



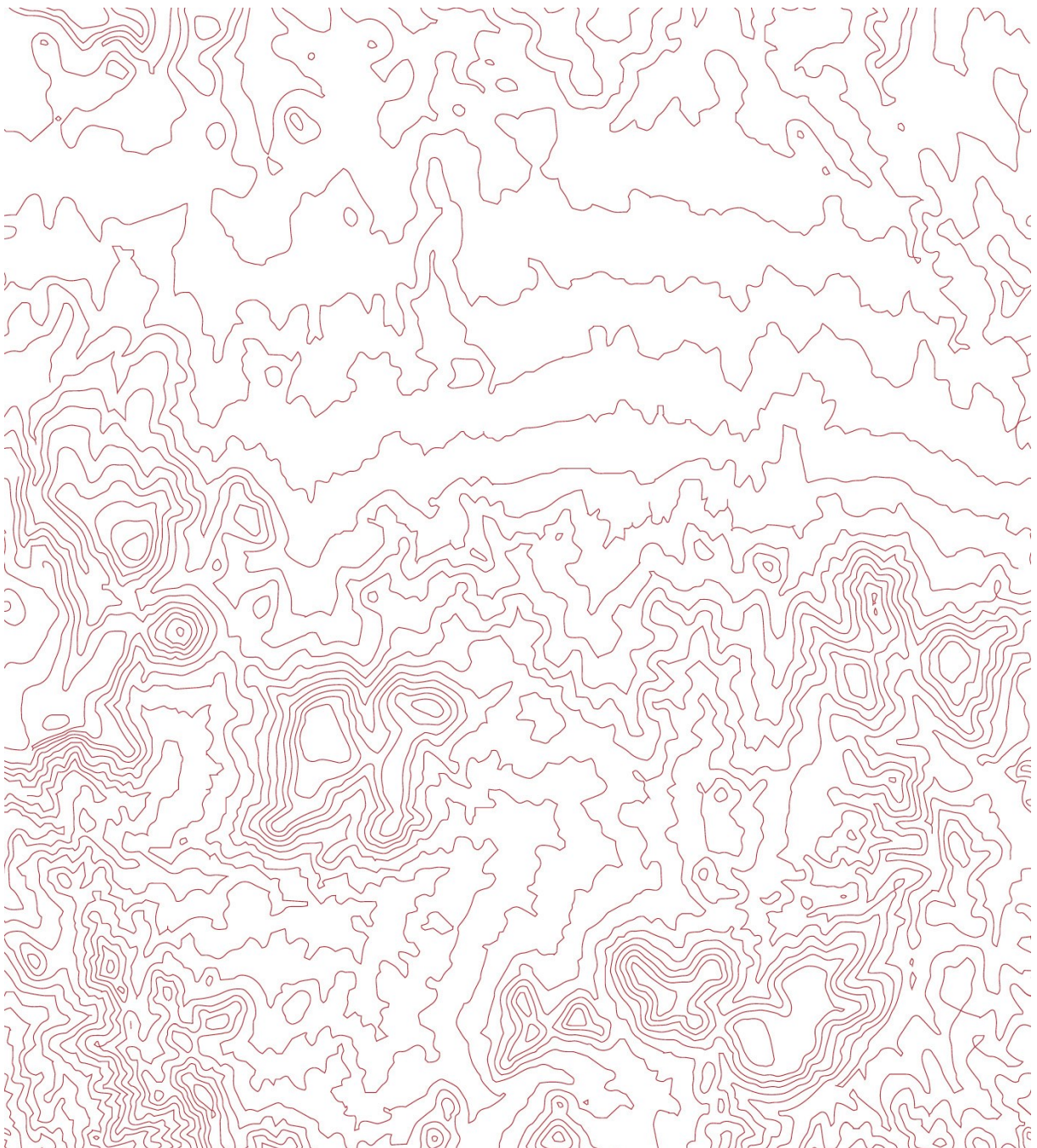
Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Erneuerbare Energien

Bericht vom Dezember 2024

Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale





Auftraggeberin:

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

Auftragnehmer/in:

Dr. Sabine Perch-Nielsen
Lukas Lanz
Ramona Stoll
Jimmy Kochuparampil
Daniel Andersen
Dr. Michel Müller

EBP Schweiz AG
Mühlebachstrasse 11
8032 Zürich
Schweiz
Telefon +41 44 395 16 16
info@ebp.ch
www.ebp.ch

BFE-Bereichsleitung: Wieland Hintz, wieland.hintz@bfe.admin.ch

BFE-Projektnummer: 224395

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

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittingen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Zusammenfassung

Einleitung: Die Photovoltaik spielt die zentrale Rolle im Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion der Schweiz bis 2050. Im Sommer 2023 prüfte die Eidgenössische Finanzkontrolle die Förderung der Photovoltaik in der Schweiz. Sie beurteilte das bisherige Wachstum als zielkonform, sah aber Risiken in der Erreichung der langfristigen Ziele. Sie empfahl dem Bundesamt für Energie, ein Konzept zur besseren Koordination der Anreize und eine Strategie zur Nutzung der Potenziale auszuarbeiten.

Auftrag der Eidgenössischen Finanzkontrolle

Ziele: Die Ziele der vorliegenden Studie liegen darin die Wirkung und das Zusammenspiel der staatlichen Massnahmen im Bereich Photovoltaik zu analysieren, und Optimierungsmassnahmen zu identifizieren und zu bewerten. Zudem sind unterschiedliche Szenarien des zielkonformen Ausbaus darzulegen, und deren Förderkosten als Strategiegrundlage zu bestimmen.

Ziele in Bezug auf Koordination der Massnahmen und Nutzung der Potenziale

Vorgehen: Das Vorgehen umfasste folgende Arbeitsschritte:

Viele Arbeitsschritte mit Methodenmix

- Beschrieb des bisherigen Ausbaus und der Potenziale auf der Grundlage bestehender Studien
- Zusammenstellung bestehender Hemmnisse auf der Grundlage von Studien und Experteninterviews.
- Definition aller Anlagentypen sowie konkreter Referenzanlagen und Erhebung ihrer Kosten auf der Grundlage von Studien und Experteninterviews.
- Identifikation und Beschrieb staatlicher Massnahmen im Bereich PV und Erhebung der Wirkung dieser Massnahmen auf die Referenzanlagen (Rentabilitätsberechnungen und qualitative Bewertungen).
- Identifikation, Beschrieb und Bewertung von Optimierungsmassnahmen
- Erarbeitung eines feingliedriges Mengengerüst des langfristig nutzbaren Potenzials aller Anlagentypen in knapp 750 Teilsegmente
- Zusammenstellung und Analyse unterschiedlicher Nutzungsszenarien zur Erreichung einer Zielproduktion von 37 TWh Solarstrom bis 2050.

Potenziale und ihre Ausschöpfung in der Schweiz: Eine Analyse der bestehenden Studien ergab eine Aufstellung des theoretischen sowie des langfristig nutzbaren Potenzials in der Schweiz. Das langfristig nutzbare Potenzial liegt mit gut 100 TWh klar über dem Zielausbau von 37 TWh. Mehr als die Hälfte dieses Potenzials liegt auf Dächern, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.

