



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
SEKTION EE

Bericht vom 17. September 2019

AUKTIONEN FÜR PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Studie für das Bundesamt für Energie (BFE)



ENERGIE
ZUKUNFT
SCHWEIZ

Datum: 17. September 2019

Ort: Bern

Auftraggeberin:

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

Auftragnehmer/in:

Frontier Economics Ltd.
Im Zollhafen 24, DE-50678 Köln
www.frontier-economics.com

Energie Zukunft Schweiz AG
Viaduktstr. 8, CH-4051 Basel
<https://energiezukunftschweiz.ch/de/>

Autor/in:

Dr. Jens Perner, Frontier Economics, jens.perner@frontier-economics.com
Michael Zähringer, Frontier Economics, michael.zaehringer@frontier-economics.com

Dr. Sandra Probst, Energie Zukunft Schweiz, s.probst@energiezukunftschweiz.ch
Lars Konersmann, Energie Zukunft Schweiz, l.konersmann@energiezukunftschweiz.ch

BFE-Projektbegleitung: Dr. Wieland Hintz, Dr. Wolfgang Eisenbast

Vertragsnummer: SI/402826-01

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

Bundesamt für Energie BFE

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

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

ZUSAMMENFASSUNG

Auftrag der Studie – praktikables Auktionsdesign zur Bestimmung der Einmalvergütung für grosse Photovoltaik-Anlagen

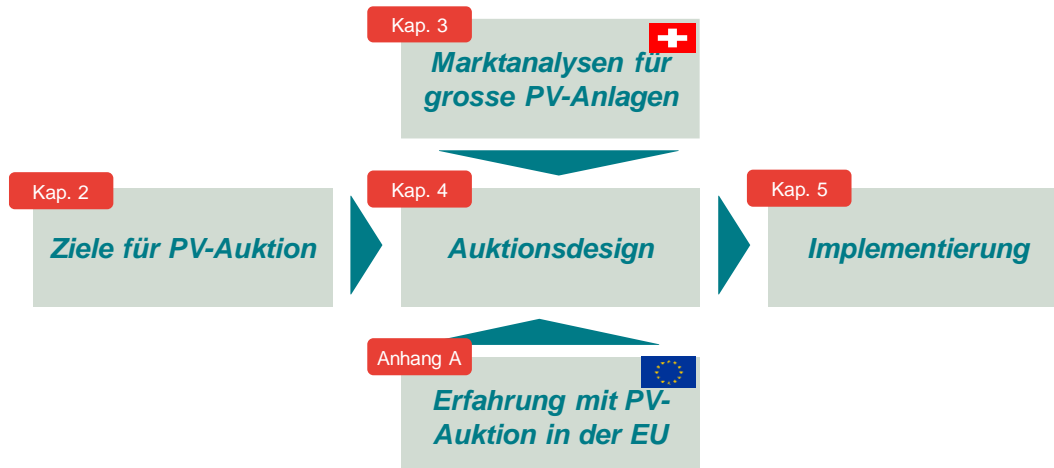
Gemäss dem 2018 in Kraft getretenen Energiegesetz soll die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien im Jahr 2020 mindestens 4.4 TWh und im Jahr 2035 mindestens 11.4 TWh betragen.¹ Deshalb sieht das Gesetz verschiedene Förderprogramme vor, zu denen auch die Einmalvergütungen (EIV) für Photovoltaikanlagen gehören. Die Höhe der EIV wird bisher vom Bundesrat periodisch geprüft und angepasst.

Das Bundesamt für Energie (BFE) als Kompetenzzentrum des UVEK für Energiefragen hat Frontier Economics Lt. („Frontier“) und Energie Zukunft Schweiz („EZS“) beauftragt zu untersuchen, ob zukünftig für grosse Photovoltaik(PV)-Anlagen die Höhe der EIV über Auktionen bestimmt werden kann. Der Fokus der Studie liegt hierbei auf Empfehlungen für ein Auktionsdesign, das praktikabel ist und ausreichenden Bieterwettbewerb schaffen kann.

Vorgehen – Ableitung eines Auktionsdesigns auf Basis von Marktanalysen Schweiz, Erfahrungen in der EU und konzeptioneller Überlegungen

Wir gehen in der Studie in fünf Schritten vor (Abbildung 1):

Abbildung 1 Unser Vorgehen



Quelle: Frontier Economics / EZS

- Das Auktionsdesign als zentrales Ergebnis der Studie (Kapitel 4) baut auf drei Vorschritten auf:
 - Energiepolitische Zielsetzung, die durch die Auktion erreicht werden soll (inkl. bestehende Trade-offs zwischen möglichen Zielen) (Kapitel 2);

¹ Siehe Art. 2 Energiegesetz (EnG).

- Marktanalysen für grosse PV-Anlagen in der Schweiz, aus denen Aussagen über Liquidität und mögliche Bieterstruktur abgeleitet werden (Kapitel 3); und
- Erfahrungen in der EU mit Auktionen für PV-Anlagen (Anhang A) als weitere Grundlage für Design-Abwägungen für die Schweiz.
- Nachgelagert werden weitere Implementierungsfragen (Pilotauktionen, institutioneller Rahmen und Anmeldeprozess) erörtert (Kapitel 5).

Im Folgenden fassen wir die wichtigsten Ergebnisse der einzelnen Schritte zusammen.

Kernziel – Mit der Auktionierung der Einmalvergütung für grosse Photovoltaikanlagen sollen zusätzliche Potenziale aktiviert werden

In Abstimmung mit dem BFE wurde als primäre Zielsetzung eine möglichst effiziente Aktivierung zusätzlicher PV-Potenziale festgelegt. Über die Auktion sollen daher insbesondere solche Anlagen gefördert werden, die bisher unter der Einmalvergütungen für grosse Anlagen (GREIV) nicht zum Zuge kamen. Das Hauptaugenmerk liegt hierbei auf grösseren Anlagen ohne Eigenverbrauch (Volleinspeise-Anlagen). Unsere Marktanalysen zeigen, dass solche Anlagen, die nicht von einer indirekten Förderung durch Eigenverbrauch² profitieren, beim aktuellen GREIV-Fördersatz von 300 CHF/kW nur in seltenen Fällen wirtschaftlich rentabel betrieben werden können.

Darüber hinaus sollen mit der Auktion noch zwei weitere Ziele verfolgt werden:

- Effizienz (aus Systemsicht) – Förderung von Anlagen mit niedrigsten Netto-Systemkosten³ pro kW.
- Minimierung der Förderzahlungen (“Fördermitteleffizienz”) – Förderung von Anlagen mit niedrigsten Förderkosten pro kW.

Es bestehen zwischen der Erreichbarkeit der drei Ziele Trade-offs, auf die wir in Kapitel 2 näher eingehen.

Marktanalysen Schweiz – Indirekte Eigenverbrauchsförderung und regional differenzierte Rückliefervergütungshöhe führen zu Verzerrungen

Zur Abschätzung des möglichen Wettbewerbs in einer Auktion wurden Wirtschaftlichkeitsrechnungen durchgeführt. Sie bestimmen die Finanzierungslücke, die durch die EIV gedeckt werden muss.

Wir haben zwei Szenarien definiert, um unterschiedliche Perspektiven von Investoren abzubilden:

- **Szenario I** (Marktpreis) – In Szenario I wird unterstellt, dass Einspeisung zu einem einheitlichen Marktpreis von 5.78 Rp/kWh (basierend auf dem

² Eigenverbraucher Strom aus einer PV-Anlage ist im Gegensatz zum Netzbezug von Steuern, Umlagen und Netzentgelten befreit. Diese Befreiung von staatlich induzierten Endkundenpreisbestandteilen stellt eine indirekte Förderung dar, d.h. es erfolgt keine direkte Auszahlung wie bei der GREIV.

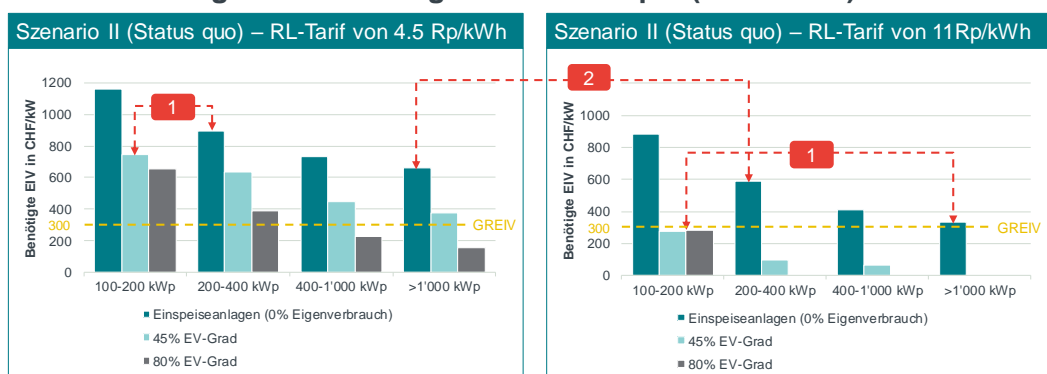
³ Unter Netto-Systemkosten verstehen wir alle anfallenden Kosten (Investitions- und Betriebskosten für die PV-Anlage, Netzausbau- und Betriebskosten, usw.) abzüglich der Einsparungen im restlichen Kraftwerkspark, der durch den Marktpreis reflektiert ist.

Durchschnittswert des Jahres 2018) vergütet wird. Dieses Szenario bildet die Sicht eines rationalen Investors in grössere Volleinspeise-Anlagen ab, die eine Konvergenz der Rückliefervergütungshöhe in Richtung eines einheitlichen Marktpreises erwarten.

- **Szenario II (Status-quo)** – In Szenario II stellen wir auf die aktuell für das Jahr 2019 geltenden regional unterschiedlichen Rückliefervergütungshöhen ab. Diese Sicht ist vor allem für Investoren in Kleinanlagen bzw. Anlagen mit hohem Eigenverbrauchsanteil relevant, die sich bei der Bewertung eher am Status-quo orientieren. Insgesamt wurden drei typischerweise auftretende Rückliefervergütungshöhen berücksichtigt.

Abbildung 2 stellt die Ergebnisse im Status-quo (Szenario II) für unterschiedliche Anlagengrössen und Eigenverbrauchsgrade dar.

Abbildung 2 Indikatives Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für grosse PV-Anlagen im Status quo (Szenario II)



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: Ausgewiesen wird die notwendige Einmalvergütung (EIV), damit die Anlage rentabel betrieben werden kann. Für weitere Details siehe Kapitel 3 und Anhang B. Niedrige Rückliefervergütung (4.5 Rp/kWh), siehe z.B. EBM; Hohe Rückliefervergütung (11 Rp/kWh), siehe z.B. SIG.

Unsere Analysen zeigen, dass im **Status-quo folgende Verzerrungen⁴** auftreten:

- **Eigenverbrauch** (siehe (1) in Abbildung 2) – Eigenverbrauch wird bei umfassenden Ausnahmen von Endkundenpreisbestandteilen zusätzlich zur EIV indirekt gefördert. Bei gleicher Rückliefervergütung und Sonneneinstrahlung benötigt eine kleinere EV-Anlage trotz höherer Investitionskosten pro zusätzlicher Erzeugungseinheit (aufgrund von Skalennachteilen) daher eine geringere Zusatzförderung als eine grössere Volleinspeise-Anlage. In einem gemeinsamen Fördersystem (über eine gemeinsame Auktion oder gleiche GREIV-Sätze) würden somit vor allem Anlagen mit Eigenverbrauch zum Zug kommen. Da Eigenverbrauch die Netzkosten nur begrenzt senkt,⁵ wäre ein solches Auktionsergebnis aus

⁴ Wir sprechen von einer Verzerrung, wenn effiziente Anlagen nicht zum Zug kommen. Effizient sind die Anlagen mit den geringsten Kosten pro MW aus Systemsicht (abzüglich des Marktwertes für den erzeugten Strom).

⁵ Siehe Fraunhofer IWES (2015): „PV-Netzintegration, Energiesystemtechnische Aspekte und Umsetzungswege“, S. 84. In der Regel werden durch Eigenverbrauch die netzdimensionierenden Last- oder Einspeisespitzen nicht beeinflusst.

Systemsicht nicht kosteneffizient.⁶ Anlagen mit einfach realisierbarem EV können jedoch separat weiterhin gefördert werden.

- **Regional differenzierte RL-Vergütung** (siehe (2) in Abbildung 2) – Aufgrund der regional unterschiedlich hohen Rückliefervergütung wird eine zum gleichen Zeitpunkt an unterschiedlichen Orten in der Schweiz eingespeiste kWh PV-Strom unterschiedlich hoch vergütet, auch wenn diese kWh aus Marktsicht den gleichen Wert hat.⁷ Dies führt bei einer einheitlichen Förderung (wie z.B. bei der GREIV) zu regionalen Verzerrungen, da kleinere (und damit spezifisch teurere) Anlagen in Regionen mit hoher RL-Vergütung einen geringeren Förderbedarf haben. Wenn die regionale Differenzierung langfristig Bestand hat, ergeben sich signifikante regionale Verzerrungen, die sich auch durch separate Auktionen für Volleinspeise-Anlagen nicht beheben lassen.

Marktanalysen Schweiz – Pilotauktion für reine Volleinspeise-Anlagen, um Verzerrung durch Eigenverbrauchsförderung zu vermeiden und neue Potenziale zu aktivieren

Wir haben auf Basis der Wirtschaftlichkeits- und Potenzialanalysen eine indikative kurzfristige Merit-Order⁸ (Abbildung 3) für mögliche Gebote in einer Auktion abgeleitet.

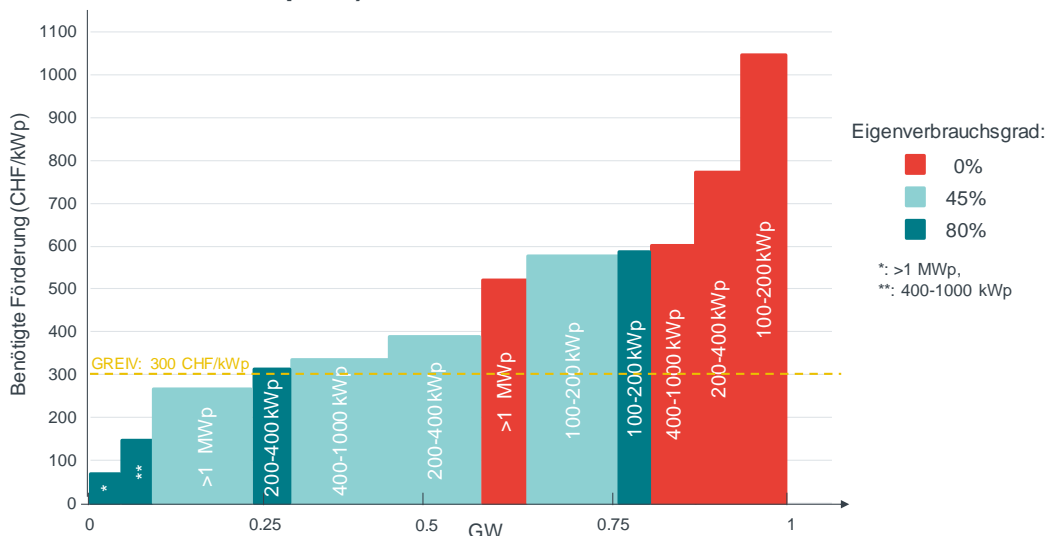
Deutlich zu sehen ist hier der Einfluss des EV-Grades auf die Finanzierungslücke: Eine 1 MW-Anlage mit 80% EV-Grad (ganz links) benötigt nur etwa die Hälfte der EIV einer Anlage gleicher Grösse und Sonneneinstrahlung ohne EV.

⁶ Denkbar wären auch umfassendere Anpassungen bei den Netzentgelten, die zu einer verursachergerechteren Kostenallokation führen. Solche werden im Rahmen der laufenden Revision StromVG thematisiert.

⁷ Der Grosshandelspreis ist für die gesamte Schweiz einheitlich, unabhängig von der Entfernung zwischen Erzeugungsanlage und Stromverbraucher. Die variablen Transportkosten (v.a. Verluste) für Strom machen jedoch nur einen relativ geringen Anteil (<10%) an den gesamten Übertragungsnetzkosten aus und liegen deutlich unter den teilweise erheblichen regionalen Unterschieden in der RL-Vergütung (in unserem Beispiel 6.5 Rp/kWh).

⁸ In der Merit Order werden unterschiedliche Anlagentypen (definiert durch Anlagengrösse und EV-Grad) nach der Höhe der notwendigen EIV von niedrig nach hoch sortiert. Die Merit Order illustriert die mögliche Angebotskürze in einer Auktion, wenn alle Bieter rein kostenbasiert bieten würden.

Abbildung 3 Kurzfristige Merit Order für Szenario I (einheitlicher Marktpreis)



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: Ausgewiesen wird die notwendige Einmalvergütung (EIV), damit die Anlage rentabel betrieben werden kann. Dies ist nicht gleichzusetzen mit den Geboten in einer Auktion, die von strategischen Überlegungen der Bieter abhängen können. Für weitere Details siehe Kapitel 3 und Anhang B.

Eine gemeinsame Auktion von EV-Anlagen und Volleinspeise-Anlagen würde dazu führen, dass

- entweder keine neuen Potenziale aktiviert werden, da weiterhin nur EV-Anlagen zum Zug kommen wie bereits heute bei der GREIV;
- oder EV-Anlagen durch strategische Gebote hohe Überrenditen erzielen können, wenn Volleinspeise-Anlagen das Grenzgebot stellen (dies tritt bei entsprechend grossem Auktionsvolumen auf, im Beispiel oben ab ca. 600 MW).

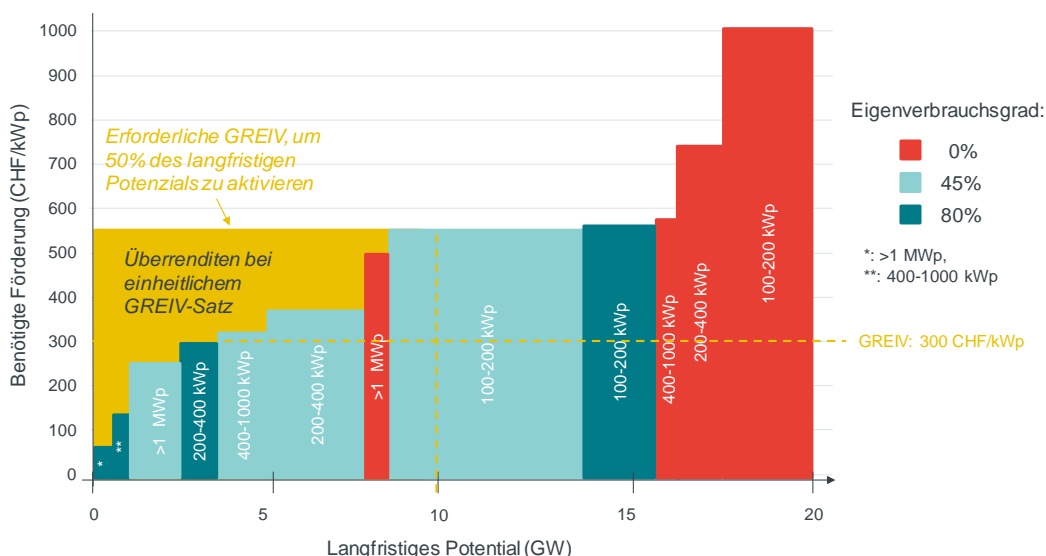
Daher empfehlen wir eine separate Pilot-Auktion für Volleinspeise-Anlagen. Allerdings ist absehbar, dass eine Aktivierung dieser Potenziale (aufgrund der fehlenden indirekten EV-Förderung) höhere direkte Förderzahlungen über die EIV erfordert.⁹

Marktanalysen Schweiz – Langfristig können Auktionen für EV-Anlagen Förderkosten senken; Verzerrungen bleiben bei Beibehaltung regional differenzierter Rückliefervergütung aber bestehen

Abbildung 4 stellt die langfristige Merit Order für das Szenario I dar.

⁹ Bei Anlagen mit Eigenverbrauch erfolgt eine implizite zusätzliche Förderung über die vermiedenen Strombezugskosten, die über dem Grosshandelspreis liegen. Dies kann bedeutet, dass die gesamte Förderung für Volleinspeiseanlagen unterhalb der für Eigenverbrauchsanlagen liegt.

Abbildung 4 Langfristige Merit Order für Szenario I (einheitlicher Marktpreis)



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: Ausgewiesen wird die notwendige Einmalvergütung (EIV), damit die Anlage rentabel betrieben werden kann. Dies ist nicht gleichzusetzen mit den Geboten in einer Auktion, die von strategischen Überlegungen der Bieter abhängen können. Für weitere Details siehe Kapitel 3 und Anhang B.

Die langfristige Marktanalyse zeigt, dass bei Beibehaltung eines einheitlichen GREIV-Fördersatzes eine höhere Vergütung (in Höhe der Finanzierungslücke kleinerer EV-Anlagen) notwendig wäre, um mehr als die Hälfte des langfristigen Potenzials an PV-Anlagen zu aktivieren. Dies würde zum Teil erhebliche Überrenditen für grössere PV-Anlagen mit hohem EV-Grad zur Folge haben (siehe gelb markierte Fläche in Abbildung 4).

Daher kann es langfristig sinnvoll sein, auch EV-Anlagen über (separat durchzuführende) Auktionen zu fördern:

- Verringerung der Förderkosten** – Auktionen können den Wettbewerb zwischen den Projekten beanreizen und Förderkosten verringern – Im Gegensatz zu einem approximativ kostenbasierten Ansatz (mit Nachteilen aus der asymmetrischen Informationsverteilung über die tatsächlichen Kosten zwischen Antragssteller und Vergabeinstitution und einer Vergabe angelegt an ein „first-come-first-served“-Prinzip) bei der heutigen GREIV würden in der Regel die Anlagen mit geringsten Förderkosten einen Zuschlag erhalten und prioritär realisiert werden. Bei Verwendung einer „pay-as-bid“-Preisregel, in der Anlagen bei Zuschlag ihr eigenes Gebot erhalten, können die Fördersätze differenziert werden.
- Effizienzverbesserungen erfordern mittel- bis langfristig auch Reformen am RL-Vergütungssystem** – Sollten langfristig Reformen hin zu einem einheitlichen RL-Vergütungssystem in Höhe des Marktpreises umgesetzt werden, könnten Auktionen aufgrund der über die Gebote abgegeben Preissignale auch die Effizienz der Projektauswahl gegenüber der GREIV verbessern. Wird das heutige System der regional uneinheitlichen RL-Vergütungen langfristig beibehalten, können auch separate Auktionen für EV-

Anlagen keine effiziente Projektauswahl sicherstellen und Anlagen mit hoher RL-Vergütung können Überrenditen erzielen. Dies ist jedoch kein Nachteil eines Auktionsverfahrens, sondern besteht bereits bei Beibehaltung der GREIV-Förderung.

Empfehlung für Auktionsdesign: Pay-as-bid Auktion mit verdeckten Geboten für Volleinspeise-Anlagen >100kW

Basierend auf den Marktanalysen empfehlen wir folgendes Auktionsdesign für Pilotauktionen für Volleinspeise-Anlagen (Tabelle 1):

Tabelle 1 Empfohlenes Auktions-Design für Einmalvergütung von Volleinspeise-Anlagen

Design-Aspekt	Empfehlung
1. Präqualifikation	Projektbezogene Präqualifikation, Mindestgrösse von 100 kW
2. Zeitlicher Vorlauf	18 Monate nach Zuschlag bis zur Realisierung der Anlage (kann nach Pilot auf 12 Monate wie bei GREIV gesenkt werden)
3. Ausschreibungsfrequenz/-volumen	2 Mal jährlich, anfänglich 50 MW p.a. (d.h. 25 MW pro Runde)
4. Vertragskonditionen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Investitionspflicht für Mengensteuerung ■ Moderate Zweitsicherheit 30 CHF/kW¹⁰ ■ Pönale (Höhe orientiert an Zweitsicherheit) ■ Kein Übertragungsrecht auf anderes Projekt ■ Für Pilot: Nur Volleinspeiser, d.h. Eigenverbrauch ist nicht zugelassen (Nachweis und Pönale bei Verstoss)
5. Auktionsformat	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verdeckte Gebote („sealed bid“) ■ Pay-as-bid Preisregel ■ Höchstgebot für Pilot: basierend auf Einschätzung der Merit-Order¹¹

Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: EIV wurde als Fördermodell (ausgeschriebenes Produkt) für die Studie vorausgesetzt. Alternative Fördermodelle (z.B. Marktprämienmodell) sind nicht Gegenstand dieser Studie.

Das Auktionsdesign soll Folgendes sicherstellen:

- **Ausreichende Liquidität** – Durch eine relativ niedrige Mindestgrösse in Höhe von 100 kW sowie moderate Sicherheitsleistung und Pönalen soll möglichst vielen Bietern die Teilnahme an der Auktion ermöglicht werden.
- **Geringe Komplexität** – Durch die Wahl eines einfachen Auktionsformats mit verdeckten Geboten, das sich relativ einfach in den bestehenden GREIV-Prozess integrieren lässt (siehe Details hierzu nachfolgend), sollen die Transaktionskosten für die Teilnahme an der Auktion möglichst gering gehalten werden.
- **Begrenzung der Förderzahlungen** – Die Marktstrukturanalysen zeigen eine relativ hohe Heterogenität (steile Merit Order). Die Pay-as-bid Preisregel soll

¹⁰ Entspricht ~3% der Investitionskosten einer 1 MW-Anlage. In der EU sind rund 5% (50 €/kW) üblich.

