECom rapportiert werden und würden einen entsprechend hohen administrativen Aufwand verursachen. Dabei würde bspw. auch die Liquidität analysiert, und allfällige Marktmanipulationen geprüft. Mit solch hohen Hürden würden *Synthetic PPA* für kleinere Akteure kaum umsetzbar.
Ausserdem: Je nach Ausgestaltung des BATE würden *Synthetic PPA* nicht mehr im Rahmen des FinfraG (siehe Punkt oben) geregelt, womit sich der oben erwähnte Punkt erübrigen würde.

¹⁴ Stand Juni 2024

¹⁵ Auch deutlich grössere Energiekonzerne hatten damit zu kämpfen, bspw. die Alpiq 2021 (<https://www.swissinfo.ch/ger/alpiq-faellt-2021-wegen-bewertungsminderungen-tief-in-verlustzone/47375062>) und die Axpo 2022 (<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90234.html>) und

¹⁶ <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20230083>

¹⁷ Stand Abstimmung im Nationalrat anlässlich der Sommersession 2024

5.1 Erkenntnisse zu den Möglichkeiten von Synthetic PPA

Synthetic PPA wären jedoch eine sehr flexible und variable definierbare Ergänzung zu bereits bestehenden Vermarktungsoptionen, und haben damit, gemäss Aussagen der befragten Energiehändlerinnen, das Potenzial, die Lücke zwischen Gestehungskosten und Zahlungsbereitschaft der Abnehmerinnen zu schliessen. Grundvoraussetzung dazu sind aber immer konkurrenzfähige Gestehungskosten der Projekte.

Ob *synthetic PPA* mittelfristig umsetzbar werden, hängt eng mit der definitiven Ausgestaltung des BATE zusammen und kann erst nach Abschluss der parlamentarischen Verhandlungen beurteilt werden.

6. Zusammenfassung

Die zuletzt stark schwankenden Strommarktpreise haben die Bereitschaft für die Stromvermarktung mittels PPA stark ansteigen lassen, insbesondere bei den Stromhändlerinnen, aber auch bei möglichen Abnehmern. Auf Seite der Produzenten fehlen noch die Erfahrungen mit diesem Instrument; das Interesse, mehr darüber zu erfahren, ist vorhanden. Auf Seite der Abnehmerinnen ist es schwierig, solche für ein Pilotprojekt für einen Direktbezug ab Kraftwerk zu gewinnen. Diese Grossverbraucher vertrauen in der Regel auf Energiedienstleisterinnen, die ihnen den benötigten Strom beschaffen. Deshalb ist es wichtiger, diese Energiedienstleister für PPAs mit Kleinwasserkraftwerken zu sensibilisieren.

Dass die Umsetzung von PPAs in der Schweiz möglich ist, belegen mehrere Beispiele. Der Durchbruch wurde dabei aber noch nicht erzielt, obwohl auch die für Projektentwickler wichtigen Laufzeiten von 15 bis 20 Jahren grundsätzlich möglich wären. Solch lange Laufzeiten ermöglichen eine besser berechenbare Amortisation der getätigten Investition.

Dass die Tarifvorstellungen zwischen Produzenten und Abnehmerinnen variieren, war zu erwarten. Die Differenz liegt aber nur im Bereich von wenigen Rappen pro Kilowattstunde. Aber: Je länger die Laufzeit eines PPA, desto grösser wird diese Differenz. Die Umsetzung des Stromgesetzes auf Verordnungsebene bietet eine Gelegenheit, dass solche längeren Laufzeiten verbindlich würden¹⁸. Der Markt müsste sich damit an den neuen Vorgaben ausrichten, und es ist anzunehmen, dass die Differenz dadurch geringer würde, da der Bedarf nach solchen Produkten steigt. Dies wäre auch im Sinne der meisten anderen erneuerbaren Technologien zur Stromproduktion: Denn ihnen ist gemeinsam, dass die Investition zu Beginn anfällt und über die Lebensdauer amortisiert werden muss.

Mindestens ebenso wichtig ist, dass der Austausch zwischen Projektentwicklern und Stromvermarktern stattfindet, und gemeinsam versucht wird, eine Lösung zu finden - und zwar möglichst frühzeitig. Denn beide Parteien sind daran interessiert, dass Projekte umgesetzt werden und beide können konstruktiv dazu beitragen, dass diese wirtschaftlich werden. Branchenorganisationen können dabei helfen, mit Informationsarbeit für ein besseres gegenseitiges Verständnis zu sorgen.

Synthetic PPA haben das Potenzial, völlig neue Möglichkeiten zu erschliessen, und können mittelfristig zu einem wirkungsvollen und flexiblen Instrument zur Erschliessung der Potenziale erneuerbarer Energien werden. Sie reduzieren Risiken sowohl auf Verbraucher- und Produzentinnenseite – und können damit auch die Finanzierung neuer Anlagen ermöglichen. *Synthetic PPA* können sehr variabel ausgelegt werden. So sind bspw. Vereinbarungen zur Absicherung nur von Winterstrom denkbar. Ob sie mittelfristig umsetzbar werden, hängt eng mit der definitiven Ausgestaltung des BATE zusammen und kann erst nach Abschluss der parlamentarischen Verhandlungen beurteilt werden.

¹⁸ In der Vernehmlassung wurden Laufzeiten von drei Jahren gefordert. Dies ist deutlich unter den Laufzeiten von 15 bis 20 Jahren, die für die Kleinwasserkraft hilfreich wären.