Gut 100 TWh langfristig nutzbares Potenzial mit Fokus Dächer

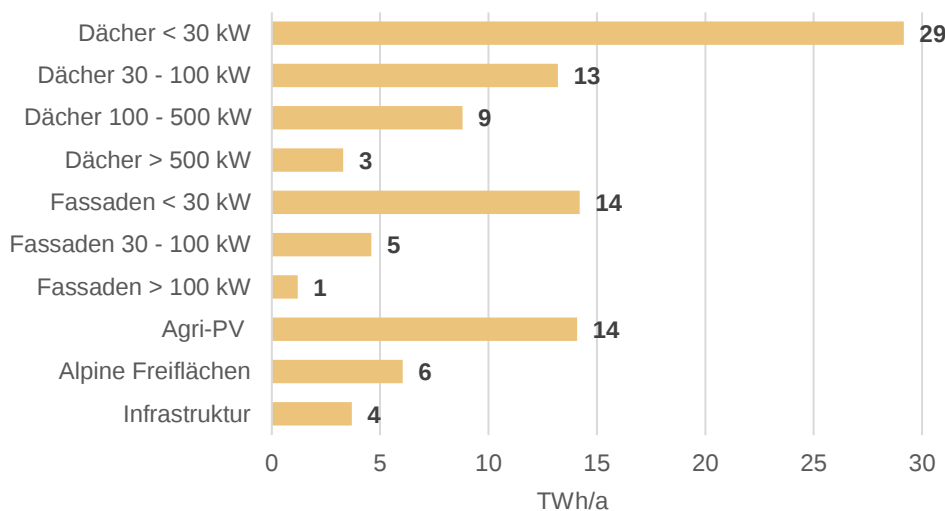


Abbildung 1: Übersicht des langfristigen nutzbaren PV-Potenzials der Schweiz nach unterschiedlichen Anlagentypen

Eine Analyse der bisherigen Ausschöpfung der Dächer zeigt, dass 2024 gut 60% der Anlagen den Grossteil der geeigneten Dachflächen ausschöpfen (Ausschöpfung von 66% bis und mit 100%). Dieser Anteil hat in den letzten sechs Jahren kontinuierlich zugenommen:

60% der aktuellen Anlagen schöpfen ihre Dachflächen gut aus

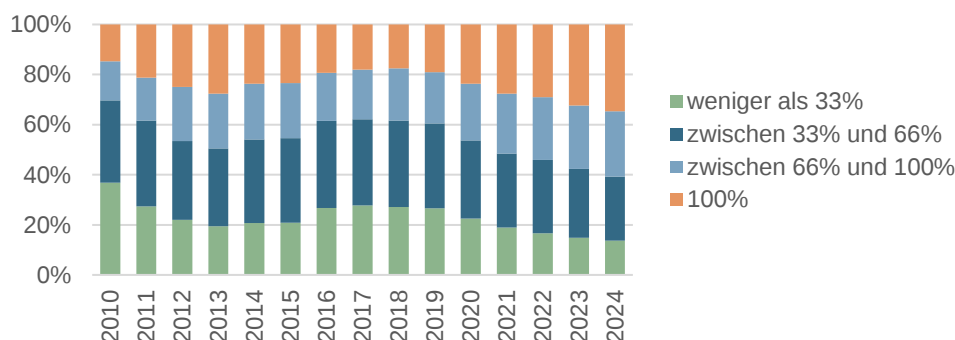


Abbildung 2: Ausschöpfung des Dachpotenzials von Photovoltaik-Anlagen pro Jahr (n=204'293)

Hemmnisse des Ausbaus: Die Hemmnisse im Bereich PV wurden in den letzten Jahren und Jahrzehnten stetig und relevant verringert. Dies ermöglichte unter anderem den sehr starken Zubau in den letzten Jahren. Es bestehen jedoch immer noch Hemmnisse, mit unterschiedlichen Schwerpunkten je nach Anlagentyp. Dazu gehören tiefe Eigenverbrauchsquoten, tiefe Rentabilitäten, fehlende Liquidität, Bewilligungshürden oder das fehlende kombinierte Know-How im technischen Bereich (z.B. Fassaden).

Verbleibende Hemmnisse unterscheiden sich je nach Anlagentyp

Referenzanlagen und ihre Kosten: Die berechneten Gestehungskosten der 14 Referenzanlagen liegen zwischen 9 Rp./kWh für die grössten Dachanlagen bis zu 38 Rp./kWh für die kleinsten Fassadenanlagen.

Gestehungskosten von 9 bis 38 Rp./kWh

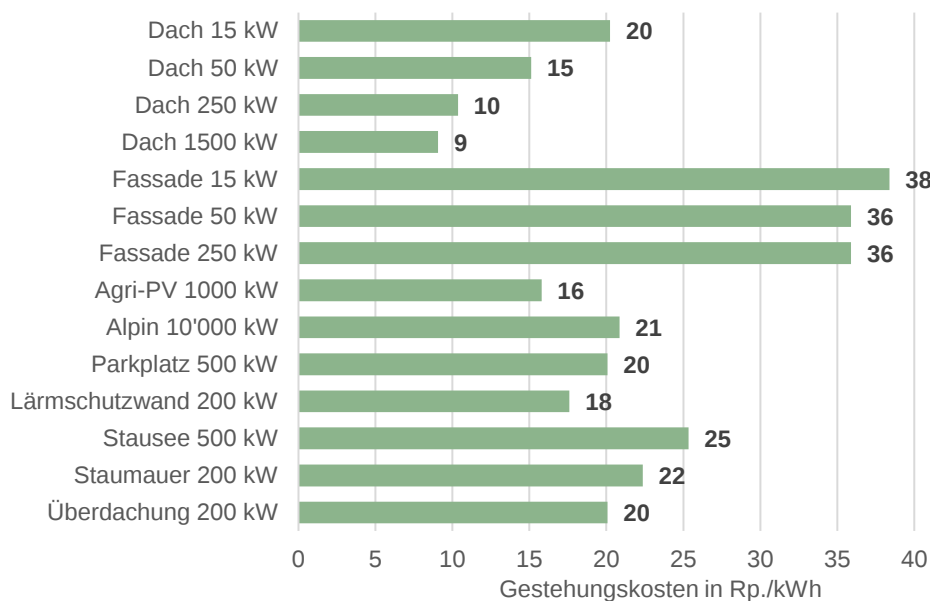


Abbildung 3: Übersicht der resultierenden Gestehungskosten der Referenzanlagen

Der Grundsatz, nachdem grössere Anlagen Strom zu tieferen Kosten produzieren, lässt sich teilweise bestätigen, so beispielsweise beim Vergleich der Grössenkategorien der Dachanlagen. Bei den Fassadenanlagen wird dieser Effekt jedoch durch die höheren Kosten für den Brandschutz bei grösseren Anlagen wettgemacht. Schliesslich sind die Agri-PV und alpinen Anlagen trotz ihrer Grösse teurer als die grossen Dachanlagen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass da sie höhere Kosten für den statischen Aufbau und die Erschliessung mit sich bringen.

Alpine Anlagen und Agri-PV mit höheren Gestehungskosten als grosse Dächer

Staatliche Massnahmen: Es bestehen insgesamt 14 Massnahmen in den Bereichen Vorschriften, finanzielle Anreize und sonstige Massnahmen:

Vorschriften, finanzielle Anreize und sonstige Massnahmen

Vorschriften

- Pflicht der Kantone zu Vorschriften für die Nutzung erneuerbarer Energien
- Kantonale Vorschrift zur Eigenstromerzeugung bei Neubauten
- Nationale Solarpflicht bei Neubauten
- Recht der Netzbetreiber zur Priorisierung erneuerbaren Stroms in der Grundversorgung

Finanzielle Anreize

- Abnahme- und Vergütungspflicht (Abnahmevergütung zum Referenzmarktpreis resp. Minimalvergütung)
- Recht auf Eigenverbrauch
- Recht auf Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch
- Recht auf lokale Elektrizitätsgemeinschaften
- Einspeisevergütungssystem
- Einmalvergütung (EIV)
- Kantonale/kommunale Investitionsbeiträge
- Gleitende Markprämie
- Steuereinsparungen

Sonstige Massnahmen

- Vereinfachung der Verfahren
- Information und Beratung
- Aus- und Weiterbildung

Wirkung der Massnahmen: Der interne Zinsfuss (IRR) ohne jegliche staatlichen Massnahmen (ohne Eigenverbrauch, ohne Minimalvergütung, ohne Einmalvergütung und ohne Steuererleichterung) ist für alle Referenzanlagen negativ (siehe schwarze Striche in der nachfolgenden Abbildung). Staatliche Massnahmen sind daher bei Anlagentypen für einen raschen Ausbau nötig.