¹¹ Das Höchstgebot kann im Zeitverlauf dynamisch gesenkt werden, z.B. als 110% des max. bezuschlagten Gebots der Vorrunde.

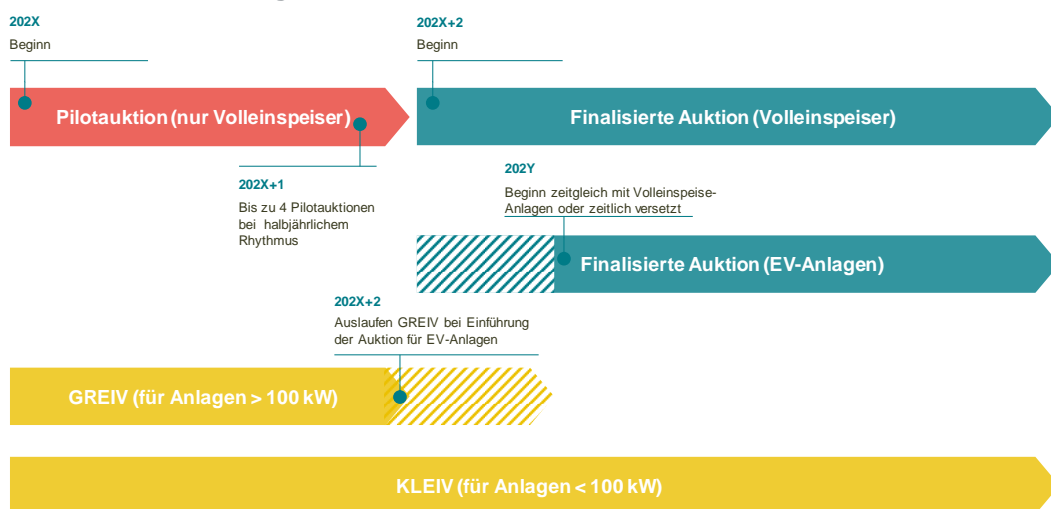
Überrenditen für günstige Anlagen begrenzen. Zudem verhindert die Einführung eines Höchstgebots unerwartet hohe Förderzahlungen.

Im Folgenden diskutieren wir weitere Implementierungsfragen, die sich an das Auktionsdesign anschliessen.

Implementierung – Pilotauktionen ermöglichen Praxistest und können mehr Akzeptanz in der Branche schaffen

Abbildung 5 stellt einen möglichen Zeitplan für die Einführung von Auktionen für PV-Anlagen dar. Offen gehalten ist der Startzeitpunkt, der vor allem von der Dauer eines Gesetzgebungsverfahrens abhängt.

Abbildung 5 Schrittweise Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: Der Zeitplan ist indikativ und hängt von der Dauer eines entsprechenden Gesetzgebungsverfahrens ab. Eine Einführung von Auktionen für Kleinanlagen unter 100 kW ist nicht vorgesehen.

- Wir empfehlen die Einführung von Pilotauktionen für Volleinspeise-Anlagen für einen Zeitraum von 1-2 Jahren, um das Auktionsformat und die administrativen Prozesse für begrenztes Volumen zu testen.
- Basierend auf der Evaluierung der Pilotauktion sollte die Förderung von Volleinspeise-Anlagen in ein finalisiertes Auktionsdesign überführt werden.
- Je nach Erfahrung in der Pilotauktion sollte auch die Förderung von EV-Anlagen mit über 100kW zeitgleich oder zeitlich verzögert auf eine separate Auktion umgestellt werden.
- Kleinanlagen unter 100 kW sollen langfristig über die KLEIV gefördert werden. Eine Überführung in ein Auktionssystem ist für dieses Segment aktuell nicht vorgesehen, da der zusätzliche Aufwand für die Teilnahme an einer Auktion bei kleineren Anlagen nicht im Verhältnis zur Gesamtinvestition steht.

Implementierung – Einbettung in bestehenden GREIV-Anmeldeprozess begrenzt den administrativen Zusatzaufwand

Die Durchführung von Auktionen schafft zusätzliche Aufgaben, wie bspw. die Publikation und Erläuterung des Auktionsverfahrens, die Annahme und Prüfung der Gebote, die Veröffentlichung des Auktionsergebnisses und die Prüfung der hinterlegten Sicherheiten nach Zuschlag:

- **Institutioneller Rahmen** – Üblicherweise werden in der EU die neuen Aufgaben, die bei Einführung einer Auktion anfallen, durch ein wirtschaftlich und politisch unabhängiges Organ durchgeführt. Üblicherweise ist das die zuständige Regulierungsbehörde oder Ministerium. In der Schweiz kommen hierfür das UVEK/BFE oder die EICom in Frage.
- **Technische Durchführung und Anmeldeprozess** – Die technische Durchführung der Auktion und des Anmeldeprozesses könnte z.B. bei der Pronovo AG verankert werden, die heute bereits die technische Abwicklung der GREIV-Förderung über eine Online-Plattform übernimmt (siehe Abbildung 6). Hierdurch kann der zusätzliche administrative Aufwand für die Bieter gering gehalten werden, damit auch kleinere Bieter an der Auktion teilnehmen können.

Abbildung 6 Anmeldeprozess



Quelle: Frontier Economics / EZS basierend auf aktuellem Anmeldeverfahren für GREIV bei Pronovo

Die Erfahrung im Ausland (wie etwa in Deutschland) hat gezeigt, dass eine klare und offene Kommunikation mit der Branche im Vorfeld eine wichtige Rolle für die erfolgreiche Einführung von Auktionen zur Förderung erneuerbarer Energien spielt. Die vorliegende Studie kann die Grundlage hierfür legen.

SYNTHESE

Mandat d'étude – modèle d'enchères réalisable en vue de déterminer la rétribution unique pour les grandes installations photovoltaïques

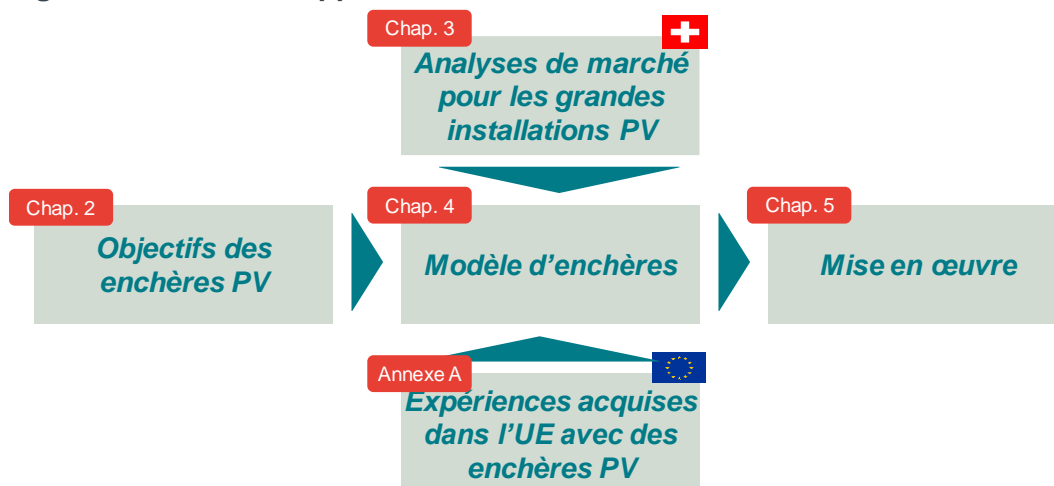
Selon la loi sur l'énergie entrée en vigueur en 2018, la production d'électricité à partir de nouvelles énergies renouvelables doit atteindre au moins 4,4 TWh en 2020 et au moins 11,4 TWh en 2035.¹² C'est pourquoi la loi prévoit différents programmes d'encouragement, parmi lesquels les rétributions uniques (RU) pour les installations photovoltaïques. À ce jour, le montant des RU est vérifié et adapté par le Conseil fédéral.

En tant que centre de compétence du DETEC pour les questions liées à l'énergie, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a chargé Frontier Economics Ltd. (« Frontier ») et Energie Zukunft Schweiz (« EZS ») d'examiner si, pour les grandes installations photovoltaïques (PV), le montant des RU pourra à l'avenir être déterminé par des enchères. L'étude met l'accent sur les recommandations pour un modèle d'enchères praticable et pouvant créer une concurrence suffisante entre les enchérisseurs.

Approche – Déduction d'un modèle d'enchères à partir d'analyses de marché en Suisse, d'expériences dans l'UE et de réflexions sur la conception

Dans l'étude, nous procédons en cinq étapes (Figure 1) :

Figure 1 Notre approche



Source: Frontier Economics / EZS

- Le modèle d'enchères, en tant que résultat central de l'étude (chapitre 4), est fondé sur trois étapes préalables :
 - Objectif de la politique énergétique à atteindre par les enchères (y compris les compromis existants entre les objectifs possibles) (chapitre 2);

¹² Voir art. 2 de la loi sur l'énergie (LEne).

- Analyses de marché pour les grandes installations PV en Suisse, dont sont tirées des déclarations sur la liquidité et la possible structure des enchérisseurs (chapitre 3); et
- Expériences acquises dans l'UE avec des enchères pour les installations PV (Anhang A) comme base supplémentaire pour les considérations de modèle pour la Suisse.
- D'autres questions de mise en œuvre (enchères pilotes, cadre institutionnel et processus de demande) sont abordées en aval (chapitre 5).

Dans ce qui suit, nous résumons les résultats les plus importants des différentes étapes.

Objectif principal – La mise aux enchères de la rétribution unique pour les grandes installations photovoltaïques doit permettre d'activer des potentiels supplémentaires

Défini en accord avec l'OFEN, l'objectif principal est l'activation la plus efficace possible d'un potentiel PV supplémentaire. Les enchères visent donc à promouvoir en particulier les installations qui n'étaient jusqu'à présent pas concernées par la rétribution unique pour les grandes installations (GRU). L'accent est mis ici sur les grandes installations sans consommation propre (installations injectant le 100% de sa production). Nos analyses de marché montrent qu'avec le taux actuel de subvention pour la GRU, qui s'élève à 300 CHF/kW, les installations qui ne bénéficient pas d'un encouragement indirect par la consommation propre¹³ ne peuvent être exploitées de manière rentable que dans de rares cas.

En outre, les enchères visent à poursuivre deux autres objectifs :

- Efficacité (du point de vue de l'ensemble du système) – Encouragement des installations dont les coûts nets du système¹⁴ par kW sont les plus faibles.
- Minimisation des paiements de subventions (« efficacité des programmes d'encouragement ») – Encouragement des installations dont les coûts des subventions par kW sont les plus faibles.

Il existe des compromis à faire entre l'atteinte des trois objectifs, que nous examinons plus en détail dans le chapitre 2.

Analyses de marché en Suisse – L'encouragement indirect de la consommation propre et le montant du tarif de reprise de l'électricité injectée différencié selon les régions entraînent des distorsions

Afin d'estimer la concurrence potentielle lors des enchères, des calculs de rentabilité ont été effectués. Ils déterminent le déficit de financement qui doit être couvert par la RU.

¹³ Contrairement aux achats sur le réseau, l'électricité provenant d'une installation PV consommée dans le cadre de la consommation propre est exonérée de taxes, de prélèvements et de redevances de réseau. Cette exonération des composantes du prix final de l'électricité induite par l'État constitue un encouragement indirect, c'est-à-dire qu'il n'y a pas de paiement direct comme dans le cas de la GRU.

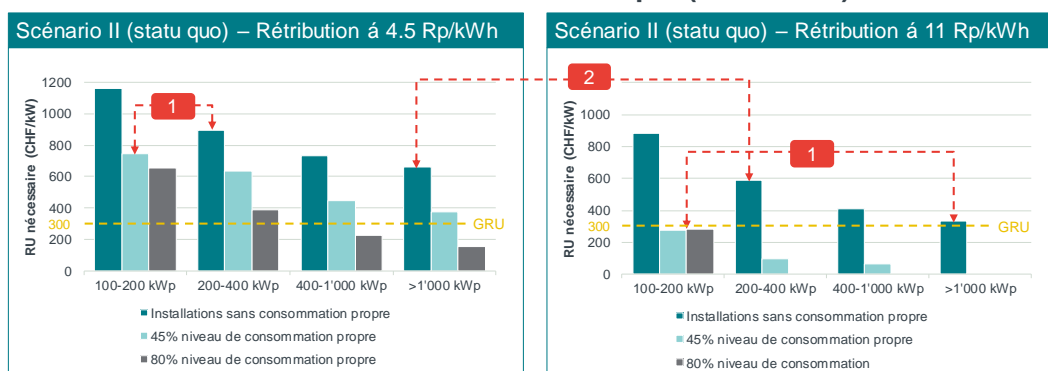
¹⁴ Par coûts nets du système, nous entendons tous les coûts encourus (coûts d'investissement et d'exploitation de l'installation PV, coûts d'extension du réseau et d'exploitation, etc.) déduction faite des économies réalisées dans le parc de production restant qui se reflète dans le prix du marché.

Nous avons défini deux scénarios pour représenter les différents points de vue des investisseurs :

- **Scénario I** (prix du marché) – Dans le scénario I, on suppose que l'injection est rétribuée à un prix de marché uniforme de 5,78 Rp/kWh (sur la base de la valeur moyenne en 2018). Ce scénario représente le point de vue d'un investisseur rationnel qui investit dans de grandes installations sans consommation propre comptant sur une convergence du montant du tarif de reprise vers un prix de marché uniforme.
- **Scénario II** (statu quo) – Dans le scénario II, nous nous concentrons sur les montants du tarif de reprise différenciés selon les régions, actuellement en vigueur en 2019. Ce point de vue est particulièrement pertinent pour les investisseurs qui investissent dans de petites installations ou dans des installations avec une forte part de consommation propre et qui ont tendance à fonder leur évaluation sur le statu quo. Au total, trois montants de tarif de reprise typiques ont été pris en compte.

La Figure 2 présente les résultats dans le statu quo (scénario II) pour différentes tailles d'installations et différents niveaux de consommation propre.

Figure 2 Résultat indicatif des calculs de rentabilité pour les grandes installations PV dans le statu quo (scénario II)



Source : Frontier Economics / EZS

Remarque: Est ici représentée la rétribution unique (RU) nécessaire pour que l'installation puisse être exploitée de manière rentable. D'autres détails figurent dans les chapitres 3 et Anhang B.

Tarif de reprise faible (4.5 Rp/kWh), voir par ex. EBM ; Tarif de reprise élevée (11 Rp/kWh), voir par ex. SIG.

Nos analyses montrent que **le statu quo fait apparaître les distorsions¹⁵ suivantes** :

- **Consommation propre** (voir (1) dans la Figure 2) – La consommation propre est indirectement encouragée par l'exemption complète des composantes du prix final de l'électricité, en plus de la RU. Avec le même tarif de reprise et le même rayonnement solaire, une petite installation à consommation propre nécessite donc un financement supplémentaire moins important qu'une grande installation sans consommation propre, malgré des coûts d'investissement plus élevés par unité de production supplémentaire (en raison des déséconomies d'échelle). Dans un système d'encouragement commun (via une mise aux

¹⁵ On parle de distorsion lorsqu'aucune installation efficace n'est prise en compte. Sont efficaces les installations dont les coûts par MW sont les plus bas du point de vue de l'ensemble du système (déduction faite de la valeur marchande de l'électricité produite).

enchères commune ou un taux GRU identique), seraient donc prise en compte principalement des installations avec consommation propre. Étant donné que la consommation propre ne réduit que de manière limitée les coûts du réseau¹⁶, un tel résultat d'enchères ne serait pas rentable du point de vue de l'ensemble du système.¹⁷ Il est cependant aussi possible de promouvoir les installations avec une consommation propre par un système séparé.

- **Tarif de reprise différenciée selon les régions** (voir (2) dans la Figure 2) – En raison des différences régionales dans le montant du tarif de reprise, un kWh d'électricité photovoltaïque injecté en même temps dans des lieux différents en Suisse est rétribué à des taux différents, même si ce kWh a la même valeur sur le marché.¹⁸ Cela entraîne des distorsions régionales avec un encouragement uniforme (par exemple avec des GRU), étant donné que le besoin de subventions est moins élevé pour les petites installations (et donc spécifiquement plus coûteuses) dans les régions où le tarif de reprise est élevée. Si la différenciation régionale se maintient sur le long terme, il en résultera d'importantes distorsions régionales auxquelles il est impossible de remédier, même par des enchères séparées pour les installations sans consommation propre.

Analyses de marché en Suisse – Mise aux enchères pilote pour des installations sans consommation propre afin d'éviter les distorsions dues à la promotion de la consommation propre et afin d'activer de nouveaux potentiels

Sur la base des analyses de rentabilité et de potentiel, nous avons établi un ordre de mérite¹⁹ indicatif à court terme (Figure 3).

L'influence du taux de consommation propre sur le déficit de financement est clairement visible ici : une installation de 1 MW à un taux de consommation propre de 80 % (tout à gauche) ne nécessite qu'environ la moitié de la RU d'une installation de la même taille et du même rayonnement solaire sans consommation propre.

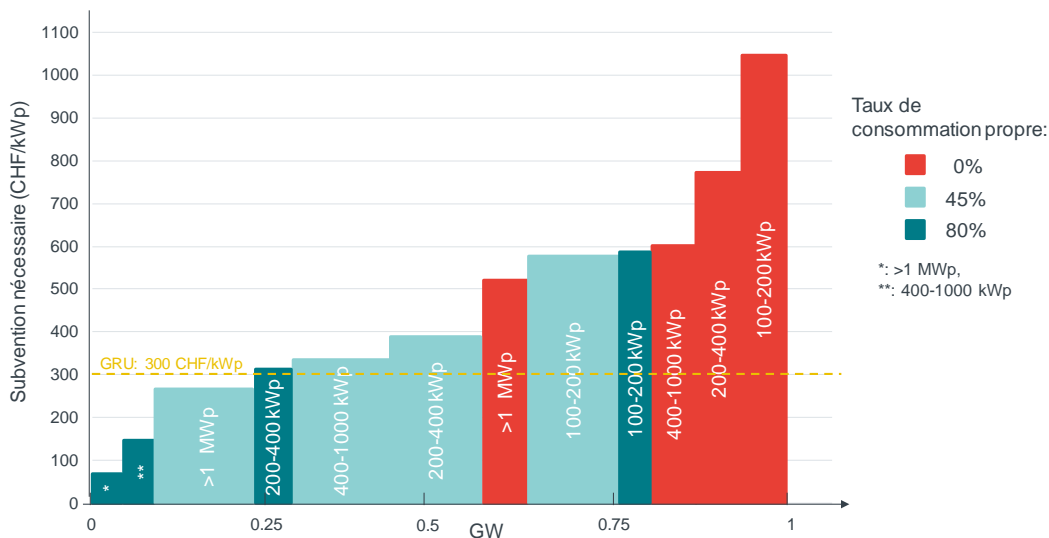
¹⁶ Voir Fraunhofer IWES (2015) : « PV-Netzintegration, Energiesystemtechnische Aspekte und Umsetzungswege » (Intégration au réseau photovoltaïque, aspects techniques du système d'énergie et voies de mise en œuvre [notre traduction]) p. 84. En règle générale, les pics de charge ou d'injection pour le dimensionnement du réseau ne sont pas influencés par la consommation propre.

¹⁷ Il serait également imaginable de procéder à des ajustements plus complets des redevances réseau, ce qui permettrait une imputation des coûts plus en conformité. Ces questions seront thématiques dans le cadre de la révision actuelle de la LApEI.

¹⁸ Le prix de gros est uniforme dans toute la Suisse, quelle que soit la distance entre l'installation de production et le consommateur d'électricité. Cependant, les coûts de transport variables (notamment les pertes) pour l'électricité ne représentent qu'une part relativement faible (<10%) des coûts totaux du réseau de transport et sont bien inférieurs aux différences régionales parfois considérables du tarif de reprise (dans notre exemple 6,5 Rp/kWh).

¹⁹ Dans l'ordre de mérite, différents types d'installations (définies par la taille de l'installation et le taux de consommation propre) sont classés de faible à élevé en fonction du niveau de RU nécessaire. L'ordre de mérite illustre la potentielle baisse de l'offre lors des enchères si tous les enchérisseurs font une offre uniquement en fonction des coûts.

Figure 3 Ordre de mérite à court terme pour le scénario I (prix du marché uniforme)



Source : Frontier Economics / EZS

Remarque: Est représentée ici la rétribution unique (RU) nécessaire pour que l'installation puisse être exploitée de manière rentable. Cela ne doit pas être assimilé aux offres dans une mise aux enchères, qui peuvent dépendre de considérations stratégiques des enchérisseurs. Pour plus de détails, voir chapitres 3 et Anhang B.

Une mise aux enchères commune pour les installations avec et sans consommation propre conduirait à la situation suivante :

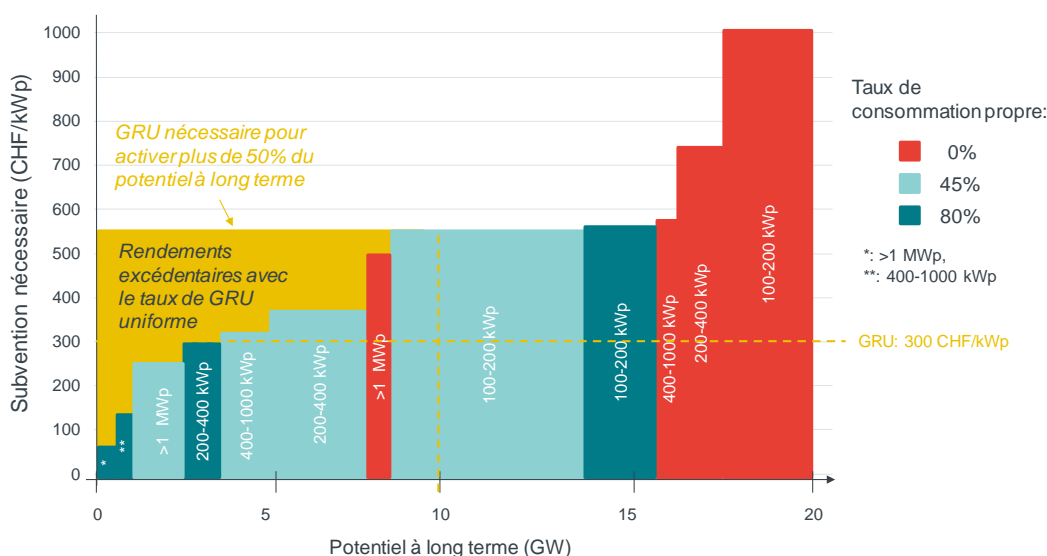
- soit aucun nouveau potentiel n'est activé, puisque seules les installations à consommation propre seront prises en compte, comme c'est déjà le cas aujourd'hui avec la GRU ;
- soit les installations à consommation propre peuvent obtenir des rendements excédentaires élevés par le biais d'offres stratégiques si les installations sans consommation propre constituent l'offre seuil (ce qui se produit avec d'importants volumes d'enchères correspondants, dans l'exemple ci-dessus à partir d'environ 600 MW).

C'est pourquoi nous recommandons une mise aux enchères pilote séparée pour les installations sans consommation propre. Toutefois, il est prévisible qu'une activation de ces potentiels additionnels nécessitera des paiements de subventions directs élevés via les RU (en raison de l'exclusion de la subvention indirecte liée à la consommation propre).

Analyses de marché en Suisse – À long terme, les mises aux enchères pour les installations à consommation propre peuvent réduire les coûts des subventions ; toutefois, des distorsions persisteront en cas de maintien d'un tarif de reprise différenciée selon les régions

La Figure 4 montre l'ordre de mérite à long terme pour le scénario I.

Figure 4 Ordre de mérite à long terme pour le scénario I (prix du marché uniforme)



Source : Frontier Economics / EZS

Remarque: Ici est représentée la rétribution unique (RU) nécessaire pour que l'installation puisse être exploitée de manière rentable. Cela ne doit pas être assimilé aux offres dans une mise aux enchères, qui peuvent dépendre de considérations stratégiques des enchérisseurs. Pour plus de détails, voir chapitres 3 et Anhang B.

L'analyse de marché à long terme montre qu'en l'absence d'enchères, un taux de GRU plus élevé (équivalent au déficit de financement des petites installations à consommation propre) pourrait être nécessaire pour activer plus de la moitié du potentiel à long terme des installations PV. Il en résulterait en partie des rendements excédentaires considérables pour les installations PV de plus grande taille ayant un niveau élevé de consommation propre (voir la zone jaune dans la Figure 4).

À long terme, il peut donc être judicieux de promouvoir également les installations à consommation propre par le biais d'enchères (séparées) :

- **Réduction des coûts des subventions** – Les enchères peuvent stimuler la concurrence entre les projets et réduire les coûts des subventions – Contrairement à une approche approximative basée sur les coûts comme pour la GRU actuelle (avec des inconvénients découlant de la distribution asymétrique d'informations sur les coûts réels entre le demandeur et l'organisme adjudicateur et d'une attribution selon le principe du « premier arrivé, premier servi »), les installations dont les coûts de subvention sont les plus faibles seraient en règle générale retenues et seraient mises en services en priorité. Avec l'application d'une règle de prix du type « pay-as-bid » dans laquelle le montant attribué pour l'installation est défini par l'offre proposée, les taux de subvention peuvent être différencier.
- **L'amélioration de l'efficacité nécessite également des réformes du système de tarif de reprise à moyen et long terme** – Si des réformes visant à uniformiser le système de tarif de reprise à hauteur du prix du marché étaient mises en œuvre sur le long terme, les enchères pourraient également améliorer l'efficacité de la sélection des projets par rapport aux GRU en raison

des signaux de prix donnés par les enchères. En cas de maintien à long terme du système actuel de tarifs de reprise non uniformes d'une région à l'autre, même des enchères séparées pour les installations à consommation propre ne permettront pas d'assurer une sélection efficace des projets. Il ne s'agit toutefois pas d'un inconvénient d'une procédure d'enchères, mais le problème se pose si la GRU est maintenue.

Recommandation pour le modèle d'enchères : mise aux enchères « pay as bid » avec enchères cachées pour les installations sans consommation propre >100kW

Sur la base des analyses de marché, nous recommandons le modèle d'enchères suivant pour les enchères pilotes pour les installations sans consommation propre (Tableau 1) :

Tableau 1 **Modèle d'enchères recommandé pour la rétribution unique des installations sans consommation propre**

Aspect du modèle	Recommandation
1. Préqualification	Préqualification liée au projet, taille minimale de 100 kW
2. Déroulement chronologique	18 mois après l'adjudication jusqu'à la réalisation de l'installation (selon le pilote, peut être réduit à 12 mois comme avec la GRU)
3. Fréquence/volume des offres	2 fois par an, initialement 50 MW p.a. (soit 25 MW par tour)
4. Conditions du contrat	<ul style="list-style-type: none"> ■ Obligation d'investissement pour le contrôle des quantités ■ Deuxième garantie modérée 30 CHF/kW²⁰ ■ Pénalité (montant basé sur la deuxième garantie) ■ Aucun droit de transfert sur un autre projet ■ Pour le pilote : installations sans consommation propre uniquement, c'est-à-dire que la consommation propre n'est pas admise (vérification et pénalité en cas d'infraction)
5. Format d'enchère	<ul style="list-style-type: none"> ■ Enchères cachées (« sealed bid ») ■ Règle de prix « pay-as-bid » ■ Enchère maximale pour le pilote : en fonction de l'évaluation des ordres de mérite²¹

Source : Frontier Economics / EZS

Remarque : L'étude s'est basée sur la RU en tant que modèle d'encouragement (produit mis aux enchères). Les autres modèles d'encouragement (par exemple le modèle de primes de marché) ne sont pas concernés par la présente étude.

Le modèle d'enchères doit garantir ce qui suit :

- **Liquidités suffisantes** – Une taille minimale relativement faible de 100 kW, une garantie modérée ainsi que des pénalités devraient permettre au plus grand nombre possible d'enchérisseurs de participer aux enchères.
- **Faible complexité** – En choisissant un format d'enchère simple avec enchères cachées, qui peut être intégré de manière relativement simple dans le

²⁰ Correspond à ~3 % des coûts d'investissement d'une installation de 1MW. Dans l'UE, ce pourcentage s'élève habituellement à environ 5% (50 €/kW).

²¹ L'enchère maximale peut être abaissée de manière dynamique au fil du temps, par exemple à 110% de la surenchère maximale du tour préliminaire.

processus GRU existant (voir détails ci-dessous), les coûts de transaction pour participer aux enchères devraient être maintenus aussi bas que possible.

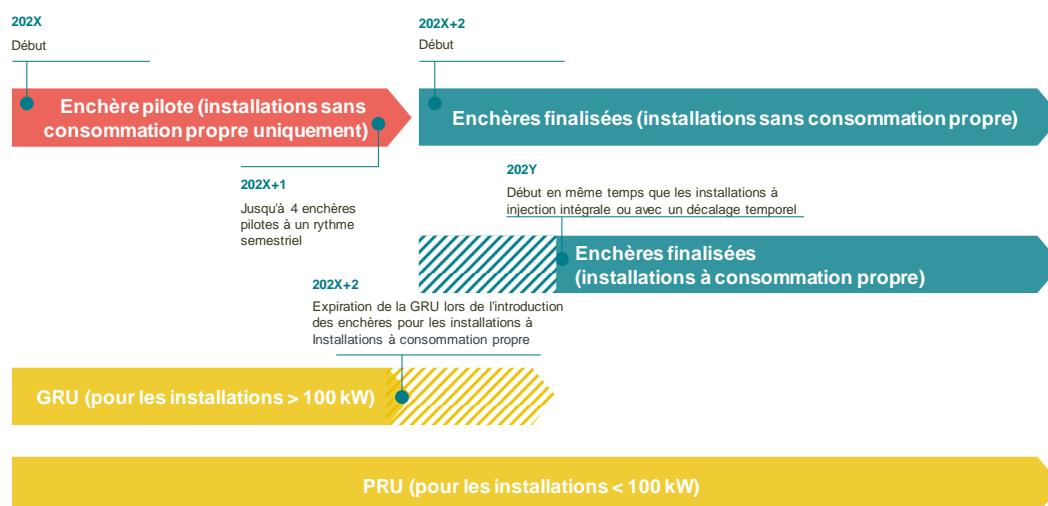
- **Limitation des paiements de subventions** – Les analyses de la structure du marché montrent une hétérogénéité relativement élevée (ordre de mérite élevé). La règle de prix « pay-as-bid » vise à limiter les rendements excédentaires pour les installations à faible coût. En outre, l'introduction d'une enchère maximale permet d'éviter des paiements de subventions trop élevés par rapport à ce qui est attendu.

Dans ce qui suit, nous discutons d'autres questions de mise en œuvre qui concernent le modèle d'enchères.

Mise en œuvre – Les enchères pilotes permettent des essais pratiques et peuvent susciter une meilleure acceptation de la branche

La Figure 5 présente un calendrier possible pour l'introduction d'enchères pour les installations PV. La date de début reste ouverte et dépend principalement de la durée de la procédure législative.

Figure 5 Introduction progressive des enchères pour les grandes installations PV



Source : Frontier Economics / EZS

Remarque: Le calendrier est indicatif et dépend de la durée de la procédure législative concernée. Il n'est pas prévu de mettre aux enchères les petites installations de moins de 100 kW.

- Nous recommandons l'introduction d'enchères pilotes pour les installations sans consommation propre pendant une période de 1 à 2 ans afin de tester le format d'enchère et les processus administratifs pour des volumes limités.
- Sur la base de l'évaluation des enchères pilotes, l'encouragement d'installations sans consommation propre devrait être convertie en un modèle d'enchères finalisé.
- En fonction de l'expérience acquise lors des enchères pilotes, la promotion d'installations à consommation propre de plus de 100 kW devrait également faire l'objet d'une mise aux enchères séparée en même temps ou en différé.

- Les petites installations de moins de 100 kW doivent être encouragées à long terme par des PRU. Le passage à un système d'enchères n'est actuellement pas prévu pour ce segment. En effet, pour les petites installations, les dépenses supplémentaires liées à la participation à des enchères sont disproportionnées par rapport à l'investissement total.

Mise en œuvre – L'intégration au processus de demande existant pour les GRU limite les charges administratives supplémentaires

Le déroulement des enchères engendre des tâches supplémentaires, telles que la publication et l'explication de la procédure d'enchères, l'acceptation et la vérification des offres, la publication du résultat des enchères et la vérification des garanties déposées après l'adjudication :

- **Cadre institutionnel** – Dans l'UE, ces nouvelles tâches découlant de l'introduction d'une mise aux enchères sont généralement exécutées par un organe économiquement et politiquement indépendant. Il s'agit généralement de l'autorité de régulation ou du ministère compétent. En Suisse, le DETEC/OFEN ou l'EICom entrent en ligne de compte.
- **Exécution technique et processus de demande** – L'exécution technique des enchères et du processus de demande peut être ancrée auprès de Pronovo SA, qui prend déjà en charge la gestion technique de la GRU via une plateforme en ligne (voir Figure 6). Cela permet de garantir aux enchérisseurs de faibles charges administratives supplémentaires afin que les petits enchérisseurs puissent également participer aux enchères.

Figure 6 **Processus de demande**



Source: *Frontier Economics / EZS sur la base de la procédure de demande actuelle pour la GRU auprès de Pronovo*

L'expérience acquise à l'étranger (par exemple en Allemagne) a montré qu'une communication claire et ouverte en amont au sein de la branche joue un rôle important dans le succès de l'introduction des enchères pour promouvoir les énergies renouvelables. La présente étude peut en établir les bases.

1 EINLEITUNG

In diesem Kapitel gehen wir kurz auf den Hintergrund der Studie und den Auftrag ein (Abschnitt 1.1) und stellen unseren Ansatz dar (Abschnitt 1.2).

1.1 Hintergrund und Auftrag

Hintergrund

Gemäss dem 2018 in Kraft getretenen Energiegesetz soll die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien im Jahr 2020 mindestens 4.4 TWh und im Jahr 2035 mindestens 11.4 TWh betragen.

Erneuerbare Energien, wie die Photovoltaik, können sich heute und in der absehbaren Zukunft jedoch nicht allein durch Markterlöse refinanzieren. Deshalb sieht das Gesetz verschiedene Förderprogramme vor, zu denen auch die Einmalvergütungen (EIV) für Photovoltaikanlagen gehören.²² Die Höhe der EIV wird bisher vom Bundesrat periodisch geprüft und angepasst.

Die Einmalvergütung hat sich im Zusammenhang mit der Förderung des Eigenverbrauchs (EV) seit der Einführung im Jahr 2014 für Anlagen bis 30kW als ein erfolgreiches Instrument der Förderung des Photovoltaikausbaus erwiesen. Der jährliche Zubau in diesem Marktsegment hat sich zwischen 2014 und 2018 um etwa 50% gesteigert. Mit der Energiestrategie 2050 wurde die Einmalvergütung deswegen ab 2018 auf grosse Anlagen (bis 50 MW) ausgeweitet.

Nach einem Übergangsjahr, mit einem eher mässigen Zubau von grossen Anlagen im Jahr 2018, zeichnet sich 2019 eine deutliche Verbesserung ab, da die Kombination EIV/Eigenverbrauch nun auch bei grossen Anlagen zu einer Steigerung des Zubaus führt.

Aufgrund des Auslaufens der kostendeckenden Einspeisevergütung ab 2023 geht es im Weiteren darum, das Instrument der Einmalvergütung wirtschaftlich zu optimieren, um bei begrenzten Fördermitteln eine möglichst hohe zusätzliche inländische Energieproduktion zu erreichen. Dabei bleibt die jetzige Förderung von Anlagen durch die Möglichkeit zum EV eine wichtige Massnahme.

In europäischen Ausland wird die Förderhöhe für Erneuerbare Energien zunehmend über Auktionen bestimmt.²³ Daher stellt sich die Frage, ob ein solches Modell auch für die PV-Förderung in der Schweiz sinnvoll sein kann und wie ein auf die Schweiz zugeschnittenes Auktionsdesign aussehen würde.

Auftrag

Das Bundesamt für Energie (BFE) als Kompetenzzentrum des UVEK für Energiefragen hat Frontier Economics Lt. („Frontier“) und Energie Zukunft Schweiz („EZS“) beauftragt zu untersuchen, ob zukünftig für grosse Photovoltaik(PV)-Anlagen die Höhe der EIV über Auktionen bestimmt werden kann. Der Fokus der

²² Bei der EIV wird zwischen Kleinanlagen mit einer Leistung von unter 100 kW („kleine Einmalvergütung“, KLEIV) und Anlagen ab 100 kW („grosse Einmalvergütung“, GREIV) unterschieden.

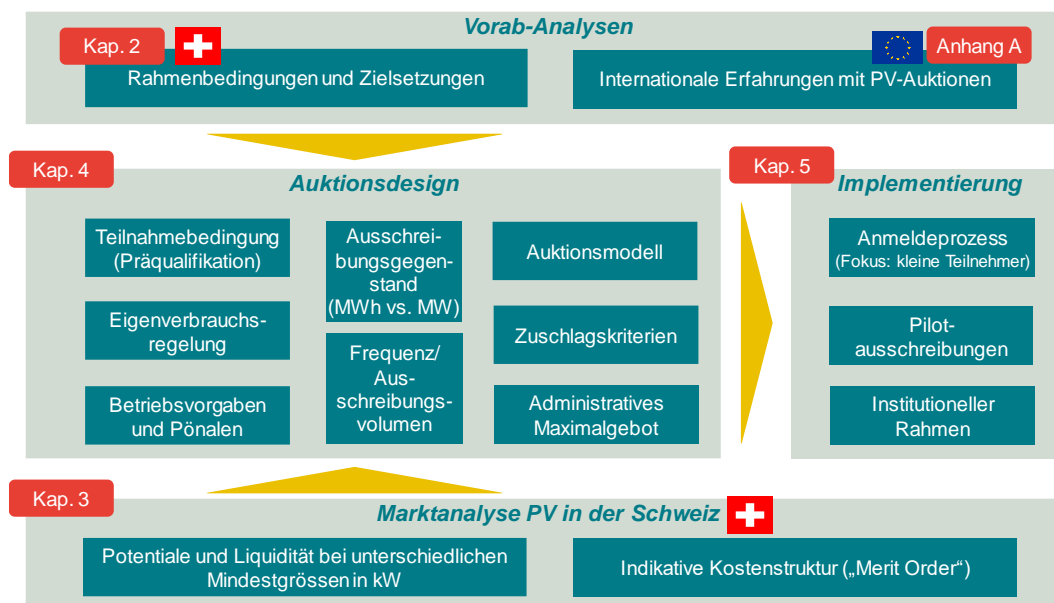
²³ Gemäss der EU-Beihilferichtlinie (2014/C 200/01) ist eine Auktionierung ab 1 MW (mit Sonderregelungen für Windkraft) erforderlich.

Studie liegt hierbei auf den Empfehlungen für ein Auktionsdesign, das praktikabel ist und ausreichenden Bieterwettbewerb schaffen kann.

1.2 Ansatz und Struktur der Studie

Die Forschungsfragen des BFE wurden in vier Modulen bearbeitet (Abbildung 7).

Abbildung 7 Unser Vorgehen im Detail



Quelle: Frontier Economics / EZS

Die Studie ist anhand der Module wie folgt gegliedert:

- Mit den **Vorab-Analysen** werden Grundlagen für unsere Empfehlungen zum Auktionsdesign geschaffen. Die Vorab-Analysen umfassen die Darstellung der energiepolitischen Ziele (Kapitel 2), die durch das Auktionsdesign erreicht werden sollen, und mögliche Zielkonflikte. Zudem wurden aktuelle Erfahrung in der EU mit Auktionen für PV-Anlagen zusammengefasst (Anhang A), die einen weiteren Startpunkt eines Auktionsdesigns für die Schweiz bilden.
- Aus den **Markanalysen für grosse PV-Anlagen in der Schweiz** (Kapitel 3 und Anhang B) werden Aussagen zur erwarteten Liquidität und möglicher Bieterstruktur abgeleitet, die eine wichtige Grundlage für ein auf den Schweizer PV-Markt zugeschnittenes Auktionsdesign bilden.
- Unsere Empfehlungen für ein zukünftiges **Auktionsdesign** (Kapitel 4) zur Förderung grosser PV-Anlagen in der Schweiz baut auf den Vorabanalysen und der Marktanalyse auf.
- Nachgelagert werden weitere **Implementierungsfragen** (Pilotauktionen, institutioneller Rahmen und Anmeldeprozess) erörtert (Kapitel 5).

2 MÖGLICHE ZIELE VON PHOTOVOLTAIK-AUKTIONEN IN DER SCHWEIZ

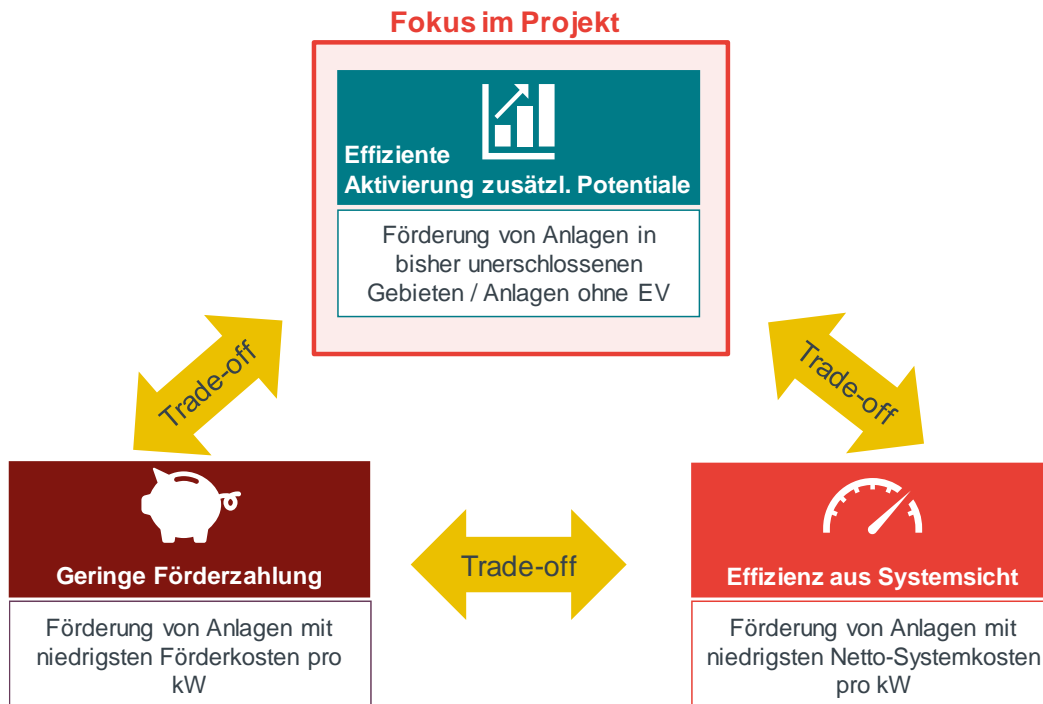
Mit der Einführung von Auktionen zur Förderung grosser PV-Anlagen sollen in Abstimmung mit dem BFE folgende drei Zielsetzungen adressiert werden:

- **Effiziente Aktivierung zusätzlicher PV-Potenziale** – Die Auktion soll die Förderung von Anlagen ermöglichen, welche bisher unter der GREIV nicht zum Zuge kamen. Das Hauptaugenmerk liegt hierbei auf Anlagen ohne Eigenverbrauch (Volleinspeise-Anlagen), welche unseren Marktanalysen zufolge beim aktuellen GREIV-Fördersatz von 300 CHF/kW meist nicht wirtschaftlich rentabel betrieben werden können, sodass deren Potenzial zum heutigen Zeitpunkt weitestgehend ungenutzt bleibt.
- **Effizienz (aus Systemsicht)** – Durch die Auktion sollen Fördermittel möglichst solchen Anlagen zukommen, welche aus Systemsicht am effizientesten Strom produzieren. Effizienz bedeutet in diesem Zusammenhang, dass Strom mit möglichst niedrigen Netto-Systemkosten produziert wird. Systemkosten umfassen dabei nicht nur die spezifischen Kosten, welche dem Anlagenbetreiber bei der Stromherstellung entstehen, sondern auch sämtliche andere aus Systemsicht relevante Kosten, wie die zusätzlichen Netzausbau- und Betriebskosten sowie Einsparungen im restlichen Kraftwerkspark (reflektiert durch den Grosshandelspreis für Strom).
- **Geringe Förderzahlungen („Fördermitteleffizienz“)** – Ein weiteres Ziel der Auktion ist es, den finanziellen Aufwand der PV-Förderung zu minimieren. Dies kann dadurch erreicht werden, dass im Auktionsverfahren Fördermittel solchen Anlagen zukommen, welche mit den geringsten Förderkosten pro kW²⁴ auskommen. Dies würde die Minimierung der direkten Förderkosten gewährleisten. Es ist hierbei zu beachten, dass in diese Betrachtung keine sogenannten indirekten Förderkosten mit einfließen, welche insbesondere bei EV-Anlagen anfallen. Insofern ist eine diesbezügliche Effizienzbetrachtung eingeschränkt.

Die Orientierung an den drei oben genannten Zielen birgt für das Auktionsdesign allerdings Herausforderungen, da es zwischen ihnen Trade-offs gibt, die verhindern, dass alle drei Ziele gleichzeitig in vollem Umfang realisiert werden können. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, eine Priorisierung unter den Zielen vorzunehmen. In Abstimmung mit dem BFE wurde als **primäre Zielsetzung die möglichst effiziente Aktivierung zusätzlicher PV-Potenziale** festgelegt. Diese Konstellation wird unten in Abbildung 8 veranschaulicht.

²⁴ Die Nennleistung von Photovoltaikanlagen wird in der Regel als Spitzenerzeugungsleistung in KW „peak“ (kWp) angegeben. Wir verzichten in unserem Bericht auf diesen Zusatz.

Abbildung 8 Ziele für PV-Auktionen



Quelle: Frontier Economics / EZS

Im Folgenden beschreiben wir die Trade-offs zwischen den drei Zielen, die es bei Festlegungen zum Auktionsdesign zu beachten gilt:

Effizienz aus Systemsicht vs. geringe Förderzahlungen

Eine Minimierung der direkten Förderzahlungen (Fördermitteleffizienz) wird bereits heute teilweise durch die GREIV erreicht. Durch die einheitliche Förderhöhe von 300 CHF/kW werden vor allem Anlagen mit Eigenverbrauch sowie Anlagen in Regionen mit hoher Rückliefervergütung aktiviert, die aufgrund indirekter Förderungen mit den geringsten direkten Zahlungen pro kW auskommen:

- Durch den Eigenverbrauch von Strom fallen für die Anlagenbetreiber keine bzw. geringere Abgaben und Netzentgelte an, die sie beim Netzbezug der entsprechenden Strommenge hätten zahlen müssen. Einige dieser Kosten werden (in Abhängigkeit von der Ausgestaltung des Netztarifierungssystems) auf andere Netznutzer und Endverbraucher abgewälzt. Die Kostenersparnis kann somit eine *indirekte* Förderung darstellen und senkt im selben Umfang die benötigte *direkte* Förderhöhe.
- Bislang sind vor allem Anlagen in Regionen mit hoher Rückliefervergütung rentabel, weil die höheren Erlöse aus dem Stromverkauf den Förderbedarf senken. Hierbei handelt es sich um eine – politisch intendierte – (indirekte) Förderung zur Ansiedelung in bestimmten Regionen, da die Rückliefervergütung über dem Marktwert für Strom auf dem Grosshandel liegt.

Aus Fördermittelsicht sind somit Anlagen mit Eigenverbrauch und in Regionen mit hoher Rückliefervergütung zu bevorzugen, da diese in der Regel einen geringeren

Förderbetrag benötigen. Diese Anlagen können jedoch aus Systemsicht ineffizient sein:

- Die derzeitigen Kostenersparnisse, die einem Anlagenbetreiber durch EV entstehen, spiegeln in der Regel keine entsprechenden Systemkostenersparnisse wider.²⁵ Solche Einsparungen (z.B. durch geringere Übertragungsverluste) entstehen bislang nur in wesentlich geringerer Höhe.²⁶
- Hohe Rückliefervergütungen spiegeln nicht einen höheren Marktwert aus Systemsicht wider: Die Höhe der Vergütung bemisst sich neben den Beschaffungskosten der lokalen Versorger (historisch gewachsene Durchschnittskosten, die über dem Marktpreis liegen können) auch am politischen Förderwillen der jeweiligen Kantone, Städte und Gemeinden als Eigentümer der Versorger.

Aus Systemsicht sollten Anlagen ungeachtet ihres EV-Anteils und regionaler Rückliefervergütung (durchschnittliche historisch gewachsene Beschaffungskosten) stärker nach ihren Systemkosten und unter Berücksichtigung des Marktwertes am für die Schweiz einheitlichen Grosshandelspreis beurteilt werden. Dies ist möglich durch eine angepasste Förderung wie auch durch Anpassungen in der Netztarifierung. Volkswirtschaftlich effiziente PV-Anlagen sind aufgrund von Skalenvorteilen vor allem grosse Anlage in Regionen mit guten Sonneneinstrahlungsverhältnissen.

Anlagen mit einfach realisierbarem EV können jedoch weiterhin gefördert werden, um das vorliegende Potenzial bei Haushalten und im Kleingewerbe weiter auszubauen und somit eine Steigerung der inländischen dezentralen Erzeugung zu bewirken.

Geringe Förderzahlungen vs. effiziente Aktivierung zusätzlicher PV-Potenziale

Wie oben bereits ausgeführt, sind aus Fördermittelsicht Anlagen mit Eigenverbrauch und in Regionen mit hoher Rückliefervergütung zu bevorzugen. Diese Anlagen werden heute beim einheitlichen GREIV-Fördersatz vor allem realisiert. Eine solche indirekte Förderung ist vor allem dann von Vorteil, wenn Fördermittel knapp sind.

Will man zusätzliche Potenziale, wie etwa Volleinspeise-Anlagen, aktivieren, wäre dies beispielweise durch differenzierte Fördersätze (höherer GREIV-Satz für Anlagen ohne Eigenverbrauch) möglich. Im Extremfall wäre auch ein Verbot von Eigenverbrauch denkbar, was aber aus energiepolitischer Sicht nicht geboten ist. Beides würde höhere direkte Förderzahlungen nach sich ziehen. Eine Aktivierung zusätzlicher Potenziale setzt somit eine entsprechende politische Akzeptanz voraus.