Alle Anlagentypen ohne staatliche Massnahmen unrentabel

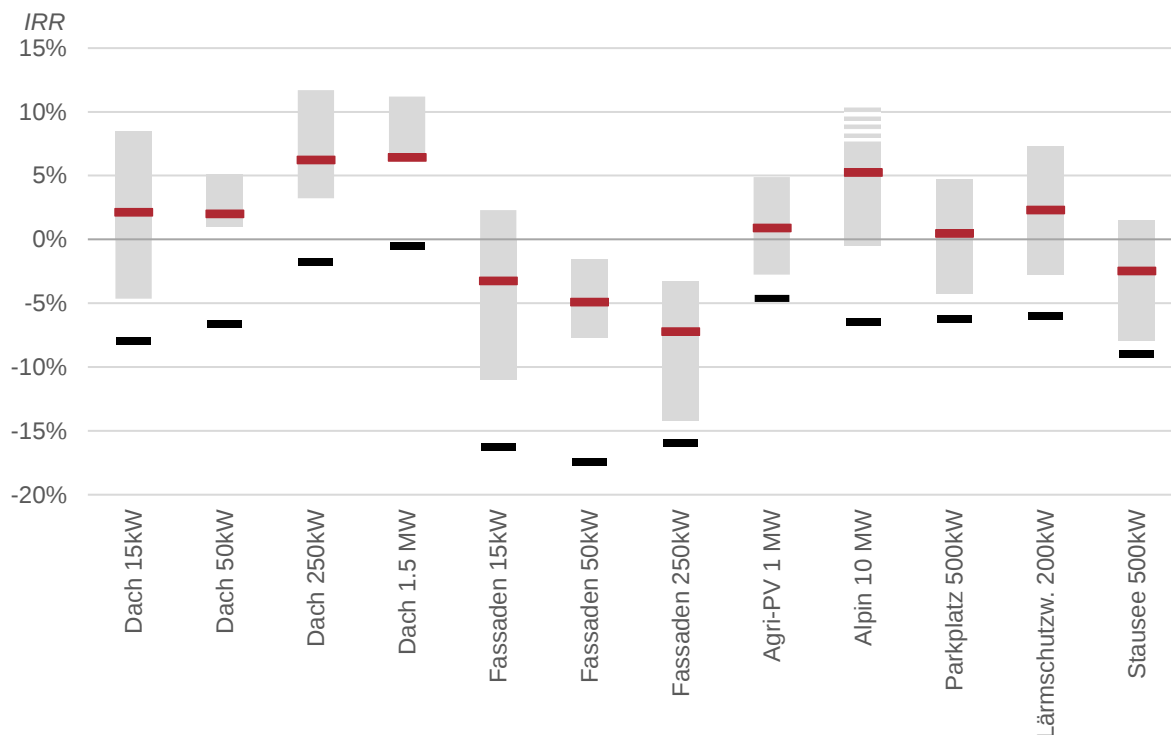


Abbildung 4: Übersicht des Basis-IRR ohne Massnahmen (schwarze Striche), der mittleren Kombination von Massnahmen (rote Striche), sowie die Bandbreite zwischen tiefer und hoher Kombination (graue Balken) aller untersuchten Referenzanlagen

Die Renditeerwartungen der Investorinnen liegen bei grossen Anlagen bei 4 bis 5%, Privatpersonen bei kleinen Anlagen genügen oft auch Renditen von 1%. Ein Blick auf die Wirkung von *mittleren* Massnahmenkombinationen (Marktpreis, Eigenverbrauch von 40%, etc.) zeigt, dass drei Anlagentypen die Renditeerwartungen erfüllen: die kleinen Dachanlagen, die grossen und sehr grossen Dächer. Auch bei den alpinen Anlagen wäre die mittlere Rendite genügend hoch, sie basiert jedoch wie bei allen Anlagen auf einem Eigenverbrauch von 40%, der bei alpinen Anlagen kaum je gegeben ist. Ein Blick auf die *hohen* Massnahmenkombinationen zeigt, dass bei den meisten anderen Referenzanlagen im glücklichen Zusammenspiel der verschiedenen Faktoren genügend hohe Renditen erzielt werden können. Ausnahmen sind mittleren und grossen Fassaden sowie die Stauseen.

Massnahmen machen Dachanlagen rentabel

Überförderungen (sehr hohe Renditen) sind bei gewissen Konstellationen bei den kleinen, grossen und sehr grossen Dächern sowie bei den Lärmschutzwänden möglich. Bei den alpinen Anlagen sind die theoretisch hohen Renditen durch eine Begrenzung der alpinen EIV gedeckelt.

Überförderungen vor allem bei Dachanlagen möglich

Ein Blick auf die Bedeutung der unterschiedlichen Faktoren für die Rentabilität zeigt eine überragende Bedeutung des Eigenverbrauchs bei allen Anlagentypen. Einmalvergütungen spielen mit der Ausnahme alpinen EIV eine untergeordnete Rolle in der Rentabilität der Anlagen. Steuereinsparungen schliesslich spielen insbesondere bei den kleinen eine sehr relevante Rolle. Fallen die Steuererleichterungen wie vom Parlament geplant bald weg, reduziert dies die Rentabilität dieser Anlagen relevant.

Eigenverbrauch massgebend, Einmalvergütung in Nebenrolle

Nutzungsszenarien: Es wurden insgesamt fünf Nutzungsszenarien für den Zielzubau von 37 TWh bis 2050 definiert:

5 Nutzungsszenarien mit unterschiedlichem Charakter

- minimale Gestehungskosten
- minimales Rentabilitätsdelta
- minimales Rentabilitätsdelta für Winterstrom
- minimales Rentabilitätsdelta ohne Anlagen in unbebauten Gebieten
- gleiche anteilige Nutzung aller Anlagentypen (günstigsten X% aller Anlagentypen).

Als Rentabilitätsdelta wird die Höhe der Mittel definiert, die insgesamt bis zur von typischen Investoren gewünschten Rentabilität fehlen. Heute tragen die Investitionsbeiträge resp. Marktpremien sowie Steuereinsparungen dazu bei, dieses Delta zu verkleinern (z.B. Fassadenanlagen) oder zu decken (kleine, grosse und sehr grosse Dachanlagen). Ein Vergleich der Szenarien zeigt, dass bei der Minimierung der notwendigen Zusatzmittel – und zwar mit oder ohne Fokus auf den Winter – die Dachanlagen klar mehr als 90% des Anlagenparks ausmachen.

Anlagenpark aus überwiegend Dachanlagen am günstigsten

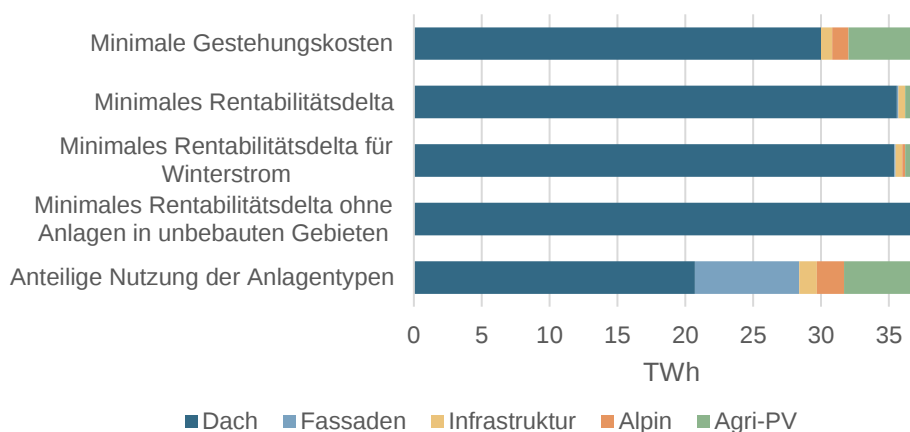


Abbildung 5: Zielproduktion von 37 TWh der unterschiedlichen Anlagentypen je nach Nutzungsszenario

Die Analyse zeigt zudem, dass tiefe Gestehungskosten nicht automatisch tiefe Rentabilitätsdeltas bedeuten. Agri-PV Anlagen werden als teilweise günstig in der Produktion abgeschätzt, aufgrund der tiefen typischen Eigenverbrauchsanteile müssten solche Anlagen jedoch mit mehr zusätzlichen Mitteln gefördert werden als etwas teurere Dachanlagen mit höherem Eigenverbrauch.

Tiefe Gestehungskosten bedeuten nicht tiefe Förderkosten

Die zusätzlich nötigen Mittel für die Rentabilität der Anlagen im Umfang von 37 TWh beläuft sich bei drei optimierten Szenarien auf rund 8 bis 9 Mrd. Fr. und damit 4 bis 5 Mrd. Fr. günstiger als beim Szenario der minimalen Gesteigungskosten.