²⁵ Siehe Fraunhofer IWES (2015): „PV-Netzintegration, Energiesystemtechnische Aspekte und Umsetzungswege“, S. 84. In der Regel werden durch Eigenverbrauch die netzdimensionierenden Last- oder Einspeisespitzen nicht beeinflusst.

²⁶ Siehe ENTSO-E (2017): „Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2016“, S. 17. Netzverluste („losses“) machen mit rund 1€/MWh (1.1 CHF/MWh) weniger als 10% der Gesamtkosten des Übertragungsnetz in der Schweiz aus.

Effizienz aus Systemsicht vs. effiziente Aktivierung zusätzlicher PV-Potenziale

Eine Aktivierung zusätzlicher Potenziale von grösseren Volleinspeise-Anlagen steht insofern im Einklang mit Effizienz aus Systemsicht, als dass bei einem Ausschluss von Eigenverbrauch bei Teilnahme an einer Auktion keine aus Systemsicht ineffizienten kleinen EV-Anlagen grössere Volleinspeise-Anlagen verdrängen. Die Verzerrung durch die indirekte EV-Förderung entfällt.

Eine aus Systemsicht effiziente Förderung innerhalb der Gruppe der Volleinspeise-Anlagen kann durch die Auktion allerdings nicht vollständig gewährleistet werden, so lange das System der regional differenzierten Rückliefervergütung weiterbesteht. Kleinere Anlagen mit höheren Systemkosten in Regionen mit hoher Rückliefervergütung weisen einen geringeren Förderbedarf auf als grössere und aus Systemsicht effizientere Anlagen in Regionen mit niedriger Rückliefervergütung (bei gleichem Sonnenertrag).

Angesichts dieser Trade-offs wurde in Abstimmung mit dem BFE als primäre Zielsetzung eine möglichst effiziente Aktivierung zusätzlicher PV-Potenziale von Volleinspeise-Anlagen festgelegt. Unter Massgabe dieser Festlegung werden die Ziele der Systemeffizienz und der Fördermitteleffizienz im Rahmen der Möglichkeiten beim Auktionsdesign ebenfalls berücksichtigt.

3 MARKTANALYSEN FÜR GROSSE PV-ANLAGEN IN DER SCHWEIZ

Marktanalysen geben Aufschluss über die zu erwartende Liquidität und über die Kostenstruktur möglicher Bieter. Beides sind wichtige Eingangsgrössen für das Auktionsdesign in Kapitel 4.

In diesem Kapitel gehen wir wie folgt vor:

- In Abschnitt 3.1 gehen wir kurz auf die Zielsetzung ein, die wir mit den Marktanalysen verfolgen;
- In Abschnitt 3.2 stellen wir das methodische Vorgehen vor;
- In Abschnitt 3.3 geben wir einen Überblick über die wichtigsten Berechnungsergebnisse; und
- In Abschnitt 3.4 leiten wir Schlussfolgerungen für das Auktionsdesign ab.

Weitere Details zu den Annahmen und Ergebnissen der Marktanalysen finden sich in Anhang B.

3.1 Zielsetzung der Marktanalysen

Für ein erfolgreiches Auktionsdesign sind fundierte Kenntnisse über die mögliche Anbieterstruktur unerlässlich. Einige der Ausgestaltungsoptionen im Ausschreibungsdesign (z.B. die Mindestgrösse, Behandlung von Eigenverbrauch, ausgeschriebenes Volumen und Preisregel) hängen davon ab, welche Wirkung sie auf den erwarteten Wettbewerb und strategische Spielräume der teilnehmenden Bieter haben.

Hierfür adressiert die Marktanalyse folgende Fragen:

- Welche Potenziale (als Mass für die erwartete Liquidität) können kurz- und langfristig erwartet werden?
- Wie hoch ist der Hebel von Einflussfaktoren (Anlagengrösse, EV-Grad, Standort) auf die Finanzierungslücke (als Mass für die Heterogenität der Bieter)?
- Wie ist die Effizienz des Fördersystems und erwartete Förderzahlungen zu bewerten?

Diese Fragen lassen sich am geeignetsten auf Basis einer indikativen Angebotskurve („Merit Order“) auf Basis von Vollkosten beantworten.

- Zielgrösse ist die (erwartete) Finanzierungslücke (in CHF/kW), die durch eine EIV gedeckt werden muss, damit eine Anlage rentabel betrieben werden kann. Hierfür werden von den Investitions- und Betriebskosten die Erlöse aus Eigenverbrauch und die Vergütung des eingespeisten Stroms abgezogen.
- Ein solches Vorgehen spiegelt die Sichtweise eines Investors bei Gebotsabgabe wider, der die notwendige Finanzierungslücke als Grundlage zur Bestimmung der Gebotshöhe benötigt. Darüber hinaus können je nach

Auktionsformat weitere strategische Überlegungen bei der Gebotsabgabe eine Rolle spielen.

Mit der Marktanalyse soll jedoch keine anlagenscharfe Prognose der notwendigen Einmalvergütung erfolgen, da sich diese als Ergebnis des Ausschreibungsverfahrens ergeben. Eine Auktion soll gerade die fehlenden Informationen, die den einzelnen Bietern vorliegen, im Rahmen des Bietprozesses zur Bestimmung des Ergebnisses eingehen.

3.2 Methodisches Vorgehen

In diesem Abschnitt fassen wir das methodische Vorgehen zur Marktanalyse zusammen:

- Kurze Beschreibung des Wirtschaftlichkeits-Tools;
- Definition von zwei Szenarien;
- Untersuchte Anlagentypen; und
- Darstellung der Potenzialanalyse.

Eine detaillierte Darstellung der Parameter und weiterer Ergebnisse findet sich in Anhang B.

Etabliertes Wirtschaftlichkeits-Tool zu Berechnung der Finanzierungslücke

Das verwendete Wirtschaftlichkeits-Tool wurde im Rahmen des vom BFE unterstützten Projektes „Quick-Check.ch“ entwickelt und für die Evaluation der EIV (Auftrag BFE) verwendet. Für dieses Projekt wurde das Tool für grosse Anlagen weiterentwickelt.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit – respektive zur Bestimmung des residualen Förderbetrages in Form einer Einmalvergütung – werden die abgezinsten Cash-Flows (DCF) ohne Berücksichtigung der Steuern über einen Zeithorizont von 25 Jahren berücksichtigt. In das Tool gehen folgende Grössen ein:

- Kostenseite – Einmalig anfallende Investitionskosten und jährliche Betriebskosten für die PV-Anlage.
- Einnahmenseite – Einnahmen durch Einspeisung des Stromes ins Verteilnetz (Rückliefervergütung) sowie Einnahmen durch Eigenverbrauch (basierend auf Tarifen für Strombezug der entsprechenden Nutzerkategorie).

Die Berechnungsgrundlagen werden im Anhang B näher erläutert.

Zwei Szenarien zur Abbildung unterschiedlicher Bietertypen

Wir haben zwei Szenarien definiert, um unterschiedliche Perspektiven von Investoren abzubilden:

- **Szenario I (Marktpreis)** – In Szenario I wird unterstellt, dass Einspeisung zu einem einheitlichen Marktpreis von 5.78 Rp/kWh (basierend auf dem Durchschnittswert des Jahres 2018) vergütet wird. Dieses Szenario bildet die

Sicht eines rationalen Investors in grössere Volleinspeise-Anlagen ab, die eine Konvergenz der Rückliefervergütung in Richtung eines einheitlichen Marktpreises erwarten.

- **Szenario II** (Status-quo, d.h.) – In Szenario II stellen wir auf die aktuell für das Jahr 2019 geltenden regional unterschiedlichen Rückliefervergütungen ab. Diese Sicht ist vor allem für **myopische Investoren** in Kleinanlagen bzw. Anlagen mit **hohem Eigenverbrauchsanteil**, die sich bei der Bewertung eher am Status-quo orientieren.

Beide Szenarien sind relevant in Abhängigkeit, welche Perspektive der jeweilige Investor einnimmt. Darüber hinaus lässt Szenario I Aussagen darüber zu, wie sich alle Bieter verhalten würden, wenn das RL-Vergütungssystem vereinheitlicht werden würde. Szenario II gibt Aufschluss über das Kalkül von Bietern, wenn das heutige System der regional differenzierten RL-Vergütungen und Endkundenpreise unverändert langfristig Bestand hat.

Entsprechend stellen wir im Folgenden die Ergebnisse für beide Szenarien nebeneinander dar.

Bis zu 36 Anlagentypen zur Abbildung der Heterogenität

Anhand verschiedener Rückliefervergütungen, Anlagengrössen und Eigenverbrauchsanteilen wurden 36 Klassen gebildet (Tabelle 6 in Anhang B). Dabei wurden die wichtigsten Einflussfaktoren, wie Anlagengrösse, Eigenverbrauch und Rückliefervergütungen, unterschieden:

- 4 verschiedene Anlagengrössenklassen (100-200 kW, 200-400 kW, 400-1'000 kW, >1'000 kW);
- 3 EV-Grade (0%, 45%, 80%); und
- 3 unterschiedliche Rückliefervergütungen (nur relevant für Szenario II): hoch (>9 Rp/kWh), mittel (6-9 Rp/kWh), tief (<6 Rp/kWh).

In der Realität sind noch weitere Einflussfaktoren relevant, z.B. Einstrahlungssituation, Konstruktionstyp (Schrägdach, Flachdach, Freifläche etc.) und Renditeanforderung des Investors (Kapitalkosten).

Potenzialanalyse basierend auf etablierten Studien

Das Potenzial gibt das mögliche Angebot in einer Auktion an. Dies entspricht der Breite der Balken (in der Merit Order relevant). Wir unterscheiden hierbei zwischen kurzfristigen Potenzialen (umfasst eine zeitliche Perspektive bis zum Jahr 2020) und dem langfristigen Potenzial (bis zum Jahr 2035+).

Die Höhe des Potenzials und die Verteilung nach Anlagengrössen und EV-Grad wurde wie folgt bestimmt:

- **Kurzfristiges Potenzial: 1 GW** – Das kurzfristige Potential wurde anhand der GREIV-Warteliste der Pronovo ermittelt. Die GREIV-Warteliste gibt Auskunft darüber, welches kurzfristige Potenzial zur Umsetzung erwartet werden kann. Es wird davon ausgegangen, dass es sich dabei zu einem grossen Teil um Projekte handeln dürfte, welche ursprünglich mit Aussicht auf die KEV entwickelt wurden, dann aber unter dem neuen Förderregime nicht mehr

wirtschaftlich waren. Grundsätzlich sind aber die Investoren/Gebäudebesitzer mit der Realisierung einverstanden, vorausgesetzt das Projekt ist wirtschaftlich. Diese Anlagen könnten mit einem Auktionsverfahren wieder in die Wirtschaftlichkeitszone rücken.

Die GREIV-Warteliste ermöglicht auch eine Abschätzung der Anzahl potenzieller Anlagen: kurzfristig rechnen wir mit rund 2,800 Anlagen (siehe Abbildung 15 im Anhang für eine Differenzierung nach Grössenklasse).

- **Langfristiges Potenzial: 20 GW** – Für das langfristige Potential wurde das GIS-Tool «Sonnendach» verwendet, welches die Eignung aller Dachflächen in der Schweiz für die Solarstromproduktion angibt. Auf Sonnendach.ch sind alle Dachflächen der Schweiz sowie die spezifischen Einstrahlungswerte erfasst, womit das theoretische Potential bestimmt werden kann. Eine Dachfläche ist als ebene Fläche ohne Kanten definiert. Das führt dazu, dass viele Dächer in mehrere Dachsegmente aufgeteilt sind. Bei Stichproben in Industriequartieren wurde festgestellt, dass auch die Mehrheit der angeschauten grossen Flachdächer in mehrere Segmente unterteilt werden. Daher wird vermutet, dass das Potential für grosse Anlagen unterschätzt wird.

Das Gesamtpotenzial von 20 GW teilt sich auf insgesamt rund 45,000 Dachsegmente auf (siehe Abbildung 16 im Anhang für eine Differenzierung nach Grössenklasse). Bei der Abschätzung der Anzahl möglicher Bieter muss man berücksichtigen, dass mehrere Dachsegmente zu einem Dach/Anlage gehören können, und mehrere Anlagen von einem Bieter entwickelt werden.

- **Bestimmung des EV-Anteils** – Das Potential für Eigenverbrauch wurde anhand verschiedener öffentlich verfügbarer Studien²⁷ bestimmt. Die Datenanalyse ist im Anhang B.1 ersichtlich.

3.3 Berechnungsergebnisse

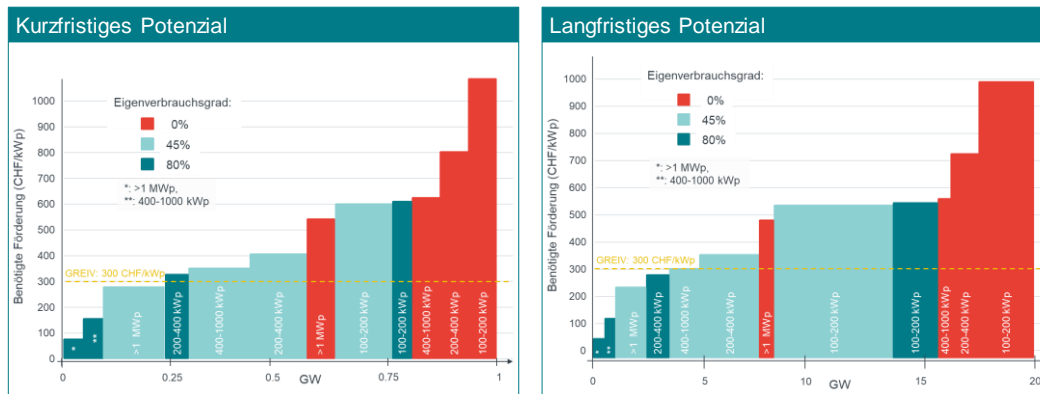
Im Folgenden werden die wichtigsten Berechnungsergebnisse für die beiden Szenarien wiedergegeben. Für beide Szenarien wird jeweils zwischen dem kurz- und dem langfristigen Potential unterschieden.

Szenario I (einheitlicher Marktpreis)

Abbildung 9 stellt die kurz- und langfristige Merit Order für Szenario I dar.

²⁷ Planair: *consommation propre industrielle Suisse* (2015), *Agrocleantech: Eigenverbrauch von PV-Strom auf dem Landwirtschaftsbetrieb* (2017), *Gesamtstromverbrauch nach Sektoren* (BFE, 2017); *sia Norm 2024:2015*

Abbildung 9 Indikative Merit Order für Szenario I (einheitlicher Marktpreis)



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: Ausgewiesen wird die notwendige Einmalvergütung (EIV), damit Anlage rentabel betrieben werden kann. Weitere Details sind in Anhang B dargestellt.

Die Merit Order unter Erwartung einer einheitlichen Rückliefervergütung in Höhe des Marktpreises weist folgende Eigenschaften auf:

- Beide **Merit Orders sind relativ steil**, d.h. Anlagen links in der Merit Order benötigen nur einen Bruchteil der EIV im Vergleich zur Mitte und dem rechten Rand. Die Merit Order ist am rechten Rand besonders steil – das bedeutet, dass im Vergleich zur durchschnittlichen PV-Anlage überproportional hohe EIV notwendig wären, um das gesamte Potenzial zu aktivieren. Würde man die Förderung etwa in der Hälfte der teuersten Anlagenklasse ansetzen, könnte man rund 75% aller Anlagen in die Wirtschaftlichkeitszone bringen.
- Eigenverbrauchsgrad und Dach- bzw. Anlagengrösse sind die zentralen Treiber für die Wirtschaftlichkeit. Die Abfolge der Farben in Abbildung 10 zeigt klar, dass **Eigenverbrauch den grössten Einfluss** hat. Dies bedeutet, dass kleine PV-Anlagen mit einem hohen Eigenverbrauchsanteil trotz höherer spezifischer Investitionskosten (in CHF/kW) eine geringere Förderung als grosse Volleinspeiseanlagen benötigen. Unter dem aktuellen GREIV-Fördersatz von 300 CHF/kW sind Volleinspeiseanlagen bei einer Rückliefervergütung von 5.78 Rp nur in seltenen Fällen rentabel zu betreiben.
- Die unterschiedliche Form der beiden Merit Order Kurven (kurz- und langfristiges Potential) ist zum Teil darauf zurückzuführen, dass der Datenbasis des langfristigen Szenarios die Dachflächen tendenziell in eine tiefere Grössenklasse eingestuft werden (Stichwort „Dachsegmentierung“).

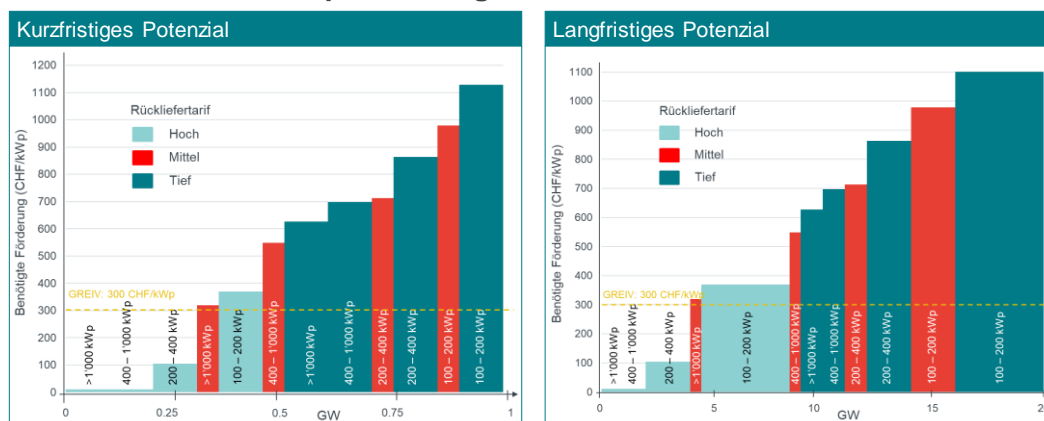
Im nächsten Schritt stellen wir die Merit Order für das kurz- und langfristige Potenzial dar unter Annahme langfristig differenzierter Rückliefervergütungen wie heute im Status quo.

Szenario II (Status quo mit differenzierten RL-Vergütungen)

Abbildung 10 stellt die kurz- und langfristige Merit Order für Szenario II mit den drei differenzierten Rückliefervergütungen dar. In den Graphen werden die Anlagen

jeweils als Volleinspeise-Anlagen²⁸ behandelt. Grund dafür ist die bessere Lesbarkeit und andererseits der Umstand, dass sich die ersten Auktionen, gemäss unserer nachfolgenden Empfehlung, auf Volleinspeiser konzentrieren werden.

Abbildung 10 Indikative Merit Order für Szenario II (Status quo) für Volleinspeise-Anlagen



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: Ausgewiesen wird die notwendige Einmalvergütung (EIV), damit Anlage rentabel betrieben werden kann. Weitere Details sind Anhang B dargestellt.

Unter Erwartung langfristig regional differenzierter Rückliefervergütungen, wie heute üblich, weisen die kurz- und langfristigen Merit Orders folgende Eigenschaften auf:

- Merit Order in Szenario II ist **vor allem im mittleren Bereich noch steiler als in Szenario I**. Die Kurven für das Szenario II sind im Vergleich zum Szenario I weniger „gebogen“ oder „parabelförmig“, sondern eher linear. Das bedeutet, dass hier mit der Hälfte des Förderbetrags (unwirtschaftlichste Anlagenklasse) auch nur etwa die Hälfte aller Anlagen gefördert werden kann. Beim Szenario I waren es mit rund drei Viertel der Anlagen deutlich mehr.
- Der **zentrale Einflussfaktor** auf die Höhe der notwendigen EIV ist die **Höhe der Rückliefervergütung** (Erlös durch Einspeisung ins Netz). Der Einfluss der Rückliefervergütungshöhe überlagert teilweise die Skaleneffekte (geringere spezifische Investitionskosten pro kW) für grössere Anlagen. Dies hat zur Folge, dass bei hoher Rückliefervergütung grosse Anlagen schon heute ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden können. Im Gegenzug sind relativ hohe Fördersätze notwendig, um auch Potenziale in Regionen mit niedrigen RL-Vergütungen zu aktivieren.

Im nächsten Abschnitt fassen wir die Schlussfolgerungen für das Auktionsdesign auf Basis der kurz- und langfristigen Merit Order Kurven für die beiden Szenarien zusammen.

²⁸ Im Rahmen dieser Studie wurden auch für Szenario 2 sämtliche Berechnungen mit der Aufteilung in die drei Eigenverbrauchsklassen durchgeführt. Diese Ergebnisse sind in Anhang B.2.3 dargestellt und gehen in unsere Schlussfolgerungen mit ein.

3.4 Schlussfolgerungen für das Auktionsdesign

Im Folgenden fassen wir die wichtigsten Schlussfolgerungen aus der Marktanalyse für das Auktionsdesign in Kapitel 4 zusammen.

Bei angemessenen Förderbedingungen kann mit ausreichend Liquidität gerechnet werden

Unsere Marktanalysen zeigen, dass bei entsprechenden Förderbedingungen mit folgendem Potenzialen für grosse PV-Anlagen (>100 kW) gerechnet werden kann:

- **Kurzfristig** kann mit einem ökonomisch erschliessbaren Potenzial von rund 1 GW gerechnet werden, das sich aus rund 2,800 Einzelanlagen zusammensetzt. Das Potenzial wurde auf Basis der GREIV-Warteliste bestimmt, die zu einem grossen Teil Projekte beinhalten dürfte, welche ursprünglich mit Aussicht auf die KEV entwickelt wurden, dann aber unter dem neuen Förderregime (EIV) nicht mehr in gleichem Masse wirtschaftlich waren²⁹ und/oder die Komplexität der Umsetzung zugenommen hat³⁰. Grundsätzlich sind aber die Investoren/Gebäudebesitzer mit der Realisierung einverstanden, vorausgesetzt das Projekt ist wirtschaftlich und einfach umsetzbar. Will man dieses Potenzial (z.B. über separate Auktionen) erschliessen, muss man daher mit höheren durchschnittlichen Fördersätzen rechnen.
- Das **langfristige** technische Potenzial schätzen wir auf Basis der Daten von «Sonnendach» mit rund 20 GW ab. Da die Quelle in vielen Fällen Dachsegmente und nicht Dachgesamtsflächen angibt, vermuten wir, dass das technische Potential für grosse PV-Anlagen über 20 GW liegt. Das Potenzial setzt sich aus rund 45,000 Dachsegmenten zusammen. Berücksichtigt man, dass ein Bieter über mehrere Dächer verfügen kann, die sich jeweils in mehrere Segmente untergliedern können, ergibt sich immer noch eine Anzahl potenzieller Bieter von mehreren Tausend.

Die langfristige Marktanalyse zeigt allerdings, dass ein höherer EIV-Satz (über den 300 CHF/kW in der GREIV) notwendig wäre, um die Hälfte des langfristigen Potenzials an PV-Anlagen zu aktivieren.

Anlagen mit/ohne EV sollten nicht gemeinsam ausgeschrieben werden

Unsere Marktanalysen (siehe Merit Order in Abbildung 9) zeigen, dass der EV-Grad (neben der Höhe der RL-Vergütung) ein wesentlicher Treiber für die Höhe der Finanzierungslücke ist, die durch die EIV gedeckt werden muss. Der betriebswirtschaftliche Kostenvorteil von EV-Anlagen besteht v.a. in Ausnahmen von Steuern, Umlagen und Netzentgelten, die bislang teils von anderen Marktakteuren getragen werden.

²⁹ Unter dem KEV-Förderregime wurde der produzierte Solarstrom komplett ins Netz eingespeist und „kostendeckend“ vergütet. Mit dem neuen Modell „EIV plus Eigenverbrauch“ sind Volleinspeiseanlagen oder Anlagen mit geringem Eigenverbrauch in der Regel nicht mehr wirtschaftlich darstellbar.

³⁰ Eine höhere Komplexität gegenüber KEV kann beispielsweise dadurch entstehen, wenn man zur Nutzung des Eigenverbrauchsvorteils zunächst einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) gründen muss. Zur Gründung des ZEVs wird häufig vorausgesetzt, dass Mietverträge angepasst und neue Zähler einbaut werden. Dies kann ein Projekt aus administrativ-technischen Gründen verhindern – auch wenn dieses „auf dem Papier“ wirtschaftlich ist.

Eine gemeinsame Auktion von EV-Anlagen und Volleinspeise-Anlagen hätte folgende Auswirkungen auf das zu erwartende Auktionsergebnis:

- Entweder werden kaum neue Potenziale aktiviert werden, da weiterhin nur EV-Anlagen zum Zug kommen wie bereits heute bei der GREIV oder EV-Anlagen erzielen durch strategische Gebote hohe Überrenditen, wenn Volleinspeise-Anlagen das Grenzgebot stellen.
- Durch eine gemeinsame Ausschreibung von Anlagen mit und ohne EV würden die derzeitige Bevorteilung von Anlagen mit EV durch die indirekte Eigenverbrauchsförderung (wie heute bei der GREIV) unvermindert weiterbestehen.

Dies spricht für separate Auktionen für Anlagen mit und ohne EV. Allerdings ist absehbar, dass eine Aktivierung von Volleinspeise-Anlagen (aufgrund der fehlenden indirekten EV-Förderung) höhere direkte Förderzahlungen über die EIV erfordert.

Auktionen grundsätzlich ein sinnvolles Instrument – für Effizienzverbesserungen sind langfristig Reformen der RL-Vergütung notwendig

Die langfristige Marktanalyse zeigt, dass unabhängig von der Einführung von Auktionen möglicherweise ein höherer EIV-Satz als aktuell in der GREIV (300 CHF/kW) notwendig wäre, um rund die Hälfte des langfristigen Potenzials an PV-Anlagen zu aktivieren. Dies könnte ohne weitere Massnahmen erhebliche Überrenditen für grössere PV-Anlagen mit hohem EV-Grad und hoher RL-Vergütung zur Folge haben.

Daher kann es langfristig sinnvoll sein, auch EV-Anlagen über (separat durchzuführende) Auktionen zu fördern:

- **Verringerung der Förderkosten** – Auktionen können den Wettbewerb zwischen den Projekten beanreizen und Förderkosten verringern – Im Gegensatz zum „first-come-first-served“-Prinzip bei der heutigen GREIV würden in der Regel die Anlagen mit geringsten Förderkosten einen Zuschlag erhalten und prioritär realisiert werden.
- **Effizienzverbesserung erfordert weitergehend auch Reformen am RL-Vergütungssystem** – Sollten langfristig Reformen hin zu einem einheitlichen RL-Vergütungssystem in Höhe des Marktpreises umgesetzt werden oder sich die beobachtete Konvergenz der RL-Vergütung fortsetzen, würde die Effizienz des Auktionsmechanismus gestärkt werden. Wird das heutige System der regional uneinheitlichen RL-Vergütung langfristig beibehalten, können auch separate Auktionen für EV-Anlagen keine effiziente Projektauswahl sicherstellen. Dies ist jedoch kein Nachteil eines Auktionsverfahrens, sondern besteht bereits bei Beibehaltung der GREIV-Förderung.

Schlussfolgerung – in einem ersten Schritt Auktionen für Volleinspeise-Anlagen

Auf Basis der Marktanalysen empfehlen wir daher, dass in einem ersten Schritt Auktionen für Volleinspeise-Anlagen eingeführt werden sollten. Das

Ausschreibungsvolumen sollte so gewählt werden, dass mit einem ausreichenden Bieterwettbewerb zu rechnen ist.

Auf Basis von Vorerfahrungen, zum Beispiel mit den ersten PV-Auktionen in Deutschland, gehen wir bei einer Überzeichnungsquote³¹ von 2 und einer zweistelligen Anzahl potenzieller Bieter davon aus, dass dies der Fall ist. Für die Schweiz bedeutet dies, dass bei einem kurzfristigen Potenzial an Volleinspeise-Anlagen von 250 MW ein jährliches Ausschreibungsvolumen von 50 MW angemessen ist.

Langfristig sollten alle EV-Anlagen über Auktionen gefördert werden, allerdings in separaten Auktionen, um Verzerrungen zwischen Anlagen mit und ohne EV zu vermeiden.

³¹ Gesamtangebot in der Auktion im Verhältnis zum ausgeschriebenen Volumen.

4 AUKTIONSDESIGN FÜR DIE SCHWEIZ

In diesem Kapitel leiten wir unsere Empfehlungen für ein Auktionsdesign zur Förderung grosser PV-Anlagen in der Schweiz ab. Der Fokus liegt hierbei auf einem Auktionsdesign, das praktikabel ist und ausreichenden Bieterwettbewerb schaffen kann.

Das Auktionsdesign für die Schweiz setzt auf den Vorab-Analysen auf:

- Die energiepolitische Zielsetzung (Kapitel 2) bildet den Ausgangspunkt für unsere Empfehlungen. In Abstimmung mit dem BFE liegt der Fokus auf einer möglichst effizienten Aktivierung zusätzlicher Potenziale.
- Die Marktanalysen für grosse PV-Anlagen in der Schweiz (Kapitel 3) haben den Einfluss von Eigenverbrauch auf die notwendige Förderhöhe gezeigt. Um zusätzliche Potenziale zu aktivieren und den Bieterwettbewerb zu fördern, erarbeiten wir im Folgenden ein Auktionsdesign für Volleinspeise-Anlagen.
- Unsere schweizspezifischen Analysen werden durch Erfahrungen in der EU mit der Umsetzung von PV-Auktionen (Anhang A) ergänzt. Sie bilden eine weitere Grundlage für Design-Abwägungen.

Der nächste Abschnitt fasst unsere Empfehlungen zusammen und stellt die Struktur dieses Kapitels vor.

4.1 Überblick über das empfohlene Auktionsdesign

Tabelle 2 fasst unsere Empfehlungen für das Auktionsdesign für grosse PV-Anlagen zusammen.

Tabelle 2 Empfohlenes Auktions-Design für Einmalvergütung von Volleinspeise-Anlagen

Abschnitt	Design-Aspekt	Empfehlung
-	Fördermodell (ausgeschriebenes Produkt)	Einmalvergütung (EIV) im Projekt gesetzt
4.2	Präqualifikation	Projektbezogene Präqualifikation, Mindestgrösse von 100 kW (angelehnt an GREIV), Verzicht auf Eigenverbrauch, ggf. Baugenehmigung
4.3	Zeitlicher Vorlauf	18 Monate nach Zuschlag bis zur Realisierung der Anlage (kann nach Pilot auf 12 Monate wie bei GREIV gesenkt werden)
4.4	Ausschreibungs-frequenz/-volumen	2 Mal jährlich, anfänglich 50 MW p.a. (d.h. 25 MW pro Runde)
4.5	Vertragskonditionen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Investitionspflicht für Mengensteuerung ■ Moderate Zweitsicherheit 30 CHF/kW³² ■ Pönale (Höhe orientiert an Zweitsicherheit) ■ Kein Übertragungsrecht auf anderes Projekt ■ Für Pilot: Nur Volleinspeiser, d.h. Eigenverbrauch ist nicht zugelassen (Nachweis erforderlich)
4.6	Auktionsformat	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verdeckte Gebote („sealed bid“) ■ Pay-as-bid Preisregel ■ Dynamisches³³ vorab veröffentlichtes Höchstgebot für Pilot basierend auf Einschätzung der Merit-Order

Quelle: Frontier Economics / EZS

Im Folgenden stellen wir zu jedem der Designaspekte die Zielsetzung und mögliche Designaspekte vor und leiten auf Basis von Vor- und Nachteilen und Erfahrungen in der EU eine Empfehlung ab.

4.2 Präqualifikationsbedingungen

Die Präqualifikationsbedingungen definieren die Voraussetzungen zur Teilnahme an der Auktion. Diese Bedingungen sollen sicherstellen, dass nur ernsthafte Bieter am Auktionsverfahren teilnehmen. Gleichzeitig sollten die Präqualifikationsbedingungen nicht so ausgestaltet sein, dass unnötige Hürden für mögliche Bieter entstehen, die die Liquidität und damit den Wettbewerb in der Auktion behindern.

Im Rahmen der Präqualifikationsbedingungen müssen folgende Festlegungen getroffen werden:

³² Entspricht ~3% der Investitionskosten einer 1MW-Anlage. In der EU sind rund 5% (50 €/kW) üblich.

³³ Das Höchstgebot kann im Zeitverlauf dynamisch gesenkt werden, z.B. als 110% des max. bezuschlagten Gebots der Vorrunde.

- Erfolgt die Präqualifikation bezogen auf ein konkretes PV-Projekt oder wird nur die Eignung der Bieter geprüft (bieterbezogene Präqualifikation)?
- Wird vor der Gebotsabgabe eine Sicherheit („Erstsicherheit“) gefordert?
- Wie hoch ist die Mindestanlagengrösse, die zugelassen ist?

Projektbezogene vs. bieterbezogene Präqualifikation

Es bestehen zwei grundsätzliche Optionen zur Ausgestaltung der Präqualifikationsbedingungen, die auch parallel angewandt werden können:

- **(Enge) Präqualifikation konkreter Projekte** – Für die Teilnahme wird hierbei gefordert, dass der Bieter eine Projektskizze mit konkreten Ausgestaltungen der Anlage (Kapazität, Standort, erwartete jährliche Erzeugung) vorlegt. Zudem kann ein Nachweis über die Erfüllung von Umweltauflagen und Genehmigungen sowie eine Netzanschlusszusage des zuständigen Netzbetreibers gefordert werden.³⁴
- **(Weite) Präqualifikation von Bietern** – Hierbei richtet sich die Prüfung nicht an die Projektspezifikation, sondern an die Eigenschaften des potenziellen Bieters. Im Vordergrund stehen hierbei der Nachweis der Bonität (z.B. in Form einer Bankbürgschaft) und die prinzipielle Eignung zur Errichtung und Inbetriebnahme einer PV-Anlage.³⁵

Bei der Spezifizierung der Präqualifikationsanforderungen besteht ein Trade-off zwischen erwarteter Liquidität und Transaktionskosten³⁶ im Ausschreibungsverfahren einerseits und der Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Gebote andererseits. Angelehnt an die heutige Regelung für GREIV und im Einklang mit der Umsetzung in PV-Auktionen in der EU empfehlen wir eine projektbezogene Präqualifikation.

Erstsicherheit

Das Hinterlegen einer Sicherheitsleiste vor der Gebotsabgabe („Erstsicherheit“) soll die Ernsthaftigkeit der Gebote erhöhen. Die Erstsicherheit dient dazu, einen Rückzug von bezuschlagten Projekten unmittelbar nach Bekanntwerden der Auktionsergebnisse zu vermeiden. Die Sicherheitsleistung wird an nicht bezuschlagte Projekte nach Durchführung der Auktion und an die bezuschlagten Projekte nach Realisierung der Projekte zurückbezahlt. Anbieter, die einen Zuschlag erhalten, aber keine vertraglichen Vereinbarungen zur Bereitstellung der vereinbarten Leistung eingehen, erhalten die Sicherheitsleistung nicht zurück.³⁷

Eine Erstsicherheit ist vor allem dann notwendig, wenn unseriöse Teilnehmer zu befürchten sind. Andernfalls baut eine Erstsicherheit weitere Hürden für die Teilnahme an der Auktion auf und gefährdet somit die Liquidität.

³⁴ Beispielsweise war für die Zulassung zu den dänischen Offshore-Auktionen eine Umweltprüfung („environmental impact assessment“) erforderlich.

³⁵ So mussten beispielsweise Bieter in den kalifornischen RAM-Auktionen („Renewable Auction Mechanism“) Projektentwicklungserfahrung nachweisen.

³⁶ Z.B. in Form von Projektvorkosten und administrativen Kosten für Genehmigungsverfahren.

³⁷ Die Vertragsbedingungen müssen vor Ausschreibungsbeginn im Detail bekannt sein, da sonst „moral hazard“ seitens der Behörden besteht.

Auch wenn in der EU eine geringere Erstsicherheit oder Teilnahmegebühr (z.B. 5 €/kW in Deutschland) üblich ist, kann sie aus unserer Sicht aufgrund der projektspezifischen Präqualifikation in den ersten Auktionen entfallen.

Die Ernsthaftigkeit der Gebote kann zudem über Sicherheitsleistung nach Zuschlag („Zweitsicherheit“) und eine entsprechende Pönalisierung sichergestellt werden (siehe hierzu Abschnitt 4.5).

Mindestanlagengrösse

Bei der Abgabe eines Gebots muss der Bieter spezifizieren, für welche Leistung (gemessen in kW) oder Energie (in kWh) dieses Gebot gilt. Bei der Ausschreibung einer EIV wird die Mindestlosgrösse als Leistungsgrösse (in kW) angegeben. Die Mindestgrösse muss auf die Spezifika der Technologie (hier Photovoltaik) und die Marktstruktur (dargestellt in Kapitel 3) abgestimmt sein.

Die Ausgestaltung der Mindestgrösse ist in der EU uneinheitlich: sie liegt in reinen PV-Auktionen zwischen 100 kW (Frankreich) und 1 MW (Malta).

Da die geplanten Auktionen für grosse PV-Anlagen eingeführt werden sollen, empfehlen wir die Beibehaltung der 100 kW Untergrenze, die aktuell für die GREIV gilt. Eine niedrige Untergrenze soll eine möglichst hohe Liquidität sicherstellen. Dies überwiegt aus unserer Sicht den möglichen Nachteil, dass ggf. ineffiziente Kleinanlagen bezuschlagt werden, da dieses Risiko durch den Ausschluss von Eigenverbrauch (siehe Abschnitt 4.5) verringert wird.

Denkbar wäre auch ein Pooling von Kleinanlagen mit einer Leistung unter 100 kW, die gemeinsam die Mindestgrösse von 100 kW erfüllen.³⁸ Eine solche Regelung sehen wir aus folgenden Gründen skeptisch:

- Wenn kleinere Anlagen zugelassen werden sollen, könnte man die Mindestgrösse direkt absenken, statt sich auf ein Pooling-Konstrukt einzulassen. Wenn man Bündelungen über Aggregatoren wünscht, müsste man aus unserer Sicht die projektspezifische Präqualifikation auf den Prüfstand stellen.
- Die Durchführung der Auktion wird durch Pooling erschwert und zusätzliche Detailregelungen wären nötig. Am Ende der Vorlaufzeit (siehe Abschnitt 4.3) muss für alle Kleinanlagen in einem Pool geprüft werden, ob sie errichtet wurden. Es müssen zusätzliche Regeln definiert werden für den Fall, dass z.B. nur 50% der Anlagen errichtet sind und in welchem Umfang Pönalen bei Nichterfüllung erhoben werden. Zudem müsste geregelt werden, was mit den restlichen Anlagen im Pool passiert, wenn einer der Anbieter (insbesondere der Konsortialführer) ausfällt.
- Durch Pooling würde für Kleinanlagen ein paralleles Fördersystem zur KLEIV geschaffen. Solche Parallelsysteme sind immer problematisch, da Anlagen in das attraktivere System reinoptieren.

³⁸ Ein solches Pooling ist bspw. bei der Erbringung von Regelleistung möglich, siehe <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/ancillary-services/prequalification/1/regelpooling-fiktive-lieferanten-EIC-de.pdf>.

4.3 Zeitlicher Vorlauf

Die Vorlaufzeit legt die maximale Zeitspanne zwischen Auktionszeitpunkt und Erzeugungsbeginn (Inbetriebnahme) fest. Sie dient somit der Mengensteuerung und Zielerreichung der Erneuerbaren-Ziele. Eine zu kurze Vorlaufzeit kann jedoch die Liquidität in der Auktion gefährden. Bieter können erst mit sehr reifen Projekten in die Auktion eintreten, so dass ein entsprechender Vorentwicklungsaufwand anfällt. Wenn kein Zuschlag in der Auktion erfolgt, riskiert der Bieter, auf diesen Kosten sitzen zu bleiben.

Die Vorlaufzeit muss auf die typischen Projektentwicklungszeiträume der geförderten Technologie (hier PV-Anlagen auf bzw. an Gebäuden) zugeschnitten sein:

- In der EU sind Vorlaufzeiten in PV-Auktionen von 18 bis 24 Monate üblich (Tabelle 3). Allerdings nehmen hier meist auch grosse Freiflächenanlagen im Megawattbereich mit längeren Projektentwicklungszeiträumen teil, die in der Schweiz nicht zulässig sind. Daher ist das eine Obergrenze für die Vorlaufzeit in der Schweiz.
- In der GREIV gilt eine Vorlaufzeit von 12 Monaten nach Anmeldung der Anlage.³⁹ Diese Frist beinhaltet bereits einen zeitlichen Puffer, da kleinere Aufdach-Anlagen in der Regel innerhalb von einem halben Jahr realisiert werden können.⁴⁰ Bei Teilnahme an einer Auktion gibt es zusätzlich zur GREIV ein Zuschlagsrisiko, so dass die aktuelle Vorlaufzeit von 12 Monaten als Untergrenze gesehen werden kann.

Wir empfehlen für die ersten Auktionsrunden eine tendenziell grosszügig bemessene Vorlaufzeit von 18 Monaten. Abhängig von der Erfahrung in den ersten Auktionsrunden kann die Vorlaufzeit in späteren Runden auf 12 Monate abgesenkt werden.

4.4 Ausschreibungsfrequenz und -volumen

Bei der Ermittlung der Förderhöhe durch eine Auktion handelt es sich um eine Beschaffungsauktion (bzw. „reverse auction“), in der der Staat als Nachfrager von PV-Kapazitäten auftritt.

Dazu muss der Auktionator folgende Festlegungen treffen:

- Wieviel Leistung soll beschafft werden (Volumen) und wie häufig wird pro Jahr ausgeschrieben (Frequenz)? Beide Festlegungen sind eng miteinander verknüpft, da sich typischerweise ein politisch vorgegebener Zielpfad über mehrjährige Zeiträume erstreckt, die auf die einzelnen Auktionsrunden heruntergebrochen werden.
- Soll eine feste Menge in jeder Runde ausgeschrieben werden (unelastisches Volumen) oder soll die Menge abhängig vom Förderniveau sein (elastisches Volumen)?

³⁹ Siehe <https://pronovo.ch/category/eiv/>

⁴⁰ Siehe Swissolar (2015): „Merkblätter Photovoltaik Schweiz“, 08/2015/Merkblatt-Nr.21001d, S. 4.

Frequenz/ Volumen

Die Häufigkeit der Versteigerung steht im direkten Zusammenhang mit der auszuschreibenden Menge: je höher die Frequenz, desto geringer ist die mit dem Zielpfad im Einklang stehende zusätzliche PV-Leistung je Auktion.

Bei der Festlegung der Frequenz ist folgende Abwägung zu treffen:

- Hohe Frequenz (mehrere unterjährige Auktionsrunden) erlaubt es den Bietern, mit ihren Geboten schneller auf Marktentwicklungen (z.B. Änderung der Investitionskosten) zu reagieren. Zudem wird durch die Möglichkeit des regelmässigen Nachsteuerns die Zielgenauigkeit des Förderregimes verbessert. Allerdings sinkt durch häufige Auktionierung die Liquidität in den Auktionen und die administrativen Kosten steigen an.
- Geringe Frequenz (mehrjähriger Abstand) erhöht die ausgeschriebene Menge pro Auktionsrunde. Hierdurch steigt die erwartete Liquidität. Potenziellen Bietern wird zudem das strategische Abwarten erschwert,⁴¹ da die nächste Zuschlagschance weiter in der Zukunft liegt. Wird der Zeitraum jedoch zu gross gewählt kann sich dieser Effekt umkehren, da zu einem Zeitpunkt sehr grosser Investitionsbedarf ausgelöst wird bei einer begrenzten Anzahl möglicher Bieter.

In der EU zeigt sich der Trade-off zwischen Frequenz und Menge: in Ländern mit grossem jährlichen Auktionsvolumen werden mehrere Runden pro Jahr abgehalten. In Deutschland sind beispielsweise für das Jahr 2019 fünf Runden über insgesamt 1475 MW ausgeschriebener Leistung geplant.⁴²

Für die Schweiz empfehlen wir **zwei Auktionsrunden jährlich**. Dies ermöglicht einen Kompromiss zwischen Liquidität pro Runde und einem kontinuierlichen PV-Zubau.

Auf Basis der Potenzialanalysen (siehe Abschnitt 3.3 und Anhang B.1) empfehlen wir **anfänglich ein jährliches Ausschreibungsvolumen** für Volleinspeise-Anlagen **von 50 MW**. Wir erwarten, dass angesichts eines kurzfristigen Potenzials von insgesamt ca. 1 GW (davon rund 250 MW Volleinspeise-Anlagen) eine ausreichende Liquidität sichergestellt werden kann, wenn andere Auktionsdesignfestlegungen entsprechend gewählt werden.

Reaktion des Volumens auf Zuschlagspreis

Der Auktionator (hier eine staatliche Behörde) kann die ausgeschriebene Menge vom „Preis“ (also der Förderhöhe) abhängig machen:

- **Unelastisches Volumen:** Die ausgeschriebene Menge ist fix. Dies garantiert eine möglichst exakte Mengensteuerung zulasten einer begrenzten Budgetkontrolle. Ein solches Vorgehen ist bei PV-Auktionen in der EU üblich, da zur Budgetkontrolle ein Höchstgebot festgelegt und veröffentlicht wird.
- **Elastische Nachfrage:** Die bezuschlagte Menge ist nicht fixiert, sondern reagiert auf die Höhe der abgegebenen Gebote: je höher das Förderniveau

⁴¹ Investoren haben die Möglichkeit, die Realisierung ihrer Projekte auf einen späteren Zeitpunkt zu verschieben, wenn sie sich hieraus höhere Margen versprechen.

⁴² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html

(hier die EIV) ist, desto weniger Kapazität wird bezuschlagt. Hierfür muss der Auktionator vor Beginn der Auktion veröffentlichen, welche Menge zu welchem Preis beschafft werden soll, damit dies in das Bietverhalten der Bieter eingehen kann. Dies kann entweder durch die Vorgabe eines Budgets (wie etwa in den SDE+ Ausschreibungen in den Niederlanden) erfolgen. In diesem Fall würden so lange Gebote bezuschlagt, bis das Förderbudget aufgebraucht ist. Alternativ können auch Zuschlagsmengen in Abhängigkeit der durchschnittlichen Gebotshöhe bis zu dieser Menge definiert werden.⁴³

Eine elastische Nachfrage verbessert die Budgetkontrolle, da der Auktionator die bezuschlagte Menge ausweitet, wenn die Gebote relativ niedrig sind und bei höheren Geboten die bezuschlagte Menge reduziert. Eine solche Regelung erhöht jedoch gleichzeitig die strategische Komplexität für Bieter.

Darüber hinaus sind auch Mischformen (teilelastisches Volumen) möglich.

Für die Schweiz empfehlen wir ein festes Ausschreibungsvolumen in MW pro Runde. Eine solche Festlegung ist einfacher handhabbar und weniger komplex aus Sicht der Bieter. Das Förderbudget kann zudem durch weitere Festlegungen im Auktionsformat (Höchstgebot und Pay-as-bid Preisregel, siehe (siehe Abschnitt 4.6) begrenzt werden.

Falls sich in den ersten Auktionen unerwartet hohe Zuschläge für die „letzten MW“ ergeben, kann nachfolgenden Auktionen nachgesteuert werden, indem man beispielsweise das Höchstgebot absenkt oder statt eines fixen Ausschreibungsvolumens die Zuschlagsmenge abhängig vom Preisniveau macht. Solche Änderungen in den Auktionsregeln müssen vorab veröffentlicht werden.

4.5 Vertragskonditionen

Die Vertragskonditionen definieren die Pflichten eines Bieters bzw. weitere Bedingungen, die bei einem Zuschlag in der Auktion erfüllt werden müssen. Im Wesentlichen fallen hierunter:

- Wird durch den Zuschlag eine Investitionsverpflichtung ausgelöst?
- Welche Pönalen fallen bei Nichterfüllung an und welche Sicherheiten werden hierzu nach Zuschlag („Zweitsicherheit“) erhoben?
- Ist Eigenverbrauch zulässig?

Darüber hinaus müssen noch weitere Festlegungen⁴⁴ getroffen werden, auf die wir im Folgenden nicht näher eingehen.

⁴³ Zum Beispiel: es werden bis zu 100 MW bezuschlagt, wenn das Durchschnittsgebot für diese Menge unter 200 CHF/kW liegt, 50 MW wenn das Durchschnittsgebot für diese Menge unter 300 CHF/kW und nur 25 MW, wenn das Durchschnittsgebot 500 CHF/kW übersteigt. Dazwischen wird linear interpoliert.

⁴⁴ Zum Beispiel muss festgelegt werden, ob eine Übertragung der Förderung auf ein anderes Projekt des gleichen Bieters möglich ist oder ob die Förderung auf Dritte übertragen werden kann (Sekundärhandel). Aufgrund des projektbezogenen Zuschlags sollte eine Übertragung generell ausgeschlossen werden, um spekulative Gebote zu verhindern. Zudem sollte bei Auszahlung einer Einmalförderung eine Mindestbetriebsdauer festgelegt werden (wie heute bei der GREIV von 15 Jahren). Diese kann z.B. durch Einspeise-Monitoring oder durch einen gutachterlichen Nachweis in regelmässigen Abständen überprüft werden.

Investitionsverpflichtung

Zu den Pflichten bei Zuschlag gibt es zwei wesentliche Ausgestaltungsoptionen:

- **Förderungs-Option** – Durch den Zuschlag in der Ausschreibung entsteht dem Investor eine Option zum Abruf der Förderung. Der Bieter kann im Nachgang der Auktion entscheiden, ob er die Investition durchführt und die Förderung in Anspruch nehmen möchte. Dies ermöglicht es, auf unerwartete, ungünstige Marktentwicklungen (z.B. sprunghafter Anstieg der Investitionskosten) zu reagieren und somit das Risiko für den Investor zu senken.⁴⁵ Andererseits wird eine reine Option in spekulativem Bietverhalten resultieren und somit die Zielgenauigkeit des Förderregimes erheblich gefährden.⁴⁶
- **Investitionspflicht** – Bei Zuschlag in der Auktion entsteht für den Bieter eine Pflicht zur Investition. Die Einführung einer Investitionspflicht erhöht die Zielgenauigkeit erheblich, muss aber entsprechend kontrolliert und durch ausreichende Pönalen flankiert werden.

Wir empfehlen die Einführung einer **Investitionspflicht bei Zuschlag**, wie sie auch in der EU üblich ist. Hierdurch kann eine bessere Mengensteuerung gewährleistet werden und spekulative Gebote können verhindert bzw. pönalisiert werden.

Pönale bei Nichterfüllung und Zweit-Sicherheit bei Zuschlag

Wenn mit Zuschlag – wie von uns empfohlen – eine Investitionsverpflichtung für den Bieter besteht, muss die Nichterfüllung entsprechend pönalisiert und die mögliche Strafzahlung durch das Hinterlegen einer Sicherheit nach Zuschlag abgesichert werden. Diese Zweitsicherheit wird in der Regel zurückgezahlt, wenn die Inbetriebnahme der Anlage mit der zugesagten Leistung nachgewiesen wird.