8 bis 9 Mrd. Fr.
notwendig für 37
TWh Produktion

Optimierungsmassnahmen: Insgesamt werden sechs Optimierungsmassnahmen identifiziert und nach ihrer Wirkung auf die Wirksamkeit und Effizienz sowie auf ihre Vollzugstauglichkeit und Nebenwirkungen bewertet:

Sechs Optimie-
rungsmassnahmen
bewertet

- Streichung der zusätzlichen Förderungen für teure Anlagentypen
- Erhöhung der Untergrenze für die Einmalvergütung
- Generelle Flexibilisierung der Einmalvergütungen in Abhängigkeit der diversen Rentabilitätsfaktoren
- Kürzung der Einmalvergütungen gezielt bei hohem Eigenverbrauch
- Vermehrtes Auktionieren der Einmalvergütungen
- Streichung der Einmalvergütungen für PV-Anlagen auf Neubauten

Résumé

Introduction : Le photovoltaïque jouera un rôle central dans le développement de la production d'électricité renouvelable en Suisse d'ici 2050. Durant l'été de 2023, le Contrôle fédéral des finances a examiné la subvention du photovoltaïque (PV) en Suisse. Il a estimé que la croissance enregistrée jusqu'à présent était conforme aux objectifs, mais a identifié des risques quant à la réalisation des objectifs à long terme. Il a recommandé à l'Office fédéral de l'énergie d'élaborer un concept visant à mieux coordonner les mesures incitatives et une stratégie d'exploitation des potentiels.

Mandat du Contrôle fédéral des finances

Objectifs : Les objectifs de la présente étude consistent à analyser l'effet et l'interaction des mesures étatiques dans le domaine du photovoltaïque, ainsi qu'à identifier et à évaluer les mesures d'optimisation. En outre, il s'agit de présenter différents scénarios de développement conformes aux objectifs et de déterminer le coût des subventions qui leur seraient associées comme base pour élaborer une stratégie.

Objectifs relatifs à la coordination des mesures et à l'exploitation des potentiels

La procédure : La procédure comprenait les étapes de travail suivantes :

De nombreuses étapes de travail avec une combinaison de méthodes

- Description du développement actuelle et des potentiels sur la base d'études existantes.
- Recensement des obstacles existants sur la base d'études et d'entretiens avec des experts.
- Définition de tous les types d'installations ainsi que d'installations de référence concrètes et relevé de leurs coûts sur la base d'études et d'entretiens avec des experts.
- Identification et description des mesures étatiques dans le domaine du PV et relevé de l'effet de ces mesures sur les installations de référence (calculs de rentabilité et évaluations qualitatives).
- Identification, description et évaluation des mesures d'optimisation.
- Elaboration d'une structure quantitative fine du potentiel exploitable à long terme de tous les types d'installations en 750 sous-segments.
- Compilation et analyse de différents scénarios d'utilisation pour atteindre un objectif de production de 37 TWh d'électricité solaire d'ici 2050.

Potentiels et leur exploitation en Suisse : Une analyse des études existantes a permis de quantifier le potentiel théorique et le potentiel exploitable à long terme en Suisse. Avec 100 TWh, le potentiel exploitable à long terme est nettement supérieur à l'objectif de 37 TWh. Plus de la moitié de ce potentiel se trouve sur les toits, comme le montre le graphique ci-dessous.

Plus de 100 TWh de potentiel exploitable à long terme, notamment sur les toits

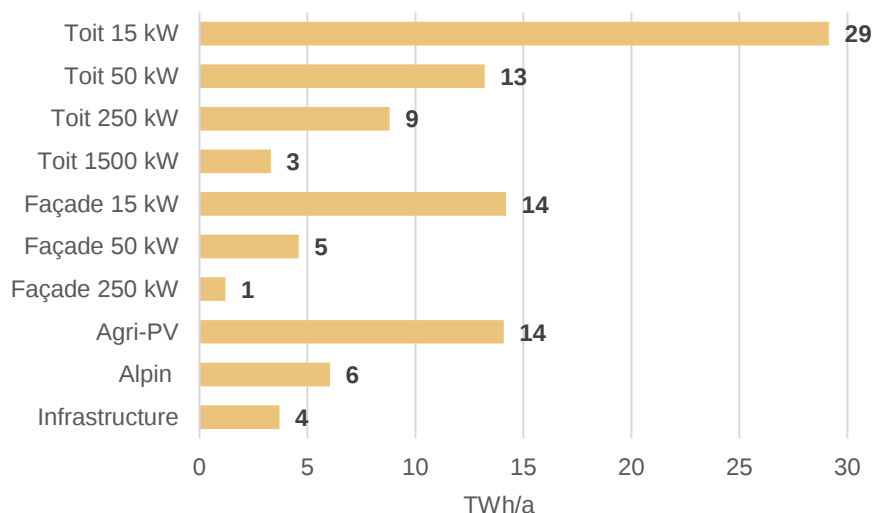


Figure 1 : Aperçu du potentiel photovoltaïque exploitable à long terme en Suisse, selon les différents types d'installations.

Une analyse de l'exploitation actuelle des toits montre qu'en 2024, un bon 60% des installations photovoltaïques exploitent la majeure partie de la surface de la toiture disponible (de 66% à 100%). Cette proportion n'a cessé d'augmenter au cours des six dernières années :

60% des installations actuelles exploitent bien leurs surfaces de toitures

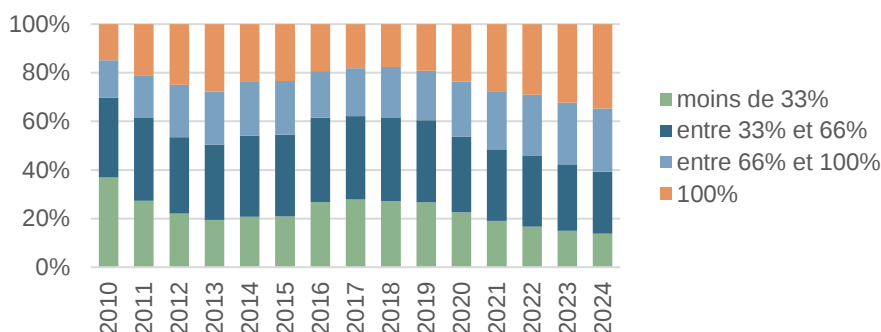


Figure 2 : Exploitation du potentiel des toits par les installations photovoltaïques par année (n=204'293)

Obstacles au développement : Les obstacles dans le domaine du PV ont été réduits de manière constante et significative au cours des dernières années et décennies. C'est ce qui a notamment permis la très forte croissance de ces dernières années. Cependant, des obstacles subsistent, plus ou moins importants selon le type d'installation. Il s'agit notamment d'un faible taux de consommation propre, d'une faible rentabilité, d'un manque de liquidités, d'obstacles à l'obtention d'autorisations ou du manque d'un savoir-faire combiné dans le domaine technique (p. ex. pour les façades).

Les obstacles varient selon le type d'installation

Installations de référence et leurs coûts : Les coûts de production de l'électricité calculés pour les 14 installations de référence se situent entre 9 ct./kWh pour les plus grandes installations en toiture et 38 ct./kWh pour les plus petites installations en façade.

Coûts de production de l'électricité 9 à 38 ct./kWh

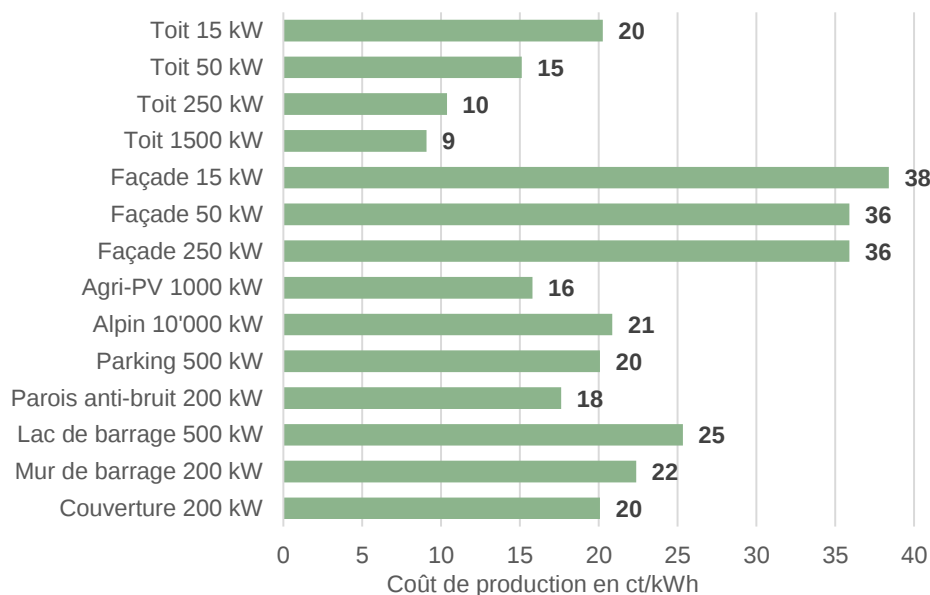


Figure 3 : Aperçu des coûts de production de l'électricité des installations de référence.

Le principe selon lequel les grandes installations produisent de l'électricité à des coûts plus faibles se confirme en partie, par exemple lors de la comparaison des catégories de taille des installations de toit. Pour les installations en façade, cet effet est toutefois compensé par les coûts plus élevés de la protection contre les incendies pour les grandes installations. Enfin, malgré leur taille, les installations agrivoltaïques et alpines sont plus chères que les grandes installations en toiture. Cela s'explique par le fait qu'elles impliquent des coûts plus élevés pour la construction statique et le raccordement.

Les installations alpines et l'agri-PV ont des coûts de revient plus élevés que les grands toits

Mesures étatiques : Il existe au total 14 mesures dans les domaines des prescriptions, des incitations financières et des autres mesures :

Prescriptions, incitations financières et autres mesures

Prescriptions

- Obligation pour les cantons de prescrire l'utilisation d'énergies renouvelables
- Prescription cantonale pour la production d'électricité par les nouveaux bâtiments
- Obligation nationale d'installer des panneaux solaires dans les nouveaux bâtiments
- Droit des gestionnaires de réseau de distribution de donner la priorité à l'électricité renouvelable dans l'approvisionnement de base

Incitations financières

- Obligation d'achat et de rétribution (rétribution d'achat au prix de référence du marché ou rétribution minimale)
- Droit à la consommation propre
- Droit à constituer des regroupements pour la consommation propre
- Droit à constituer des communautés électriques locales
- Système de rétribution de l'injection
- Rétribution unique (RU)
- Contributions cantonales/communales aux investissements
- Prime de marché flottante
- Allégements fiscaux

Autres mesures

- Simplification des procédures
- Information et conseil
- Formation de base et formation continue

Effet des mesures : Le taux de rendement interne (TRI) sans aucune mesure étatique (sans consommation propre, sans rétribution minimale, sans rétribution unique et sans allégement fiscal) est négatif pour toutes les installations de référence (voir les traits noirs dans le graphique ci-dessous). Des mesures étatiques sont donc nécessaires pour les types d'installations permettant un développement rapide.

Aucun type d'installation n'est rentable sans mesures étatiques

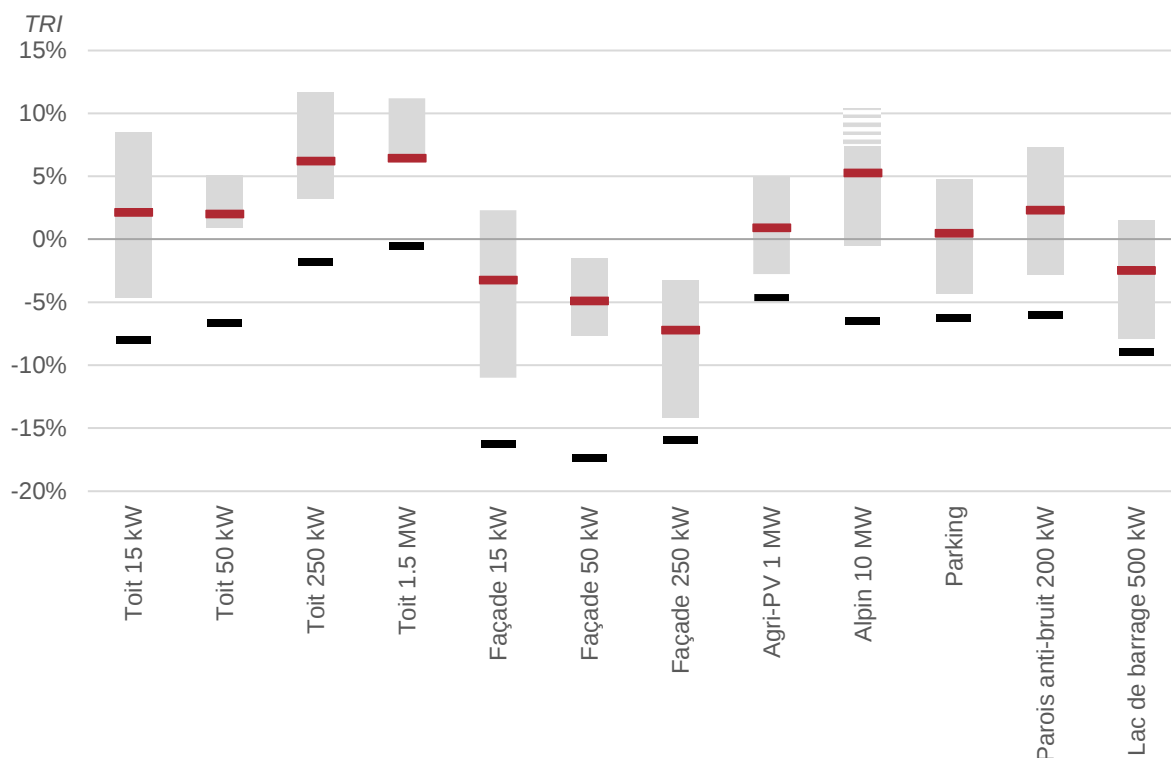


Figure 4 : Aperçu du TRI de base sans mesures (traits noirs), de la combinaison moyenne de mesures (traits rouges), ainsi que de la fourchette entre combinaison basse et combinaison haute (barres grises) de toutes les installations de référence étudiées.

Les attentes des investisseurs en matière de rendement se situent entre 4 et 5% pour les grandes installations, tandis que les particuliers se contentent souvent d'un rendement de 1% pour les petites installations. Un coup d'œil sur l'effet des combinaisons de mesures *moyennes* (prix du marché, consommation propre de 40%, etc.) montre que trois types d'installations répondent aux attentes de rendement : les petites installations sur toit, les grandes et les très grandes toitures. Pour les installations alpines également, le rendement moyen serait suffisamment élevé, mais il se base, comme pour toutes les installations, sur une consommation propre de 40%, ce qui n'est pratiquement jamais le cas pour les installations alpines. Un coup d'œil sur les combinaisons de mesures *élevées* montre que pour la plupart des autres installations de référence, il est possible d'obtenir des rendements suffisamment élevés grâce à une combinaison heureuse des différents facteurs. Les exceptions sont les moyennes et grandes façades ainsi que les lacs de barrage.

Les mesures rendent les installations de toitures rentables

Des subventions excessives (rendements très élevés) sont possibles dans certaines constellations pour les petits, grands et très grands toits ainsi que pour les murs antibruit. Pour les installations alpines, les rendements théoriquement élevés sont plafonnés par une limitation de la RU alpine.

Des subventions excessives sont possibles, surtout pour les installations en toiture

Un coup d'œil sur l'importance des différents facteurs pour la rentabilité montre que la consommation propre joue un rôle prépondérant pour tous les types d'installations. Les rétributions uniques jouent un rôle secondaire dans la rentabilité des installations, à l'exception de la RU alpine. Enfin, les allègements fiscaux jouent un rôle très important, en particulier pour les petites installations. Si les allègements fiscaux étaient bientôt supprimés, comme le prévoit le Parlement, la rentabilité de ces installations s'en trouverait considérablement réduite.