Die internationale Erfahrung zeigt, dass die Höhe der Strafzahlung mit Bedacht gewählt werden muss, da zu strenge Pönalen prohibitiv auf den Zutritt in die Ausschreibung wirken und somit den Wettbewerb verringern. Der Wegfall von Strafzahlungen begünstigt hingegen spekulative Gebote und kann somit zu geringen Realisierungsquoten führen.⁴⁷

In der EU sind für PV-Auktionen 30-50 €/kW (~3-5% der Investitionssumme, siehe Tabelle 3) üblich. Wir empfehlen anfänglich eine **Zweitsicherheit von 30 CHF/kW**, um eine hohe Liquidität in den ersten Auktionen sicherzustellen. Sollten die Realisierungsraten hinter den Erwartungen zurückbleiben, kann die Zweitsicherheit in späteren Runden erhöht werden.

⁴⁵ Dies würde den „winner’s curse“ reduzieren. Der „winner’s curse“ (oder Fluch des Gewinners) bezeichnet einen Effekt, der bei hoher Unsicherheit über die Wertschätzung für das versteigerte Gut eintreten kann. Der Gewinner der Auktion sieht sich der Gefahr ausgesetzt, dass er nur deshalb den Zuschlag erhalten hat, da seine Erwartungen am optimistischsten waren. Anzumerken ist, dass es sich beim „winner’s curse“ nicht um ein Gleichgewichtsphänomen handelt – rationale Bieter werden ihre Gebote entsprechend erhöhen.

⁴⁶ Dies zeigte sich in NFOO-Auktionen in UK. Die fehlende Pönale bei Nichtrealisierung von Projekten kam faktisch einer Option zu einem spekulativen Angebot gleich. Die grosse Mehrheit (75%) der hier kontrahierten Projekte wurde nicht realisiert.

⁴⁷ Vgl. Frontier (2014), „Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien“, Studie für EFET Deutschland, online abrufbar unter http://efet-d.org/Cms_Data/Contents/EFETDeutschlandDatabase/Folders/Documents/Verschiedenes/EFET-Veroffentlichungen/~contents/QF3JJSK3Z48MN9KDY/EFET-Deutschland-Studie-26-06-2014.pdf.

Da die Pönale relativ moderat ist, kann **ergänzend eine Karenzzeit** eingeführt werden, in der Projekte nach Rücktritt von einem Zuschlag von einem Zeitraum von 1- 2 Jahren von weiteren Auktionsrunden ausgeschlossen werden:

- Eine solche Regelung besteht bspw. in UK. Eine solche Karenzzeit soll verhindern, dass erfolgreiche Bieter zurücktreten (und die moderate Pönale in Kauf nehmen), wenn sie in nachfolgenden Auktionsrunden ansteigende Zuschlagspreise sehen. Eine Karenzzeit macht ein solches strategisches Kalkül unattraktiv.
- Einen völligen Ausschluss des Projekts oder gar des Bieters von allen zukünftigen Auktionen (maximale Pönalisierung) halten wir jedoch für ungerechtfertigt.

Eigenverbrauch

Eigenverbrauch ist nicht zulässig für Anlagen, die in der Auktion einen Zuschlag erhalten. Unsere Marktanalysen (Kapitel 3) haben ergeben, dass eine gemeinsame Auktion von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch aufgrund der indirekten Eigenverbrauchsförderung problematisch sein dürfte. Um gezielt zusätzliche Potentiale grösserer Anlagen ohne EV zu aktivieren, sollten in der separaten Auktion Anlagen mit EV ausgeschlossen werden.⁴⁸

Die Vertragskonditionen bei Zuschlag müssen daher spezifizieren:

- Eigenverbrauch ist über einen zu definierenden Zeitraum nach Inbetriebnahme nicht zulässig (entweder auf 15 Jahre begrenzt, in Anlehnung an die Mindestbetriebsdauer, oder zeitlich unlimitiert).
- Bei Zuwiderhandlung drohen Strafzahlungen (hier nicht weiter spezifiziert).
- Es besteht keine de-minimis Regel für Eigenverbrauch, d.h. jeglicher Eigenverbrauch ist unzulässig.

Die Überprüfung der Einhaltung dieser Regel kann (analog zur Mindestbetriebsdauer) über ständiges Einspeise-Monitoring oder regelmässige Überprüfungen durch einen Sachverständigen erfolgen.

4.6 Auktionsformat

Bei der Ausgestaltung des Auktionsformats ist darauf zu achten, dass der Wettbewerb zwischen Bieter gefördert wird und die administrativen Kosten für die Teilnahme (z. B. aufgrund hoher Komplexität) nicht prohibitiv hoch sind. Entscheidend für die Wahl des Auktionsformates sind die technologischen Besonderheiten der Photovoltaik und die Anzahl und Charakteristik der zu erwartenden Bieter.

Bei der Festlegung des Auktionsverfahrens stehen folgende Ausgestaltungsfragen im Vordergrund:

- Auktionsformat (dynamisch vs. statisch);

⁴⁸ Prinzipiell denkbar wäre eine Unerheblichkeitsgrenze für Eigenverbrauch (d.h.. eine noch zulässige Obergrenze von z.B. 5%) einzuführen. Dies würde aber zu einem erhöhten Kontrollaufwand führen und ist deshalb nicht sinnvoll.

- Preisregel (einheitliche vs. individuelle Förderhöhen); und
- Mindest- und Höchstgebot.

Auktionsformat

Die Gebote in der Auktion können entweder offen und in mehreren Bietrunden abgegeben werden (dynamisches Format) oder alle Bieter geben ihre Gebote gleichzeitig und verdeckt ab (statisches Format bzw. „sealed bid“).⁴⁹

Die unterschiedlichen Formate haben unterschiedliche Vor- und Nachteile:

- In **dynamischen Auktionsformaten** (z.B. „descending-clock auction“, „ascending-clock auction“), wird die finale Förderhöhe in mehreren Bietrunden bestimmt. Die während des Bietprozesses generierten Informationen über die Markteinschätzungen aller Bieter können genutzt werden, um die Gefahr des „Fluch des Gewinners“ zu verringern.⁵⁰ Dynamische Auktionsformen haben jedoch den Nachteil, dass das Verfahren sehr komplex ist und kleinere Bieter vom Zutritt abgehalten werden können. Solche Formate kommen üblicherweise dann zum Einsatz, wenn wenige Bieter um ein Gut mit sehr hohem Einsatz konkurrieren, wie z.B. Spektrum-Auktionen im Telekommunikationssektor. Zudem können dynamische Auktionen kollusives Verhalten⁵¹ fördern: offene Gebote erleichtern die Koordination, da Bieter Signale abgeben und das Verhalten der Mitbieter beobachten können. Je höher die Zahl an Bietern, desto unwahrscheinlicher ist ein solches kollusives Verhalten.
- In **statischen Auktionsformaten** mit nur einer Bietrunde werden durch den Bietprozess keine zusätzlichen Informationen über die Markteinschätzung anderer Bieter offengelegt. Dies erhöht die Gefahr des „Fluch des Gewinners“ und kann somit zu vorsichtigeren (d. h. höheren) Geboten führen. Die Umsetzung solcher Auktionsformate ist jedoch relativ einfach und stellt auch für kleinere Bieter keine Hürde zur Teilnahme dar. Daher kommen in der EU für reine PV-Auktionen ausschliesslich statische Auktionen mit verdeckten Geboten zur Anwendung (siehe Tabelle 3).

Angesichts der Vielzahl an Bietern und der vergleichsweise geringen Projektgrösse empfehlen wir die **Einführung einer Auktion mit verdeckten Geboten** (siehe Kapitel 5 zu weiteren Implementierungsfragen).

⁴⁹ Darüber hinaus bestehen Mischformen (Hybride), in denen beide Merkmale kombiniert werden. Ein Beispiel hierfür ist die „clock-proxy auction“, die zur Ausschreibung von Erneuerbaren in Brasilien verwendet wurden. Hier folgte auf eine „descending-clock auction“ eine zweite Phase mit verdeckten Geboten.

⁵⁰ Der „Fluch des Gewinners“ oder „winner’s curse“ bezeichnet einen Effekt, der bei hoher Unsicherheit über die Wertschätzung für das versteigerte Gut eintreten kann. Der Gewinner der Auktion bzw. Ausschreibung sieht sich der Gefahr ausgesetzt, dass er nur deshalb den Zuschlag erhalten hat, da seine Erwartungen am optimistischsten waren. Bei einer fixen Marktprämie bedeutet dies z. B., dass Bieter die entweder sehr hohe zukünftige Markterlöse oder sehr niedrige Investitionskosten erwartet haben, den Zuschlag erhalten und nachträglich die Prämie als zu gering einschätzen. Anzumerken ist, dass es sich beim „winner’s curse“ nicht um ein Gleichgewichtsphänomen handelt – rationale Bieter werden ihre Gebote entsprechend erhöhen.

⁵¹ Unter Kollusion versteht man jedes Verhalten einer Gruppe von Bietern, das den Wettbewerb unter ihnen reduzieren soll. Vgl. Mailath / Zemsk (1991), 1991): „Collusion in Second Price Auctions with Heterogeneous Bidders“, in: Games and Economic Behavior 3, S. 468.

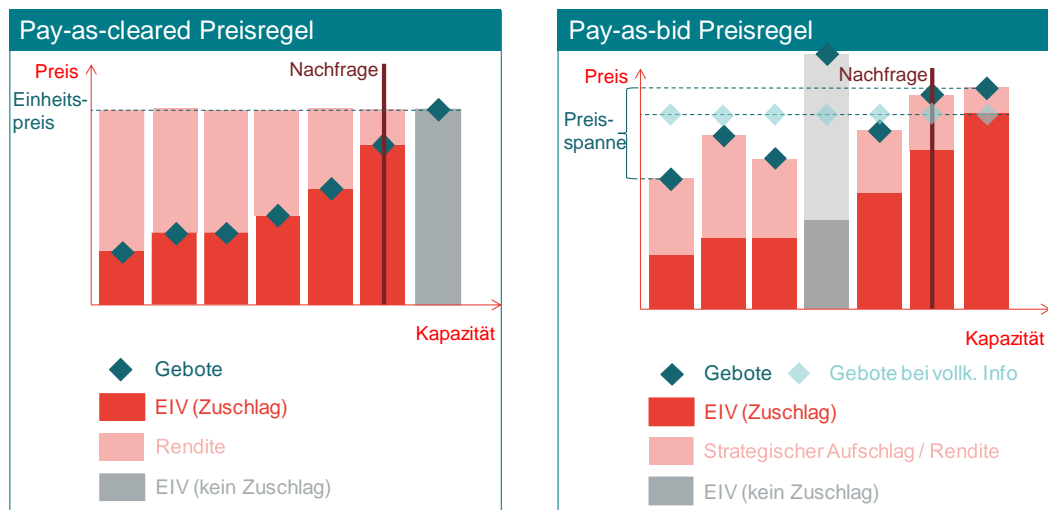
Preisregel

Die Preisregel legt fest, wie aus allen bezuschlagten Geboten die Förderhöhe der Anlagen bestimmt werden. Hier stehen zwei Ansätze zur Auswahl:

- **„Pay-as-bid“ (differenzierte Förderhöhen)** – Unter der „Pay-as-bid“-Preisregel erhalten alle Gewinner die von ihnen gebotene Förderhöhe (die EIV). Diese Preisregel setzt für rationale Bieter den Anreiz, das Grenzgebot (die höchste noch zugeschlagene Förderhöhe) zu „raten“ und möglichst genau mit ihrem Gebot zu treffen. Da die Gebote damit über den individuell benötigten Förderhöhen liegen können, besteht die Gefahr einer ineffizienten Auswahl der geförderten Projekte. Zudem bedeuten anlagenspezifische Förderhöhen einen grösseren administrativen Aufwand im Vergleich zu einheitlichen Förderhöhen. Wird der strategische Anreiz zur Gebotserhöhung (sogenanntes „bid shading“) als gering eingeschätzt (z.B. da eine Vielzahl relativ kleiner Bieter erwartet werden⁵²), können durch die „Pay-as-bid“-Regel mögliche Überrenditen für kostengünstige Anlagen begrenzt werden.
- **„Pay-as-cleared“ (einheitliche Förderhöhe)** – Unter der Einheitspreis-Regel erhalten alle erfolgreichen Bieter die gleiche Förderhöhe, bestimmt durch das höchste noch bezuschlagte Gebot (bzw. alternativ das niedrigste nicht mehr bezuschlagte Gebot). Hierdurch wird der Anreiz zum strategischen Bieten im Vergleich zur „Pay-as-bid“-Regel reduziert.

Abbildung 11 stellt das strategische Kalkül für beide Preisregeln vereinfacht schematisch dar.

Abbildung 11 Schematische Darstellung unterschiedlicher Preisregeln



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: Bei pay-as-cleared (links) wurde Zweitpreisregel angewandt. Hier entspricht der einheitliche Preis dem niedrigsten nicht mehr zugeschlagenen Gebot. Die Darstellung abstrahiert von komplexeren strategischen Überlegungen, wenn Bieter mit mehreren Projekten an der Auktion teilnehmen.

⁵² Vgl. Ausubel & Cramton (2002): "Demand Reduction and Inefficiency in Multi-unit Auctions", Review of Economic Studies (81), S. 1391.

Die Auktionstheorie lässt keine eindeutige Aussage zum Effizienzvergleich und der Gesamtförderhöhe zwischen beiden Preisregeln zu.⁵³ Man geht bei funktionierendem Bieterwettbewerb in der Praxis jedoch von Effizienzvorteilen bei der Einheitspreisregel aus.

Die „Pay-as-bid“-Preissetzung hat hingegen den Vorteil, dass die Renditen für kostengünstigere Projekte tendenziell begrenzt werden. Angesichts der heterogenen Kostenstruktur zwischen Anlagen unterschiedlicher Grösse und Rückliefervergütungshöhe (d.h. die Merit Order ist relativ steil, siehe Kapitel 3.3) empfehlen wir daher die **Einführung der pay-as-bid Preisregel**. Dies ist im Einklang mit der Umsetzung in der EU (siehe Tabelle 3).

Höchstgebot

Das Höchstgebot begrenzt die zulässigen Gebote nach oben. Hierbei stellt sich eine Abwägung zwischen

- der Begrenzung der Gesamtförderausgaben; und
- einem geringeren Bieterwettbewerb durch einen geringeren Zutritt von Bietern und Verfehlen der Mengenziele bei zu ambitionierter Festlegung des Höchstgebots.

Das Höchstgebot sollte auf Basis möglichst aktueller Markteinschätzung (analog zu den Wirtschaftlichkeitsanalysen in Kapitel 3.3) festgelegt und spätestens einige Wochen vor Beginn der ersten Auktion veröffentlicht werden.⁵⁴

Das Höchstgebot kann im Zeitverlauf gesenkt werden, entweder diskretionär (über eine Festlegung) oder automatisch (z.B. 110% des maximal bezuschlagten Gebots der letzten Runde). In beiden Fällen muss dies für die Bieter transparent und einfach nachvollziehbar sein.

⁵³ Vgl. Ockenfels et al (2008), Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG.

⁵⁴ Es besteht theoretisch auch die Möglichkeit, ein unveröffentlichtes Höchstgebot einzuführen, das zwar vorab festgelegt aber erst nach Zuschlag den Bietern mitgeteilt wird. Von einem solchen Vorgehen raten wir aus Gründen der Transparenz und Rechtssicherheit ab.

5 IMPLEMENTIERUNG

In Kapitel 4 wurde ein Auktionsdesign abgeleitet, welches sich an den definierten Zielsetzungen (Kapitel 2) orientiert und der erwarteten Marktstruktur in der Schweiz (Kapitel 3) Rechnung trägt.

Im nächsten Schritt skizzieren wir, wie solche Auktionen in der Schweiz implementiert werden können. Insbesondere geht es dabei um folgende Erwägungen:

- Zunächst prüfen wir in Abschnitt 5.1, ob anfänglich Pilotauktionen durchgeführt werden sollen, um das Auktionsdesign zu testen. Wir erörtern, wie in diesem Fall der Übergang zum finalisierten Auktionsdesign erfolgen kann, das neben Volleinspeise-Anlagen auch Anlagen mit Eigenverbrauch umfasst.
- Danach behandeln wir in Abschnitt 5.2 die Frage, welches Organ die durch die Auktion entstehenden administrativen Aufgaben wahrnehmen sollte, und was bei der Ausgestaltung des Anmeldeprozesses zu beachten ist.

Unsere Empfehlungen bauen auf der Organisation der GREIV-Förderung sowie Erfahrungen mit PV-Auktionen im europäischen Ausland auf.

Für eine erfolgreiche Implementierung von Auktionen ist es unerlässlich, dass die Marktteilnehmer umfassend vorab informiert werden. Anmeldeprozess und Bietverfahren sollten (z.B. im Rahmen von Informationsveranstaltungen des BFE) transparent und einfach erläutert werden. So lässt sich die Anzahl der rein aus formalen Gründen abgelehnten Angebote reduzieren und die Akzeptanz des neuen Förderinstruments in der Branche steigern.

5.1 Pilot-Auktion und schrittweise Implementierung

Zur Beantwortung der Frage, ob und wie Pilotauktionen durchgeführt werden sollten, wägen wir in diesem Abschnitt zunächst mögliche Vor- und Nachteile gegeneinander ab, um zu unserer Handlungsempfehlung zu gelangen. Im Anschluss präsentieren wir als Fallbeispiel die 2015 in Deutschland durchgeführten PV-Pilotauktionen. Zuletzt skizzieren wir einen möglichen Übergang von Pilotauktionen zum finalen Auktionsdesign.

Pilotauktionen

Pilotauktionen bieten eine Reihe von Vorteilen:

- Pilotausschreibungen ermöglichen es, neue Ausschreibungsverfahren einem Praxistest zu unterziehen. Dabei kann eine erste Einschätzung dazu getroffen werden, wie sich Auktionen als Förderinstrument im Kontext des Schweizer PV-Marktes bewähren.
- Weiterhin können das Auktionsdesign und die mit der Auktion verbundenen administrativen Prozesse, wie die Bieterregistrierung und IT-Plattformen, getestet werden. Falls sich dabei anfängliche Schwächen offenbaren, können vor der Finalisierung Anpassungen vorgenommen werden.
- Pilotauktionen können zudem die Akzeptanz bei Investoren erhöhen, da die Bereitschaft signalisiert wird, das Auktionsdesign und administrative Prozesse

weiterzuentwickeln, falls unerwartete Hemmnisse auftreten (z.B. Ausschlüsse aus formalen Gründen).

- Die Möglichkeit der nachträglichen Korrektur kann dazu führen, dass anfängliche Schwächen im Auktionsdesign auf weniger negative Resonanz stossen.

Diesen Vorteilen stehen aber auch mögliche Nachteile gegenüber:

- Es besteht die Gefahr des strategischen Abwartens bzw. künstlich überhöhter Gebote, wenn bei manchen Bietern durch die Bezeichnung als „Pilot“ der Eindruck entsteht, dass es sich um ein temporäres und unausgereiftes Instrument handelt oder falls Bieter eine anfängliche „Experimentierphase“ vermeiden wollen.
- Falls bei der Pilotauktion anfängliche Schwächen im Auktionsdesign zum Vorschein kommen, können Auktionen vorschnell als ungeeignetes Förderinstrument diskreditiert werden. Der Zusatz „Pilot“ könnte hier die Forderungen verstärken, das Instrument vor eigentlicher Einführung wieder abzuschaffen.

Aus unserer Sicht überwiegen die Vorteile jedoch deutlich, sodass wir Pilotauktionen zum Test der administrativen Prozesse und zur Akzeptanzerhöhung empfehlen. Begleitend dazu empfehlen wir die Durchführung von Informationsveranstaltungen für die Branche, um die Teilnahme an der Pilotauktion anzuregen und grundsätzlich das Vertrauen in das Instrument „Auktion“ zu stärken. Solche Veranstaltungen fördern das Verständnis der Auktionsregeln und reduziert die Gefahr, dass Gebote aus formalen Gründen abgelehnt werden müssen.

Diese Empfehlungen beruhen auch auf positiven Erfahrung mit Pilotauktionen in Deutschland (siehe TextBox).

FALLBEISPIEL: PILOT-AUSSCHREIBUNG FÜR PV-FREIFLÄCHENANLAGEN IN DEUTSCHLAND

Die Bundesnetzagentur führte im Jahr 2015 insgesamt drei Pilotauktionen für PV-Freiflächenanlagen durch. Insgesamt wurden 500 MW in drei Runden ausgeschrieben. Die Erfahrung wurde in einem Evaluationsbericht ausgewertet und diente – gemeinsam mit Marktstudien und Konsultationen – der Vorbereitung des Ausschreibungsdesigns für andere Technologien im EEG 2017.

	1. Runde (April 2015)	2. Runde (August 2015)	3. Runde (Dez. 2015)
Auktionsformat	Pay-as-bid mit verdeckten Geboten	Einheitspreis mit verdeckten Geboten	Einheitspreis mit verdeckten Geboten
Ausschreibungsvolumen	150 MW	150 MW	200 MW
Eingereichte Gebote	715 MW (170 Gebote)	558 MW (136 Gebote)	562 MW (127 Gebote)
Ausschlussquote	20% der MW (22% der Gebote)	6% der MW (11% der Gebote)	6% der MW (10% der Gebote)
Durchschnittliche Förderhöhe	9,17 ct/kWh	8,48 ct/kWh	8,00 ct/kWh

Die Pilotauktionen wurden als Erfolg gewertet und führten zu folgenden Schlussfolgerungen:

- In allen drei Runden kam es zu einer deutlichen Überzeichnung (drei- bis fünffaches Ausschreibungsvolumen) durch ausreichenden Marktzutritt und ein im Vergleich zum Potenzial geringes Volumen.
- Der Anteil der aufgrund von Formfehlern ausgeschlossenen Bieter ging im Jahresverlauf deutlich zurück.
- Bis auf ein Gebot der zweiten Runde leisteten alle erfolgreichen Bieter fristgerecht ihre Zweitsicherheit.
- Die IT-Systeme und Bieterformulare konnten getestet und weiterentwickelt werden. Zudem wurde eine zentrale Schnittstelle auf der Webseite der BNetzA eingerichtet.
- Eine eindeutige Schlussfolgerung hinsichtlich des Einflusses der Preisregel (pay-as-bid vs. Einheitspreis) konnte hingegen nicht ermittelt werden, da in der ersten Bietrunde mit pay-as-bid eine Übergangsregelung bestand, nach der Anlagen mit Betrieb bis zum August 2015 eine feste Vergütung von 9,23 ct/kWh erhalten konnten. Ob der Rückgang der Förderhöhe in den Folgeauktionen auf den Wegfall dieser Übergangsregel oder auf die Umstellung auf Einheitspreisregel zurückzuführen ist, bleibt unklar.

Schrittweise Implementierung

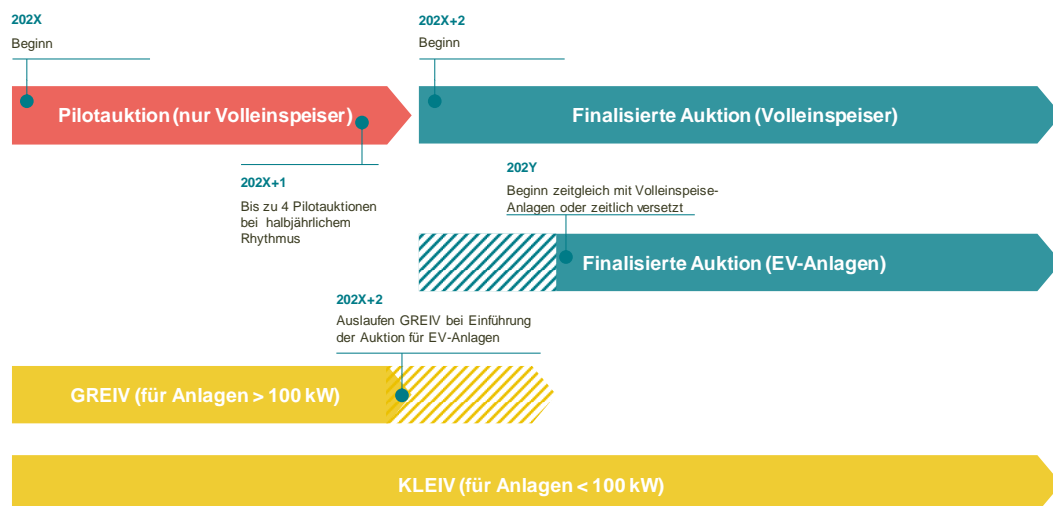
Die Durchführung von Pilotauktionen ermöglicht das Sammeln von Erfahrungen mit einem neuen Förderinstrument. Vor Überführung in ein finales Auktionsdesign

sollte das Ergebnis der Pilotauktionen auf Basis folgender Indikatoren ausgewertet werden:

- Die **Anzahl abgelehnter Gebote** sollte durch geringe Komplexität möglichst gering ausfallen und im Laufe der Zeit abnehmen.
- Eine **Überzeichnung** ist als positives Signal zu werten und deutet auf ausreichenden Marktzutritt hin.
- Die **Streuung der Gebote** hängt von verschiedenen Einflussgrößen ab, eine geringe Streuung kann jedoch Verständlichkeit des Verfahrens signalisieren.
- Die **Entwicklung durchschnittlichen Förderzahlung** sollte im Laufe der Zeit rückläufig sein wegen erwarteter Kostensenkungen für PV-Module.
- Die im Nachlauf festgestellte **Realisierungsquote** sollte möglichst hoch ausfallen.