L'autoconsommation est déterminante, la rétribution unique joue un rôle secondaire

Scénarios d'utilisation : Cinq scénarios d'utilisation au total ont été définis pour atteindre l'objectif de production de 37 TWh d'ici 2050 :

5 scénarios d'utilisation à caractère différent

- coûts de production minimaux
- écart de rentabilité minimal
- écart de rentabilité minimal pour l'électricité d'hiver
- écart de rentabilité minimal sans installations dans des zones non construites
- utilisation proportionnelle égale de tous les types d'installations (X% les plus favorables de tous les types d'installations).

L'écart de rentabilité est défini comme le montant total des moyens qui manquent pour atteindre la rentabilité souhaitée par les investisseurs typiques. Aujourd'hui, les contributions à l'investissement ou les primes de marché ainsi que les allègements fiscaux contribuent à réduire cet écart (p. ex. installations en façade) ou à le couvrir (petites, grandes et très grandes installations en toiture). Une comparaison des scénarios montre qu'en minimisant les moyens supplémentaires nécessaires – avec ou sans focalisation sur l'hiver – les installations en toiture représentent clairement plus de 90% du parc d'installations.

Parc d'installations composé principalement d'installations en toiture le plus avantageux

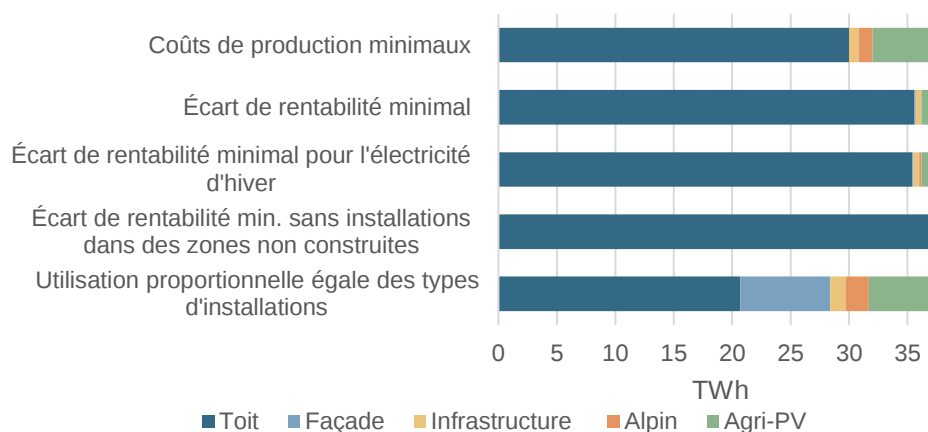


Figure 5 : Production des différents types d'installations nécessaire pour atteindre l'objectif de 37 TWh en fonction du scénario

L'analyse montre en outre que des coûts de production bas ne signifient pas automatiquement des écarts de rentabilité bas. Les installations agri-voltaïques sont estimées en partie avantageuses en termes de production, mais en raison de la faible part de consommation propre typique, ces installations devraient être subventionnées avec davantage de moyens supplémentaires que les installations en toiture un peu plus chères avec une consommation propre plus élevée.

Des coûts de production bas ne signifient pas des coûts de subvention bas

Les moyens supplémentaires nécessaires pour rentabiliser les installations permettant de produire 37 TWh s'élèvent à environ 8 à 9 milliards de francs dans les trois scénarios optimisés, soit 4 à 5 milliards de francs de moins que dans le scénario des coûts minimaux.

8 à 9 milliards de francs nécessaires pour une production de 37 TWh

Mesures d'optimisation : Au total, six mesures d'optimisation ont été identifiées et évaluées en fonction de leur impact sur l'efficacité et l'efficience ainsi que de leur aptitude à être mises en œuvre et de leurs effets secondaires :

Six mesures d'optimisation évaluées

- Suppression des subventions supplémentaires pour les types d'installations coûteuses
- Augmentation de la limite inférieure pour la rétribution unique
- Flexibilisation générale des rétributions uniques en fonction des différents facteurs de rentabilité
- Réduction des rétributions uniques de manière ciblée en cas de consommation propre élevée
- Mise aux enchères plus fréquente des rétributions uniques
- Suppression des rétributions uniques pour les installations PV sur les nouveaux bâtiments

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung und Ziele	16
2.	Vorgehen	17
2.1	Ausbau, Potenziale und Hemmnisse	17
2.2	Referenzanlagen und Kosten	21
2.3	Massnahmen und ihre Wirkung	23
2.4	Nutzungsszenarien	25
3.	Entwicklung der Photovoltaik in der Schweiz	27
3.1	Bisheriger Ausbau	27
3.2	Potenziale und Ziele	28
4.	Hemmnisse des Ausbaus	33
5.	Referenzanlage und ihre Kosten	38
6.	Staatliche Massnahmen zur Förderung der Photovoltaik	43
6.1	Vorschriften	44
6.2	Finanzielle Anreize	46
6.3	Sonstige Massnahmen	55
7.	Wirkung der Massnahmen	58
7.1	Dächer	59
7.2	Fassaden	71
7.3	Übrige Anlagetypen	77
7.4	Übersicht der Wirkungen	86
8.	Nutzungsszenarien	90
8.1	Charakterisierung der Teilsegmente	90
8.2	Nutzungsszenarien	94
8.3	Vergleich der Nutzungsszenarien	103
8.4	Sensitivitätsanalyse: saisonale Preisdifferenzen	105
9.	Optimierungsmassnahmen	107
Anhänge		
A1	Quellen zur Bestimmung der PV-Potenziale	115
A2	Aufbau des Mengengerüsts für Nutzungsszenarien	116

1. Einleitung und Ziele

Die Photovoltaik spielt die zentrale Rolle im Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion der Schweiz bis 2050. Die Produktionsziele wurden in den letzten Jahren stark angehoben, zudem wurde eine Vielzahl von staatlichen Massnahmen ergriffen und laufend angepasst.

Photovoltaik spielt zentrale Rolle

Im Sommer 2023 prüfte die Eidgenössische Finanzkontrolle die Einmalvergütung für PV-Anlagen und das Zusammenspiel mit anderen Massnahmen¹. Sie beurteilte das bisherige Wachstum als zielkonform, sah aber Risiken in der Erreichung der langfristigen Ziele. Sie empfahl dem Bundesamt für Energie (BFE) erstens, ein Konzept zur besseren Koordination der Anreize zu erarbeiten mit dem Ziel einer hohen Effizienz und Wirksamkeit. Zudem empfahl sie dem BFE, eine Strategie zur Nutzung der Potenziale auszuarbeiten und darin insbesondere die Bedeutung der Freiflächen zu betrachten. Das BFE akzeptierte die Empfehlungen und gab anschliessend die vorliegende Studie in Auftrag.

Empfehlung der Eidgenössischen Finanzkontrolle

Die konkreten Ziele der Studie für die bessere Koordination der Anreize liegen darin

Ziele für bessere Koordination der Anreize

- eine verständliche und transparente Übersicht der bestehenden staatlichen Massnahmen aufzuzeigen,
- die Wirkung und das Zusammenspiel der unterschiedlichen Massnahmen zu analysieren, und
- Optimierungspotenziale zu erkennen und entsprechende Massnahmen zu identifizieren und zu bewerten.

Die konkreten Ziele für eine überarbeitete Nutzungsstrategie der in der Schweiz verfügbaren Potenziale liegen darin

Ziele für Nutzungsstrategie

- unterschiedliche Szenarien des zielkonformen Ausbaus darzulegen, und
- deren Förderkosten als Strategiegrundlage zu bestimmen.

Systemgrenzen der Analysen in diesem Bericht sind inhaltlich die Photovoltaik mit allen Anlagentypen, geographisch die gesamte Schweiz sowie zeitlich die Zielhorizonte 2035 und 2050. Zeitlich werden die neuen Instrumente des Stromgesetzes ab 2025 mit einbezogen.

Systemgrenzen

1 EFK (2023): Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen. [Link](#)

2. Vorgehen

Das Vorgehen umfasste insgesamt vier übergeordnete Arbeitsschritte, welche in den nachfolgenden Unterkapiteln detaillierter beschrieben werden:

Vier übergeordnete Schritte

1. Als Grundlage für die Analysen des Berichts wurden der bisherige *Ausbau* und die in der Schweiz vorhandenen *Potenziale* aller Anlagentypen (bspw. Dachanlage oder Agri-Photovoltaik) beschrieben. Zudem wurden die heute noch bestehenden *Hemmnisse* für den weiteren Ausbau der Photovoltaik zusammengetragen, allgemein und spezifisch für die verschiedenen Anlagentypen.
2. Für alle Anlagentypen wurden eine oder mehrere *Referenzanlagen* definiert und ihre Kosten erhoben, um die Wirkung der staatlichen Massnahmen je nach Referenzanlage differenziert bewerten zu können.
3. Anschliessend wurden alle *staatlichen Massnahmen* identifiziert und beschrieben. Auf dieser Grundlage wurden die *Wirkung* und das Zusammenspiel der unterschiedlichen Massnahmen je Referenzanlage bewertet. Auf dieser Grundlage wurden *Optimierungspotenziale* beschrieben und darauf aufbauen mögliche *Massnahmen* identifiziert und bewertet.
4. Als Grundlage für die Nutzungsstrategie wurde ein feingliedriges *Mengengerüst* des langfristig nutzbaren Potenzials aller Anlagentypen erstellt. Das Potenzial wurde in insgesamt knapp 750 Teilsegmente unterteilt, welche unterschiedliche Kombinationen von Kosten, Eigenverbrauch, Rentabilitätsersparungen darstellen. Aus diesen Teilsegmenten wurden unterschiedliche *Nutzungsszenarien* zusammengestellt und ihre Gestehungs- und Förderkosten ausgewiesen.

2.1 Ausbau, Potenziale und Hemmnisse

Für den Beschreibs des bisherigen Ausbaus der Photovoltaik in der Schweiz wurden Daten der Markterhebungen quantitativ ausgewertet und beschrieben.

Bestimmung PV-Potenziale

Zum PV-Potenzial der Schweiz bestehen zahlreiche (Meta-)Studien. Sie unterscheiden sich bezüglich der betrachteten Anlagentypen, Potenzialbegriffe und der technischen Annahmen. Um ein vergleichbares Gesamtbild über alle Anlagentypen zu erhalten, wurden zwei Potenzialbegriffe definiert.

Zwei Potenzialbegriffe: theoretisches vs. langfristig nutzbare Potenzial

— Als **theoretisches Potenzial** wird die gesamte mögliche Energieproduktion der jeweiligen Anlagentypen ohne Berücksichtigung von technischen, wirtschaftlichen oder rechtlichen Einschränkungen gesehen.²

² Eine Ausnahme bilden die Freiflächenanlagen (Agri-PV und alpine). Ihre theoretischen Potenziale würden ganz ohne Berücksichtigung jeglicher Einschränkungen grosse Teile der Landfläche der Schweiz ausmachen. Um eine bessere Vergleichbarkeit mit Anlagen bei Gebäuden und Infrastrukturen zu gewährleisten, werden bei den Freiflächenanlagen minimale technische Kriterien zur elektrischen Erschliessung miteinbezogen (siehe Tabelle 1).

- Das **langfristig nutzbare Potenzial** ist das in einem Zeitraum bis ca. 2050 realistischerweise ausschöpfbare Potenzial. Das theoretische Potenzial wird dafür um verschiedene Faktoren reduziert. Einerseits werden technische Einschränkungen berücksichtigt, wie z.B. nicht nutzbare Flächen, Verschattung, suboptimale Neigung oder andere bauliche Einschränkungen. Andererseits werden wegen fehlender Wirtschaftlichkeit oder aus rechtlichen Gründen nicht alle technisch machbaren Anlagen realisiert. Es werden vor allem Flächen mit geringer Einstrahlung und zu kleine zusammenhängende Flächen abgezogen. Insbesondere bei Infrastruktur- und Freiflächenanlagen wird das Potenzial jedoch auch wegen weiterer Faktoren reduziert, insbesondere hohe Kosten für den Bau oder für die elektrische Erschliessung, geringer Eigenverbrauch oder wegen schwierigen rechtlichen Rahmenbedingungen (Bewilligungsfähigkeit, Sicherheitsbedingungen).

Auf dieser konzeptionellen Grundlage wurden die verfügbaren Quellen konsolidiert und jeweils vergleichbare theoretische und langfristig nutzbare Potenziale bestimmt. Über alle berücksichtigten Studien wurden die Annahmen zur Moduleffizienz (20.55 %) und zur Performance Ratio (80 %) vereinheitlicht. Die jeweils berücksichtigten Kriterien der beiden Potenziale bei den verschiedenen Anlagentypen sind in Tabelle 1 dokumentiert. Details zu den berücksichtigten Quellen finden sich in Anhang A1.

Annahmen zur Moduleffizienz und Performance Ratio vereinheitlicht

Anlagentyp	Theoretisches Potenzial ^{*)}	Langfristig nutzbares Potenzial
Dach	Alle Dächer von Gebäuden (basierend auf Gebäudemodell swissBUILDINGS von swisstopo)	Theoretisches Potenzial abzüglich: — Dachflächen < 10 m ² — Dächer mit Einstrahlung < 1000 kWh/m ² /a — Nicht nutzbarer Flächenanteil (ca. 40 %)
Fassade	Alle Fassaden von Gebäuden (basierend auf Gebäudemodell swissBUILDINGS von swisstopo)	Theoretisches Potenzial abzüglich: — Gewisse Objektarten (Brücken, Türme, etc.) — Gebiete im Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS) — Fassadenflächen < 20 m ² — Fassaden mit Einstrahlung < 600 kWh/m ² /a — Nicht nutzbarer Flächenanteil (ca. 50 %)
Freiflächen Agri-PV	Alle landwirtschaftlichen Nutzflächen, die folgende Kriterien erfüllen: — Entfernung von Bauzonen < 1000 m — Bewirtschaftungsstatus «offene Ackerfläche», «Dauergrünland» oder «Dauerkultur» (somit ausgeschlossen: «Sömmerungsgebiete» und «Biodiversitätsflächen (BFF)») — Standort <i>nicht</i> in gewissen Gebieten (BLN, Naturschutzgebiete, -pärke und -reservate, Moore, UNESCO-Welterbe Naturstätten, Trockenwiesen und -weiden, Gewässerschutzzonen S1 bis S3)	Potenzial auf landwirtschaftlichen Dauerkulturen
Freiflächen alpin	Alle Freiflächen und Seen im alpinen Raum (inkl. bestehende Konstruktionen innerhalb der Flächen), die folgende Kriterien erfüllen: — Höhe zwischen ca. 1000 und 2500 m.ü.M. — Hangneigung unter ca. 30 %	Potenzial von besonders geeigneten Standorten (qualitativ selektiert, z.B. basierend auf minimaler Anlagengrösse oder besonders guter Südexposition für hohe Winterstromproduktion)

	— Nähe zu Infrastruktur (ca. 500 m) — Standort <i>nicht</i> in gewissen Gebieten (BLN, Naturschutzgebiete, -pärke und -reservate, Bauzonen, Flughäfen, Golfplätze, etc.) — Standort <i>nicht</i> mit ungeeigneter Oberfläche (Wald, Gletscher, Schneedecken)	
Infrastruktur	Alle verfügbaren Flächen auf den jeweiligen Typen von Infrastrukturen (basierend auf räumlichen Analysen und statistischen Hochrechnungen)	Theoretisches Potenzial abzüglich technisch nicht machbarer und finanziell nicht tragbarer Flächen (Einschätzung basierend auf Literatur und Fachpersonen)

Tabelle 1: Berücksichtigte Kriterien der eruierten PV-Potenziale
 *) Um eine bessere Vergleichbarkeit mit Anlagen bei Gebäuden und Infrastrukturen zu gewährleisten, werden bei den theoretischen Potenzialen der Freiflächenanlagen minimale technische Kriterien zur elektrischen Erschliessung miteinbezogen.

Analyse Ausschöpfung der PV-Potenziale

Um abzuschätzen, ob in der Vergangenheit die Dach- und Fassadenpotenziale auch ausgeschöpft wurden oder Anlagen beispielsweise zur Eigenverbrauchsoptimierung minimiert wurden, wurde die Leistung jeder geförderten PV-Anlage (Datengrundlage: Pronovo) mit dem langfristig nutzbaren Potenzial des jeweiligen Dachs oder der jeweiligen Fassade verglichen. Die langfristigen nutzbaren Potenziale jedes einzelnen Gebäudes wurden gemäss obiger Definition in Tabelle 1 gebildet, basierend auf den theoretischen Solarpotenzialen gemäss sonnendach.ch und sonnenfassade.ch. Es wurden alle geförderten PV-Anlagen mit Inbetriebnahmedatum bis 2. Oktober 2024 analysiert.