Basierend auf der Evaluierung der Pilotauktion sollte die Förderung von Volleinspeise-Anlagen langfristig in ein finalisiertes Auktionsdesign überführt werden (Abbildung 12).

Abbildung 12 Schrittweise Einführung von Auktionen für grosse PV-Anlagen



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: Der Zeitplan ist indikativ und hängt von der Dauer eines entsprechenden Gesetzgebungsverfahrens ab. Eine Einführung von Auktionen für Kleinanlagen unter 100 kW ist nicht vorgesehen.

Wir empfehlen die Einführung von Pilotauktionen für Volleinspeise-Anlagen für einen Zeitraum von 1-2 Jahren, und je nach den Erfahrungen in der Pilotauktion sollte auch die Förderung von EV-Anlagen zeitgleich oder zeitlich verzögert auf Auktionen umgestellt werden. Kleinanlagen unter 100 kW sollten langfristig über die KLEIV gefördert werden, da eine Überführung in ein Auktionssystem für dieses Segment aktuell nicht vorgesehen ist.

Parallele Fördersysteme sind nicht unproblematisch, wie die Erfahrung in Frankreich mit separaten Auktionen für PV-Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch gezeigt hat. Hier ist das Segment mit Eigenverbrauch durch den Wechsel der Anlagen stark ausgedünnt, so dass die Auktion vorübergehend gestoppt und Sonderregelungen für den Zuschlag bei Unterzeichnung eingeführt wurden.⁵⁵ Für

⁵⁵ <https://www.pv-magazine.com/2019/06/20/france-resumes-self-consumption-tenders/>

die Schweiz erwarten wir eine ausreichende Liquidität in den Auktionen. Zudem kann der Auktionator bei Bedarf nachsteuern, wie dies in Frankreich geschehen ist. So kann beispielsweise im Fall der Unterzeichnung in einer der beiden parallelen Auktion das ausgeschriebene Volumen verringert oder das Höchstgebot erhöht werden. Die Art der Anpassung muss dabei auf die Gründe für die Unterzeichnung abgestimmt werden und mit Blick auf die Auktionsziele erfolgen.

5.2 Institutioneller Rahmen und Anmeldeprozess

Institutioneller Rahmen

Die Förderung von erneuerbaren Energien wird heute über die IT-Plattform von Pronovo abgewickelt.⁵⁶ Durch die Umstellung des Fördermodells auf ein Auktionsverfahren fallen eine Reihe zusätzlicher Aufgaben an:

- Publikation und Erläuterung des Auktionsverfahrens;
- Technische Durchführung der Auktion (online oder schriftlich);
- Annahme und Prüfung der Gebote;
- Prüfung der bei Zuschlag zu hinterlegenden Sicherheit;
- Publikation der Auktionsergebnisse; und
- Kommunikation mit Bietern.

Das Organ, welches diese neuen Auktionsaufgaben wahrnimmt, muss wirtschaftlich und politisch unabhängig sein. Im europäischen Kontext werden die Auktionsaufgaben meistens durch nationale Regulierungsbehörden oder Ministerien wahrgenommen, sodass wir im Schweizer Kontext die **Auktionsabwicklung durch UVEK/BFE oder EICom** empfehlen.

Ungeachtet dessen kann Pronovo bisherige administrative Aufgaben weiter wahrnehmen, und nun zusätzlich Gebote einsammeln und an die zuständige Stelle weiterleiten. Allerdings sollten dann interne Prozesse bei Pronovo die Vertraulichkeit der gebotsrelevanten Informationen sicherstellen, z.B. durch eine entsprechende Ausgestaltung der IT-Infrastruktur und Einschränkung der Zugriffsrechte auf gebotsrelevante Daten.

Anmeldeprozess

Der Anmeldeprozess sollte so ausgestaltet sein, dass sich der zusätzliche Aufwand für Bieter in Grenzen hält, um die Teilnahme an der Auktion nicht über Gebühr zu erschweren.

Dies ist im Schweizer Kontext von besonderer Relevanz, da die zur Auktion zugelassenen Anlagen ab 100 kW im Vergleich zu international üblichen Grössenordnungen relativ klein sind. Der Aufwand für die Gebotsabgabe ist dabei im Verhältnis zum bereits heute anfallenden Aufwand zu betrachten, der mit einer Anmeldung bei Pronovo einhergeht.

⁵⁶ Dies umfasst folgende Schritte: Anmeldung, Antragsprüfung, Ausstellung von Förderbescheiden, Information und Support (wenn auch in der Praxis limitiert) von Antragstellern, Kontrolle von Errichtungsnachweisen und die Prüfung der Mindestbetriebsdauer.

Falls wie oben vorgeschlagen Pronovo seine bisherigen administrativen Aufgaben weiter übernimmt, und nun zusätzlich Gebote einsammelt und an die zuständige Stelle weiterleitet, entspräche der resultierende Anmeldeprozess dem Schema in Abbildung 13.

Abbildung 13 Anmeldeprozess



Quelle: Frontier Economics / EZS basierend auf aktuellem Anmeldeverfahren für GREIV bei Pronovo

Der zusätzliche Aufwand für die Gebotsabgabe ist zudem abhängig von der gewählten Preisregel in der Auktion (siehe Abschnitt 4.6):

- Bei pay-as-cleared (Einheitspreisregel) ist für die Bieter lediglich die Bestimmung der eigenen Finanzierungslücke erforderlich, da für den individuellen Bieter keine Anreize für strategisches Bietverhalten besteht.⁵⁷ Diese Bestimmung lässt sich mit minimalem Aufwand beispielsweise anhand des Swissolar-Rechners⁵⁸ durchführen.
- Bei pay-as-bid entsteht im Vergleich zu Einheitspreisregel grösserer Aufwand für die Gebotsbestimmung, falls Bieter strategische Gebote über den eigenen Kosten ermitteln. Das strategische Kalkül kann hierbei unterschiedlich komplex ausfallen, je nachdem, ob nur einfache Daumenregeln (z.B. Aufschlag von x% auf die eigenen Kosten) angewendet werden oder das Verhalten der anderen Bieter antizipiert wird.

Der administrative Aufwand zur Anmeldung einer PV-Anlage in der Schweiz beträgt aktuell etwa 8 bis 12 Stunden, wobei der Anmeldeprozess bei Pronovo lediglich 30-45 Minuten in Anspruch nimmt.⁵⁹ Unserer Ansicht nach ist deshalb selbst bei der Festlegung einer pay-as-bid-Preisregel der zusätzliche Aufwand durch die Gebotsbestimmung vertretbar. Dies trifft insbesondere auf grössere Volleinspeise-Anlagen zu, da deren wirtschaftliches Interesse an einer Förderung den geforderten administrativen Aufwand übersteigen sollte.

⁵⁷ Dies muss nicht immer der Fall sein. Wenn wenige Bieter mit einer Vielzahl von Projekten an der Auktion teilnehmen, dann besteht das strategische Kalkül, den Einheitspreis durch Gebote über den Kosten nach oben zu treiben und damit für mehrere andere Projekte zu profitieren. Diese Gefahr sehen wir für den PV-Markt in der Schweiz mit einer Vielzahl potenzieller Bieter nicht.

⁵⁸ Online frei verfügbar unter <https://www.swissolar.ch/fuer-bauherren/planungshilfsmittel/kostenrechner-fuer-pv-anlagen/>

⁵⁹ Siehe Swissolar, Informationsblatt „Vereinfachung von administrativen Tätigkeiten von PV Anlagen“.

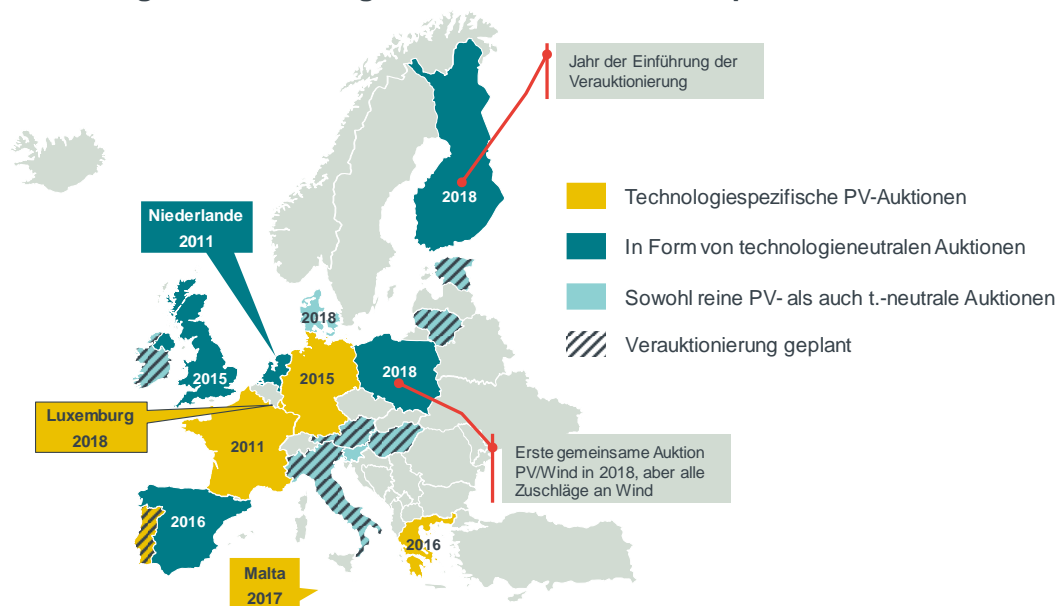
ANHANG A AUKTIONEN FÜR PV-ANLAGEN IN EUROPA

In diesem Anhang fassen wir die Umsetzung von Auktionen für PV-Anlagen zusammen. Der Fokus liegt hierbei auf den für die Schweiz relevanten Design-Aspekten.

Technologiedifferenzierung in Auktionen

Während die EU auf technologieneutrale Ausschreibungen drängt, werden bislang zumeist technologiespezifische PV-Auktionen umgesetzt (Abbildung 14).

Abbildung 14 Umsetzung für PV-Auktionen in Europa



Quelle: Frontier Economics basierend auf CEER, Report on Tendering Procedures for RES in Europe und <http://www.res-legal.eu>

Da in der Schweiz technologiespezifische Auktionen anvisiert sind, konzentrieren wir uns im Folgenden auf Länder mit separater Auktionierung für PV-Anlagen.

Ausgestaltungsmerkmale von Auktionen für PV in ausgewählten europäischen Ländern

Die Form und die konkrete Ausgestaltung der PV-Auktionen variiert zwischen den EU-Mitgliedstaaten. Einen Überblick über die wesentlichen Unterschiede in den PV-Auktionen ausgewählter Länder bietet Tabelle 3.

Tabelle 3 Auktionenformen im europäischen Vergleich

	Deutschland	Frankreich	Niederlande	Spanien	UK	Griechenland	Malta
Technologie-fokus	PV (seit 2018 Plotauctionen für Wind & PV kombiniert)	PV (in 2018 technologieneutrale Plotauction für Wind & PV)	neutral	neutral (Wind & PV)	neutral	PV (gemeinsame Auktion PV & Wind in April 2019)	PV
Differenzierung nach	-	Aufdach/Freifläche, mit/ohne Eigenverbrauch und Leistung	Leistung (>1 MW)	-	-	Leistung (>1 MW)	-
Regelung zu Eigenverbrauch	Eigenverbrauch nicht zulässig	Separate Ausschreibungen für Eigenverbrauchsanlagen (mit Überschuss-Einspeisung), 2019 ausgesetzt aufgrund mangelnder Teilnahme	Eigenverbrauch zulässig (geringere Prämie für Eigenverbrauch w egen Eigenverbrauchs-vorteil ¹⁾)	Eigenverbrauch zulässig (zudem Abschaffung der „Sonnensteuer“ in 2019, die Eigenverbrauch belastete)	Eigenverbrauch zulässig (besondere Vorgaben an Metering)	Eigenverbrauch zulässig (virtuelles Net-Metering bei PV-Anlagen bis 500 kW möglich) ¹⁰⁾	Eigenverbrauch zulässig
Fördermodell	Gleitende Marktprämie	Einspeisetarife (<500kW), Marktprämien (>500kW)	Gleitende Marktprämie	Referenzzrendite (Investitionsförderung)	Marktprämie (Contract for differences)	Einspeisetarife (<500kW), Marktprämien (>500kW)	Gleitende Marktprämie
Dauer der Förderung	20 Jahre	20 Jahre	15 Jahre	25 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Zuschlagsregel	Endimensional (Preis)	Scoring-System (Hauptkriterium: Preis; w eitere Kriterien: CO ₂ , R&D und Projektstatus) ⁵⁾	Endimensional (Preis)	Endimensional (Discount auf Investitionskosten)	Endimensional (Preis)	Endimensional (Preis)	Endimensional (Preis)
Maximale Gebotshöhe	75 EUR/MWh (Stand Juni 2019)	125-150 EUR/MWh für Freiflächenanlagen, 114-143 EUR/MWh für Aufdachanlagen (Stand 2017)	Abhängig von Technologie, Leistung und Runde (90-106 EUR/MWh)	Maximalgebot 0% Discount (entspricht bei Inbetriebnahme im Jahr 2019 37 EUR/kWh und Jahr) ⁸⁾	Entspricht den administrativ gesetzten "strike prices" für Kleinanlagen (2018/19: 100 GBP/MWh)	85 EUR/MW für Anlagen <1 MW 80 EUR/MW für Anlagen >1 MW	Abhängig vom Typ und Standort (z.B. 140 EUR/MWh für Anlagen auf Industrieflächen)
Preisregel	Pay-as-bid (pay-as-cleared in Plotauction)	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-cleared	Pay-as-cleared	Pay-as-bid	Pay-as-bid
Mindestgrösse	750 kW	100 kW (Dachflächen), 500 kW (Freifläche)	15 kW	1 kW	5 MW	500 kW	1 MW
Vorlaufzeit	24 Monate (nach 18 Monaten Pönale)	18 bis 24 Monate (abhängig von Leistung/Typ)	18 oder 36 Monate in Abhängigkeit von Anlagengrösse	Fester Termin (entspricht ca. 2,5 Jahre)	Je nach Zuschlagsperiode Auktion 3-4 Jahre Vorlaufzeit (in 2017)	15, 21 oder 24 Monate in Abhängigkeit von Anlagengrösse (1 und 5 MW jew eils als Grenze) ⁸⁾	24 Monate
Pönale	Nach 18 Monaten Reduktion der Förderung um 0,3 ct/kWh, nach 24 Monaten Verlust der Sicherheitseinlage	Kürzung der Förderungsdauer um die doppelte Dauer der Verzögerung	3-jähriger Ausschluss von Förderprogrammen ⁹⁾	Verlust der Bankgarantie	2-jähriger Ausschluss von Förderprogrammen	Verlust der Sicherheitseinlage	Nach 18 Monaten Reduktion der Förderung um 0,5 ct/kWh, nach 24 Monaten Verlust der Sicherheitseinlage ²⁾
Präqualifizierung	Beschlossener Bebauungsplan oder Aufstellungs- oder Änderungsbeschluss oder Offenlegungsbeschluss ⁷⁾	Umfangreiche Unterlagen (u.a. vorliegende Landrechte, detaillierte Projektbeschreibung, Baugenehmigung) ⁵⁾	Netzanschlusszusage, Umweltverträglichkeitsstudie, Machbarkeitsstudie, technische Beschreibung, vorliegende Landrechte ⁹⁾	Standorte beschränkt auf spanisches Festland	Netzanschlusszusage, Planungsbeschluss für Anlagen >300 MW, Supply Chain Statement ⁴⁾	Netzanschlussvertrag, Netzbindungszusage oder gültige Baugenehmigung	Keine
Sicherheiten	Sicherheitseinlage/ Bürgschaft: Teilnahme Gebot 5 €/kW, bei erfolgreichem Gebot 20-45 €/kW ¹⁾	Sicherheitseinlage: 10-30 €/kW für kleinere Anlagen, 30-50 €/kW Grossanlagen Nach Baubeginn wird 50% freigegeben		Bankgarantie von 60 €/kW nach Zuschlag einzureichen ⁸⁾		Sicherheitseinlage: Teilnahme 10 €/kW, bei erfolgreichem Gebot 40 €/kW ²⁾	Bei erfolgreichem Gebot: Sicherheitseinlage 50 €/kW (max. 50k€)

1. Netherlands Enterprise Agency (2018) - SDE+ Spring 2018, Instructions on how to apply for a subsidy for the production of renewable energy, <https://english.nvo.nl/sites/default/files/2018/02/Brochure-SDE-Spring-2018.pdf>
2. CEER, Report on Tendering Procedures for RES in Europe, C17-SD-60-03, 2018
3. <https://www.gov.uk/government/collections/contracts-for-difference-cfd-second-allocation-round>
4. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/02/Auctions-for-allocation-of-offshore-wind-contracts-for-difference-in-the-UK-EL-33.pdf>
5. https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Zur_Exportinitiative/leitfaden_internationale_ausschreibungen.pdf?__blob=publicationFile&v=5
6. <http://www.wfw.com/wp-content/uploads/2018/05/WFWBriefing-RES.pdf>
7. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/Ausschreibungsverfahren/Solar_Verfahren_node.html
8. <https://www.pv-magazine.de/2017/04/21/spanien-systemneutrale-versteigerung-von-2-000-megawatt-erneuerbaren-produktionsleistung-mit-anspruch-auf-foerderung-am-17-5-2017/>
9. http://www.auresproject.eu/sites/atures.eu/files/media/countryreports/pdf_netherlands.pdf
10. <http://www.solarpower.europa.org/wp-content/uploads/2018/12/When-solar-policy-went-digital-SolarPowerEurope-report-v13-14-12-2018.pdf>, Seite 13.

Quelle: Frontier Economics basierend auf oben genannten Quellen

Die Lehren, die sich aus der Ausgestaltung von PV-Auktionen in der EU für die Schweiz ergeben, werden im Folgenden dargestellt. Wir orientieren uns dabei an der Struktur in Kapitel 4.

Lehren für die Schweiz

Die Übersicht in Tabelle 3 zeigt, dass in den meisten Ländern die Förderung über Betriebsbeihilfen (Prämienmodell oder Einspeisetarife) erfolgt, während in der Schweiz die Förderung über Investitionsbeihilfen (Einmalvergütung) organisiert ist. Zudem werden meist grössere Freiflächenanlagen gefördert, während in der Schweiz PV-Anlagen vor allem an Gebäuden installiert werden. Diese Unterschiede werden in den Lehren für ein Auktionsdesign in der Schweiz (Tabelle 4) berücksichtigt.

Tabelle 4 **Überblick über die Umsetzung in der EU und Lehren für die Schweiz**

	Umsetzung im EU-Ausland	Lehren für die Schweiz
1. Ausschreibungsgegenstand	<ul style="list-style-type: none"> ▪ In der Regel wird geförderte Leistung (entweder für PV oder technologieutral) ausgeschrieben ▪ Förderung erfolgt i.d.R. als Prämie pro kWh Einspeisung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Im Projekt gesetzt: Einmalvergütung für PV in CHF/kW ▪ Dementsprechend Ausschreibung von Leistung (in MW)
2. Präqualifikation (umfasst Zulassungsbedingung, Erstsicherheit, Mindestgröße)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Projektspezifische Präqualifikation üblich ▪ Nachweis über Verfügungsrecht über Aufstellungsfläche ▪ Z.T. Baugenehmigung und Netzanschlusszusage erforderlich ▪ Üblicherweise Freiflächen und Aufdachanlagen zugelassen ▪ Mindestgröße schwankt zwischen 1kW und 1 MW (Obergrenze nach EU Beihilferecht) ▪ Geringe Erstsicherheit oder Teilnahmegebühr (z.B. 5€/kW in Deutschland) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Projektspezifische Präqualifikation sinnvoll (d.h. keine Teilnehme losgelöst von konkretem Projekt) ▪ Orientierung an GREIV-Verfahren (Grundbuchauszug und Projektunterlagen) ▪ Weitere Unterlagen (z.B. Bebauungsplan) nicht notwendig, da ausschliesslich Aufdachanlagen in der Schweiz ▪ Nur Aufdachanlagen (Freiflächenanlagen in der Schweiz wegen notwendiger Baubewilligung schwierig umzusetzen) ▪ Keine einheitliche Regelung zur Mindestgröße – abzuleiten aus Marktstrukturanalyse (Modul B) ▪ Keine Erstsicherheit notwendig
3. Zeitlicher Vorlauf (Zeit zwischen Zuschlag und Errichtung)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 18-24 Monate üblich ▪ Allerdings gilt dies i.d.R. auch für große Freiflächenanlagen mit längeren Projektrealisierungszeiten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 12 Monate (wie bei GREIV) bis 18 Monate ausreichend, da Aufdachanlagen
4. Ausschreibungsfrequenz/-volumen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterschiedlich gehandhabt: bis zu mehrere Runden pro Jahr in Abhängigkeit des Volumens (DE: 1450 MW in 6 Runden in 2019) ▪ Trade-off zwischen Volumen und Frequenz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2-3 Runden pro Jahr sinnvoll (je nach Gesamtvolumen), um kontinuierlichen Ausbau zu gewährleisten und Kostenentwicklung zeitnah abzubilden ▪ Spätere Anpassung des Volumens/Frequenz in Abhängigkeit der Erfahrung in den Pilotausschreibungen
5. Vertragskonditionen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ In der Regel Investitionsverpflichtung bei Zuschlag ▪ Sicherheit („Zweitsicherheit“) bei Zuschlag von 30-50 €/kW (~3-5% der Investitionskosten) üblich ▪ Strafzahlung (Pönale) für verspätete Inbetriebnahme unterschiedlich gehandhabt (entweder Ausschluss von zukünftigen Auktion oder Verlust der Sicherheitseinlage) ▪ Übertragbarkeit / Sekundärhandel in der Regel nicht zugelassen ▪ Regelung zu Eigenverbrauch (EV) uneinheitlich <ul style="list-style-type: none"> □ DE/FR: EV nicht zulässig bzw. separat ausgeschrieben □ Griechenland / Malta (mit separaten PV-Auktionen): EV zulässig 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionsverpflichtung sinnvoll, da sonst spekulative Gebote ▪ Zweitsicherheit in Grössenordnung von mind. 30 CHF/kW sinnvoll (anfänglich moderate Sicherheit, um Bieter nicht zu verschrecken) ▪ Finanzielle Pönale in Höhe der Sicherheit (Ausschluss von zukünftigen Runden nur, wenn Abschreckung potenzieller Bieter) ▪ Keine Übertragbarkeit der Förderung nach Zuschlag (sonst spekulative Gebote) ▪ Keine Empfehlung zu Eigenverbrauchsregel ableitbar – Empfehlung sollte aus den Zielen und der Marktstrukturanalyse (Modul B) abgeleitet werden
6. Ausschreibungsverfahren (Auktionsformat)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Statische Auktionsformat mit verdeckten Geboten („sealed bids“) üblich ▪ Pay-as-bid bei Auktionen für PV üblich ▪ Höchstgebote variieren zwischen den Ländern und über die Zeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verdeckte Gebote empfehlenswert, um Transaktionskosten gering zu halten ▪ Pay-as-bid (außer es ist mit großen Verzerrungen/ Akzeptanzproblemen zu rechnen) ▪ Moderates Höchstgebot (abgeleitet aus Marktstrukturanalysen in Modul B) – kann in Abhängigkeit der Ergebnisse in Pilotausschreibung über die Zeit gesenkt werden

Quelle: Frontier Economics / EZS

ANHANG B MARKTANALYSEN FÜR GROSSE PV-ANLAGEN IN DER SCHWEIZ

In diesem Anhang werden weitere Details zur Marktanalyse für grosse PV-Anlagen in der Schweiz dargestellt, die der indikativen Merit Order (siehe Kapitel 3) zugrunde liegen:

- **Potenzialanalyse** (Anhang B.1) – Das zu erwartende Angebot je Anlagentyp gibt die **Breite der Balken** in der Merit Order an. Wir unterscheiden zwischen kurz- und mittelfristigen Potenzialen.
- **Wirtschaftlichkeitsrechnung** (Anhang B.2) – Die Finanzierungslücke gibt die **Höhe der Balken** in der Merit Order an. Wir führen hierzu für repräsentative Anlagentypen Wirtschaftlichkeitsberechnungen durch.

B.1 Potenzialanalyse

B.1.1 Parameter

Tabelle 5 fasst die Parameter für die Potenzialanalyse zusammen, welche die Breite der Balken der Merit-Order bestimmen. Die Herleitung dieser Parameter wird in den folgenden Kapiteln dargestellt:

- Kurzfristiges Potential (B.1.2);
- Langfristiges Potential (B.1.3); und
- Eigenverbrauch (B.1.4).

Tabelle 5 Parameter für die Potenzialanalyse

Parameter	Wert		Kommentar
Sonnendach (Langfristiges Potential)			
Mindesteinstrahlung	1000	kWh/m ² /a	
Anlagenleistung pro Fläche	7	m ² /kW	Mit Standard-Solarmodulen kann auf 5.5 m ² 1 kW gebaut werden. Da nicht die ganze Dachfläche genutzt werden kann, muss diese Zahl mit 0.8 multipliziert werden (Quelle: Dokumentation Geodatenmodell Sonnendach, BFE)
Anteil der Grössenklassen	100-200	kW	50%
	200-400	kW	25%
	400-1000	kW	15%
	>1000	kW	10%
GREIV-Warteliste (Kurzfristiges Potential)			
Anteil der Grössenklassen	100-200	kW	25%

200-400 kW	25%
400-1000 kW	25%
>1000 kW	25%
Eigenverbrauch	
25% der Anlagen	sind Einspeiseanlagen (0% Eigenverbrauch)
55% der Anlagen	haben das Potential für 45% Eigenverbrauch
20% der Anlagen	haben das Potential für 80% Eigenverbrauch

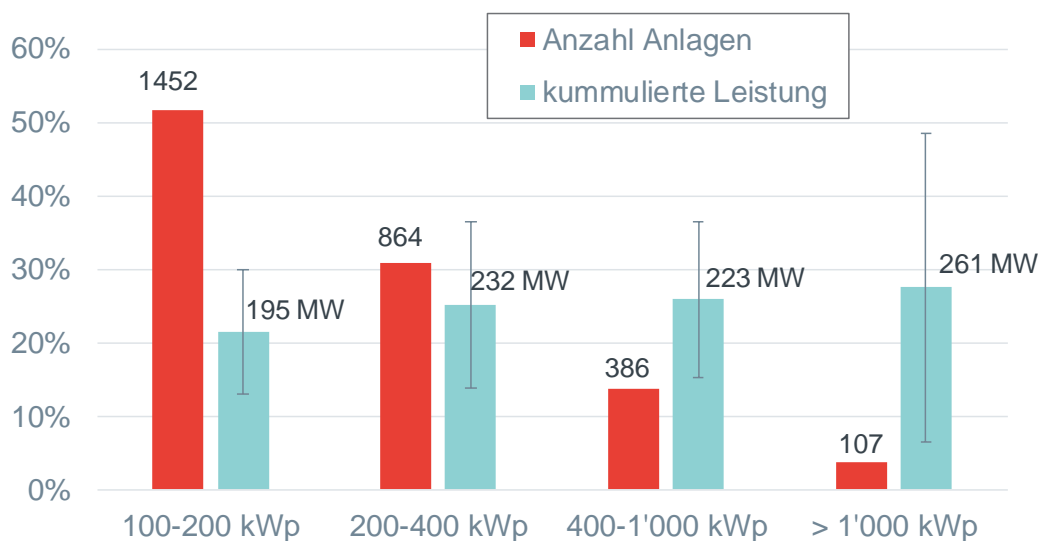
Quelle: Frontier Economics / EZS

B.1.2 Kurzfristige Potenziale

Für das kurzfristige Potential wurde die GREIV-Warteliste analysiert. Wir gehen davon aus, dass es sich dabei zu einem grossen Teil um Projekte handelt, welche ursprünglich mit Aussicht auf die KEV entwickelt wurden, dann aber unter dem neuen Förderregime nicht mehr wirtschaftlich waren. Grundsätzlich sind aber die Investoren/Gebäudebesitzer mit der Realisierung einverstanden, vorausgesetzt das Projekt ist wirtschaftlich. Diese Anlagen könnten mit einem Auktionsverfahren wieder in die Wirtschaftlichkeitszone rücken.

Dies führt zur kurzfristigen Potenzialabschätzung (bis zum Jahr 2020) für grosse PV-Anlagen in der Schweiz unterschieden nach Grössenklassen (Abbildung 15).

Abbildung 15 Kurzfristiges Potenzial je Grössenklasse für grosse PV-Anlagen in der Schweiz



Quelle: Frontier Economics / EZS basierend auf GREIV Warteliste

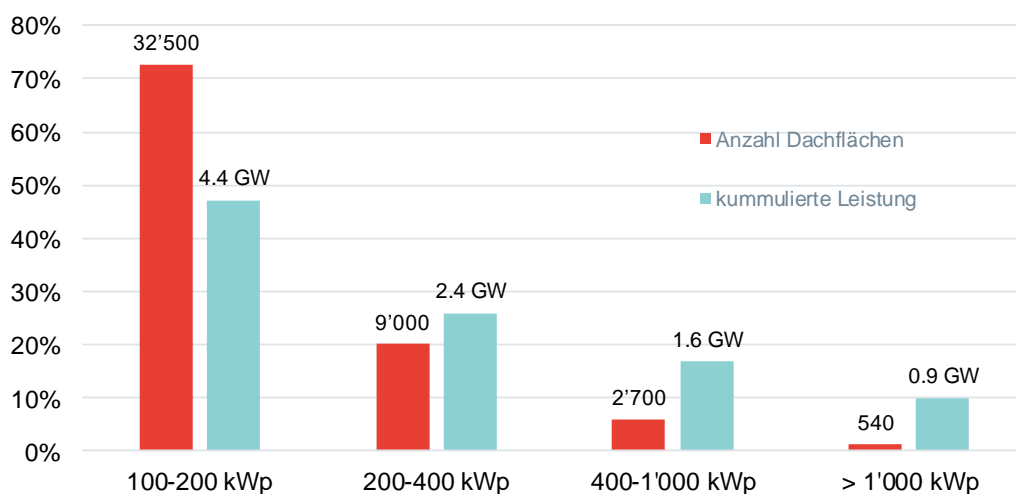
Unsere kurzfristigen Potenzialanalysen haben Folgendes ergeben:

- Die kumulierte Leistung beträgt rund 1 GW. Es wurden sowohl Anlagen auf der Warteliste wie auch Anlagen, welche eine GREIV-Verfügung erhalten haben, miteinbezogen.
- Es ist unklar, ob gewisse Anlagen schon gebaut wurden und somit vom Potential abgezogen werden sollten – das Potential wird somit tendenziell überschätzt.
- Es wurde vereinfachend angenommen, dass die kumulierte Leistung auf die 4 Anlagengrössenklassen gleich verteilt ist. Die Fehlerbalken (Standardabweichung) zeigen aber, dass je nach Betrachtungsjahr (Betrachtungszeitraum 2012-2018) die effektive Leistung pro Anlagengrössenklasse stark variieren kann. Die Gründe hierfür wurden im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

B.1.3 Langfristige Potenziale

Im Rahmen des Projektes „sonnendach.ch“ wurden sämtliche Dachflächen der Schweiz ausgemessen. Zudem wurde den identifizierten Dachsegmenten jeweils ein spezifischer Einstrahlungswert zugewiesen. Auf dieser Basis erfolgte die langfristige Potenzialabschätzung mit Zeithorizont 2035+ für grosse PV-Anlagen in der Schweiz unterschieden nach Grössenklassen (Abbildung 16).

Abbildung 16 Langfristiges Potenzial je Grössenklasse für grosse PV-Anlagen in der Schweiz



Quelle: Frontier Economics / EZS basierend auf sonnendach.ch

Hinweis: Das Potential für grosse Anlagen wird tendenziell unterschätzt, da in der Datengrundlage Dächer in Dachsegmente unterteilt wurden.

Unsere langfristige Potenzialanalyse hat ergeben:

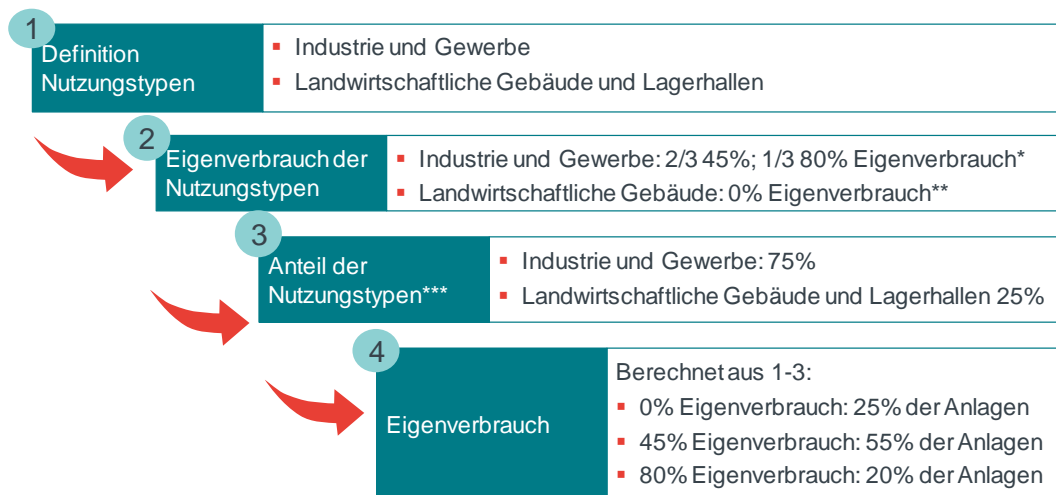
- Die kumulierte Leistung beträgt rund 20 GW.
- Das Potential für grosse Anlagen wird vermutlich unterschätzt. Eine Dachfläche ist als ebene Fläche ohne Kanten definiert. Das führt dazu, dass viele Dächer in mehrere Dachsegmente aufgeteilt sind. Bei Stichproben in Industriequartieren wurde festgestellt, dass auch die Mehrheit der grossen Flachdächer in mehrere Segmente unterteilt werden. Konkret bedeutet dies,

dass die Dachflächen von einem Gebäude/Besitzer tendenziell in eine tiefere Grössenklasse eingeteilt wurden, da diese in einzelnen Teilsegmenten erfasst wurden.

B.1.4 Eigenverbrauchsgrad

Abbildung 17 stellt das Vorgehen zur Bestimmung der EV-Grade schematisch dar. Grundlage bilden öffentlich verfügbaren Studien.⁶⁰

Abbildung 17 Schematische Darstellung zur Ableitung des EV-Grades je Grössenklasse



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: *) Planair: consommation propre industrielle Suisse

**) Agrocleantech: Eigenverbrauch von PV-Strom auf dem Landwirtschaftsbetrieb

***) Gesamtstromverbrauch nach Sektoren (BFE); sia Norm 2024:2015

B.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse

B.2.1 Modell

Das verwendete Wirtschaftlichkeits-Tool wurde im Rahmen des vom BFE unterstützten Projektes „Quick-Check.ch“ entwickelt und für die Evaluation der EIV (Auftrag BFE) verwendet. Für dieses Projekt wurde das Tool für grosse Anlagen weiterentwickelt.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit und zur Bestimmung des residualen Förderbetrages in Form einer Einmalvergütung wurden die abgezinsten Cash-Flows (DCF) ohne Berücksichtigung der Steuern über einen Zeithorizont von 25 Jahren berücksichtigt. In das Tool gehen folgende Grössen ein:

- Kostenseite – Einmalig anfallende Investitionskosten und jährliche Betriebskosten für die PV-Anlage; und

⁶⁰ Planair: consommation propre industrielle Suisse (2015), Agrocleantech: Eigenverbrauch von PV-Strom auf dem Landwirtschaftsbetrieb (2017), Gesamtstromverbrauch nach Sektoren (BFE, 2017); sia Norm 2024:2015.

- Einnahmenseite – Einnahmen durch Einspeisung des Stromes ins Verteilnetz (Rückliefervergütung) sowie Einnahmen durch Eigenverbrauch (basierend auf Tarifen für Strombezug der entsprechenden Nutzerkategorie).

B.2.2 Parameter

Eingangsgrössen für das Wirtschaftlichkeitsmodell

Für die Erstellung der Merit Order wurden anhand verschiedener Rückliefervergütungen, Anlagengrössen und Eigenverbrauchsanteilen 36 typische Anlagenklassen definiert (Tabelle 6).

Tabelle 6 Parameter Wirtschaftlichkeitsrechnung

Parameter	Wert		Kommentar
Rückliefervergütung	5.78	Rp/kWh	Szenario I: Referenz-Marktpreis 2018 (Publikation BFE)
	Tief, mittel, hoch	Rp/kWh	Szenario II: Regional differenzierte Rückliefervergütung und Strompreise (Status quo)
	8	Rp/kWh	Szenario III: Durchschnittliche Rückliefervergütung (2019) <i>[nicht weiterverfolgt]</i>
Anlagengrösse	150	kW	Klasse 100-200 kW Die Anlagen über 100 kW wurden in 4 Grössenklassen unterteilt (100-200 kW, 200-400 kW, 400-1000 kW, >1000 kW). Die jeweiligen Grössenklassen umfassen etwa die gleiche Anzahl Gesuche auf der Warteliste der GREIV. Bei den Berechnungen wurde auf den Klassenmittelwert abgestellt.
	300	kW	Klasse 200-400 kW
	700	kW	Klasse 400-1000 kW
	1200	kW	Klasse > 1000 kW
Eigenverbrauch	0	%	Reine Einspeiseanlagen
	45	%	Durchschnittlicher deklarerter Eigenverbrauch bei der Auktion in VD
	80	%	Bei Industrieanlagen mit hohem Stromverbrauch ist der Eigenverbrauchsgrad oft deutlich höher als 45%, häufig bis zu 100%
Investitionskosten			Die spezifischen Anlagekosten sind von der Grösse der PV-Anlage abhängig. Die Angaben entsprechen Erfahrungswerten von EZS für die Kosten einer Anlage mit der entsprechenden Leistung und werden von der Marktstudie von Planair unterstützt. Es wird eine lineare Abnahme der Kosten zwischen den angegebenen Anlageleistungen angenommen.
100 kW	1400	CHF/kW	
150 kW	1300	CHF/kW	
200 kW	1200	CHF/kW	
400 kW	1100	CHF/kW	
1000 kW	1000	CHF/kW	

WACC	5	%	Orientiert am Durchschnitt des WACC für EE-Förderinstrumente für das Jahr 2019*
Spezifischer Jahresenergieertrag (ohne Degradation)	950	kWh/kW	
Anlagenleistung pro Fläche	7	m ² /kW	Mit Standard-Solarmodulen kann auf 5.5 m ² 1 kW gebaut werden. Da nicht die ganze Dachfläche genutzt werden kann, muss diese Zahl durch 0.8 geteilt werden (quelle: Dokumentation Geodatenmodell Sonnendach, BFE)
Laufzeit der Anlage	25	a	Wert in Abstimmung auf Herstellergarantie der Module.
Degradation	80%		Modulleistung nach 25 Jahren relativ zu einem neuen Modul (branchenüblicher Wert, welcher durch Hersteller-Garantien gedeckt wird).
Kosten Überwachung	800	CHF/a	Erfahrungswert EZS
Rückstellungen (Wechselrichter & Reinigung)	1.5	Rp/kWh	
Messung und Abrechnung Eigenverbrauch (pro eigenverbrauchter kWh):	2	Rp/kWh	
Messkosten	0	CHF/a	
Versicherung	800	CHF/a	Erfahrungswert
Substituierter Stromtarif⁶¹	15.74	Rp/kWh	Tarif C3, CH-Durchschnitt ohne Leistungsanteil (Rohdaten: EICom; Analyse: EZS) Jahresstromverbrauch < 300 MWh
	14.21	Rp/kWh	Tarif C4, CH-Durchschnitt ohne Leistungsanteil (Rohdaten: EICom; Analyse: EZS) Jahresstromverbrauch 300 – 500 MWh
	12.21	Rp/kWh	Tarif C5, CH-Durchschnitt ohne Leistungsanteil (Rohdaten: EICom; Analyse: EZS) Jahresstromverbrauch: 500 – 1000 MWh
	12.11	Rp/kWh	Tarif C6, CH-Durchschnitt ohne Leistungsanteil (Rohdaten: EICom; Analyse: EZS) Jahresstromverbrauch > 1000 MWh

Quelle: Frontier Economics / EZS

⁶¹ Wir gehen davon aus, dass PV-Anlagen grösser 100 kW nur vereinzelt auf Wohngebäuden gebaut werden, weshalb für die Bestimmung der Stromtarife und des Stromverbrauchs die Eigenheiten von Industrie- und Gewerbebetrieben betrachtet werden.

Hinweis: *) <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/wacc-kalkulatorischer-zinssatz.html>

Rückliefervergütung

Das Potential für unterschiedliche Rückliefervergütungshöhen wurde anhand der Verteilung der Industriebetriebe auf das Gebiet verschiedener Energieversorger bestimmt. Dabei wurden nur Energieversorger betrachtet, in deren Versorgungsgebiet mindestens 2% der schweizerischen Industriebetriebe liegen (Tabelle 7).

Tabelle 7 RL-Vergütung 2019 für Regionen mit >2% Industriebetrieben

Energieversorger	RL-Höhe (2019)	Anteil Industrie
Elektrizitätswerke des Kantons Zürich EKZ	4.78	9%
BKW Energie AG	9.5	6%
Services Industriels de Genève SIG	10.97	5%
Groupe E SA	9.3	4%
Centralschweizerische Kraftwerke AG CKW	8	3%
ewz	7.91	3%
Aziende Industriali di Lugano SA AIL	6	3%
EBM Netz AG	4.5	2%
AEW Energie AG	5.87	2%
St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG SAK	5.17	2%

Quelle: Frontier Economics / EZS basierend auf Daten des pvtarif-Tools des VESE und Studien in Abbildung 17.

Dies ergibt folgende Verteilung des Potenzials auf Basis der drei Rückliefervergütungsklassen.

Tabelle 8 Verteilung des Potenzials je Rückliefervergütungsklassen

Kategorie	Definition	Anteil Gesamtschweiz
Tief	< 6 Rp/kWh	~40%
Mittel	6-9 Rp/kWh	~20%
Hoch	>9 Rp/kWh	~40%

Quelle: Frontier Economics / EZS

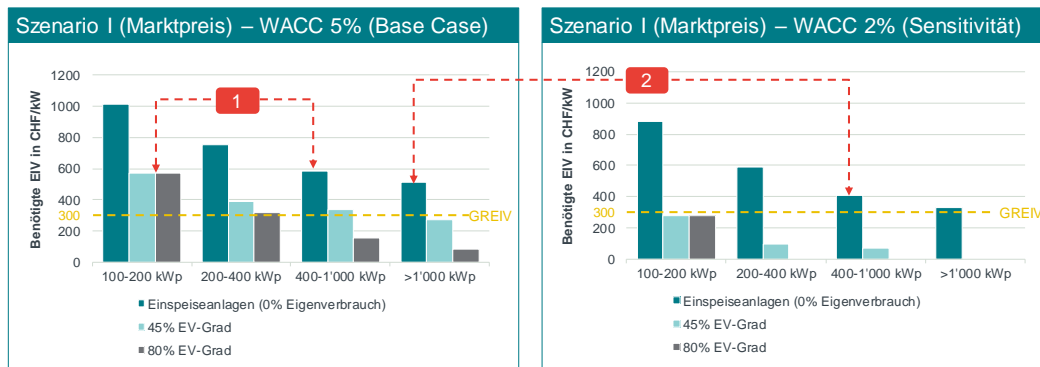
B.2.3 Ergebnisse

Nachfolgend werden die Resultate aus den Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die beiden Szenarien „Marktpreis“ und „differenzierte Rückliefervergütung“ näher beschrieben.

Szenario I (einheitlicher Marktpreis)

Abbildung 18 zeigt das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für einen gemischten Zinssatz (WACC) von 5% (links) und eine Sensitivitätsrechnung für einen WACC von 2%.

Abbildung 18 Wirtschaftlichkeitsberechnung für Szenario I (einheitlicher Marktpreis von 5.78 Rp/kWh)



Quelle: Frontier Economics / EZS

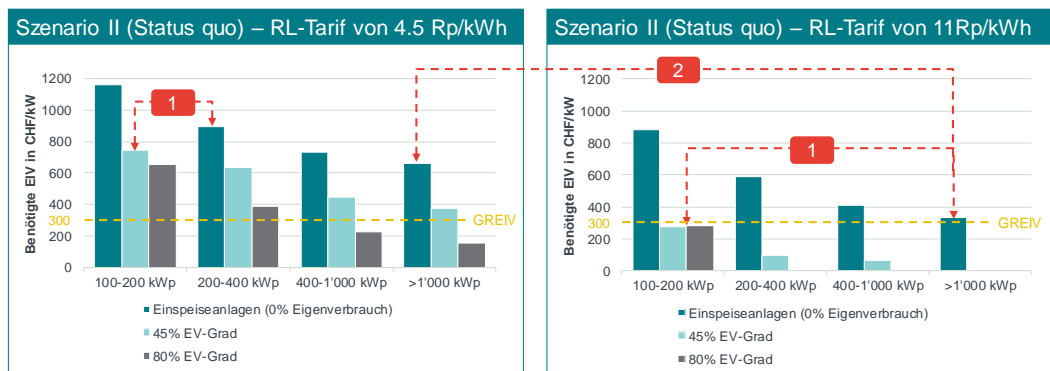
Hinweis: Der gemischte Zinssatz (WACC) ist nominal, vor Steuern.

- Deutlicher Einfluss der Anlagengrösse auf die notwendige EIV (Finanzierungslücke).
- Grosser Unterschied zwischen Anlagen mit/ohne EV hinsichtlich der notwendigen EIV (Finanzierungslücke zur Vollkostendeckung). Das Ausmass des EV-Vorteils ist abhängig von Höhe des substituierten Endkundenstrompreises. Zum Beispiel liegt eine 400-1000 kW Volleinspeise-Anlage trotz Skalenvorteil auf Niveau einer Kleinanlage mit EV (siehe (1) in Abbildung 18).
- Kleinere Anlage kann bei geringeren Renditeanforderung effizient sein (siehe (2) in Abbildung 18).
- Bei geringeren WACC Verzerrung durch EV noch grösser (zukünftige EV-Vorteile weniger stark diskontiert).

Szenario II (Status quo mit differenzierter Rückliefervergütung)

Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen für den Fall mit tiefer RL-Vergütung (links) und hoher RL-Vergütung (rechts).

Abbildung 19 Wirtschaftlichkeitsberechnung für Szenario II (Status quo mit differenzierten RL-Vergütungen)



Quelle: Frontier Economics / EZS

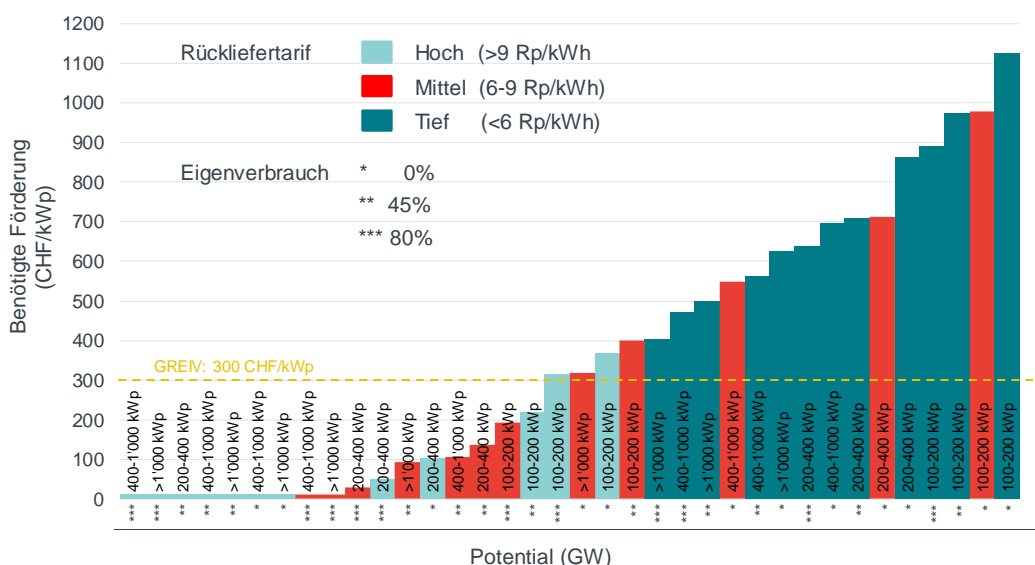
- Innerhalb einer Region wie bei Szenario I deutlicher Einfluss von Anlagengrösse und Eigenverbrauchsanteil (v.a. bei hohen Vergütungen). Bei

gleicher RL-Vergütung und Sonneneinstrahlung benötigt eine kleinere EV-Anlage trotz höherer Investitionskosten (aufgrund von Skalenvorteilen) daher eine geringere Zusatzförderung als eine grössere Volleinspeise-Anlage (siehe (1) in Abbildung 19).

- Grosse Unterschiede innerhalb einer Anlagengrösse zwischen Regionen mit hoher und niedriger Rückliefervergütung (siehe (2) in Abbildung 19).
- Bei hoher Rückliefervergütung benötigen Eigenverbrauchsanlagen keine Förderung, wenn mit gleichbleibenden Vergütungshöhen gerechnet wird.

Im Kapitel 3.3 wurde aus Gründen der Lesbarkeit nur die Merit Order für Volleinspeise-Anlagen dargestellt. In Abbildung 20 ist zur Vollständigkeit auf die Merit Order unter Berücksichtigung unterschiedlicher EV-Grade dargestellt. Da eine Differenzierung nach EV-Grade für Regionen mit unterschiedlichen RL-Vergütungshöhen nicht oder nur mit erheblichem Aufwand möglich ist, wird hier auf eine Differenzierung zwischen kurz- und langfristiger Merit Order verzichtet.

Abbildung 20 Indikative Merit Order für Szenario II (Status quo) mit Differenzierung nach EV-Grad



Quelle: Frontier Economics / EZS

Hinweis: Ausgewiesen wird die notwendige Einmalvergütung (EIV), damit Anlage rentabel betrieben werden kann. Die Balken haben alle die gleiche Breite und zeigen nicht das Potential der jeweiligen Anlageklasse. Die Merit Order ist der Form nach für das kurz- und langfristige Potential deshalb abgesehen von der Skalierung identisch.