Verknüpfung der geförderten Anlagen mit dem Dach- und Fassadenpotenzial

In der Datenbank der Förderstelle Pronovo³ sind die geförderten Anlagen mit der angemeldeten Adresse des Gebäudes gekennzeichnet. Sie enthalten in den meisten Fällen Angaben zu Neigungswinkel, Ausrichtung, Verteilnetzbetreiber und Anlagenenerweiterungen. In einem ersten Schritt wurden alle Anlagen ausgeschlossen, die keine Leistung, den Betriebsstatus „ausser Betrieb“ oder über kein Inbetriebnahmedatum verfügen. Anschliessend wurden Anlagen über 1'000 kW überprüft, um sicherzustellen, dass die Leistung tatsächlich in Kilowatt angegeben wurde und nicht fälschlicherweise in Watt. Diese Anlagen wurden mithilfe von Luftbildern von swisstopo sowie den Geobasisdaten Elektrizitätsproduktionsanlagen⁴ kontrolliert. Die Leistung aller Anlagen war korrekt eingetragen.

Daten der geförderten Anlagen

Die Geodatenmodelle «Solarenergie: Eignung Hausdach»⁵ und «Solarenergie: Eignung Fassade»⁶ enthalten Angaben zum Solarenergiepotenzial für alle Dachflächen und Fassaden in der Schweiz. Der Datensatz wurde erstmals 2015 erstellt und im Jahr 2022 für einzelne Gebiete der Schweiz aktualisiert. Als Potenziale wurden nur Dachflächen mit der Eignung «gut», «sehr gut» und «hervorragend» (Einstrahlung $\geq 1'000 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$) und

Potenzialdaten

3 Pronovo ist für die Abwicklung der Förderprogramme des Bundes zuständig: [Link](#)

4 Elektrizitätsproduktionsanlagen, BFE: [Link](#)

5 Solarenergie: Eignung Hausdach (BFE): [Link](#)

6 Solarenergie: Eignung Fassade (BFE): [Link](#)

Fassadenflächen mit der Eignung «mittel», «gut», «sehr gut» und «hervorragend» (Einstrahlung $\geq 600 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$) gezählt.

Zur Berechnung der Ausschöpfung des PV-Potenzials in der Schweiz wurde die potenziell geeignete Dachfläche (in m^2) in eine potenzielle Leistung einer PV-Anlage umgewandelt. Dabei wurden Effizienzsteigerungen berücksichtigt (2010: 150 W/m^2 , 2024: 205 W/m^2) und für die Jahresreihe interpoliert. Das Verhältnis der tatsächlich realisierten Leistung der PV-Anlage und der potenziell möglichen Leistung entspricht der Ausschöpfung.

Berechnung der Ausschöpfung des Potenzials

Zur Berechnung der Ausschöpfung werden die geförderten Anlagen mit den dazugehörigen Gebäuden verknüpft. Dies ist eine Herausforderung, da der Pronovo-Datensatz nur Adressen enthält und der Potenzialdatensatz das Gebäude nur mit der EGID (Gebäudeidentifikator) bestimmt. Um eine Verknüpfung zu ermöglichen, wurde der Pronovo-Datensatz mit der EGID aus dem Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) ergänzt. Das GWR bietet eine Zuordnung von Adressen zu EGIDs und dient somit als Grundlage für diese Verknüpfung.

Herausforderung der Adressverknüpfung

Die Adressen im Pronovo-Datensatz wichen teilweise geringfügig von den entsprechenden Adressen im GWR ab. Dies betraf vor allem Unterschiede in der Schreibweise, welche mit verschiedenen heuristischen Ansätzen korrigiert wurden. In einem ersten Schritt wurden die Adressen mit dem Elektrizitätsproduktionsanlagen-Datensatz abgeglichen⁷. Dafür wurden zum Beispiel Hausnummerintervalle kontrolliert. Für Adressen mit Angaben wie „7-11“ wurden die einzelnen Hausnummern (7, 9 und 11) separat überprüft, ob eine Verknüpfung mit dem GWR möglich ist. Weiter wurde die Gross- und Kleinschreibung variiert und Sonderzeichen entfernt. Veränderungen durch Gemeindemutationen, die im Laufe der Zeit auftraten, wurden korrigiert.

Adressverknüpfungen Förderdaten und GWR

PV-Anlagen, deren Adressen trotz der genannten Schritte nicht eindeutig mit einer EGID aus dem GWR verknüpft werden konnten, wurden von den weiteren Analysen ausgeschlossen.

Ausschluss nicht verknüpfter Anlagen

Über 90 % der geförderten PV-Anlagen konnten mithilfe der Adressdaten einer EGID zugeordnet werden. Für 7 % dieser Anlagen war jedoch keine Berechnung der Ausschöpfung möglich, da für die entsprechenden Gebäude keine Potenzialdaten vorlagen. Dies liegt daran, dass die Geodatenmodelle «Solarenergie: Eignung Hausdach» und «Solarenergie: Eignung Fassade» im Jahr 2015 erstellt und seither nur teilweise aktualisiert wurden, wodurch viele Neubauten in der Datenbank nicht erfasst sind.

Neubauten nicht im Potenzialdatensatz vorhanden

Hemmnisse

Grundlage der Hemmnisanalyse sowie Hinweisen zu Kosten und Kostenkomponenten war sowohl eine Literaturanalyse als auch eine Befragung von Experten im Rahmen von leitfadengestützten Online-Interviews:

Hemmnisanalyse auf Basis von Literatur und Interviews

- Kevin Beutler, Volton Engineering
- Oliver Blank, EBP Schweiz
- Martial Genolet, Romande Energie

7 R Package *fuzzy join* (Jaro-Winkler Methode): [Link](#)

- Wieland Hintz, Bundesamt für Energie
- Matthias Hügi, Berner Fachhochschule
- Rainer Isenrich, Isenrich Consulting
- Alessio Mina, EBP Schweiz
- Christian Renken, CR Engerie
- Luca Salvodelli, Groupe E

2.2 Referenzanlagen und Kosten

Anlagentypen und Referenzanlagen

Auf der Grundlage der vorhandenen Potenziale wurden für die Abbildung in dieser Studie folgende zwölf Anlagentypen definiert: 12 Anlagentypen

- Dachanlagen 0-30 kW
- Dachanlagen 30-100 kW
- Dachanlagen 100-500 kW
- Dachanlagen > 500 kW
- Fassadenanlagen 0-30 kW
- Fassadenanlagen 30-100 kW
- Fassadenanlagen > 100 kW
- Alpine Freiflächenanlagen
- Agri-PV-Anlagen
- PV-Anlagen auf Parkplätzen
- PV-Anlagen auf Lärmschutzwänden
- PV-Anlagen auf Stauseen

Da die Potenziale auf Dächern und Fassaden am grössten sind, wurden innerhalb dieser Potenziale mehrere Anlagentypen von verschiedene typischen Grössenkategorien definiert. Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen (Agri-PV) oder im alpinen Raum wurden berücksichtigt. Weitere Typen von Freiflächenanlagen in brachliegenden Bau- und Industriezonen (wie z.B. das Projekt BelpmoosSolar⁸) wurden wegen des geringen langfristig nutzbaren Potenzials nicht separat betrachtet. Zuletzt werden auch drei Arten von PV-Anlagen auf Infrastrukturen angeschaut: Einerseits auf Parkplätzen und Stauseen, die innerhalb der Infrastrukturen das grösste langfristig nutzbare Potenzial bieten, andererseits auf Lärmschutzwänden, die öffentlich breit diskutiert wurden und damit politisch relevant sind. Für jeden Anlagentyp wurde als typischer Fall eine Referenzanlage definiert (siehe Kapitel 5).

Freiflächen in Bau- und Industriezonen nicht berücksichtigt

8 Geplanter Solarpark BelpmoosSolar (35 MW) auf dem Areal des Flughafens Bern-Belp: [Link](#)

Erhebung der Kosten

Die Kosten einer Anlage stellen sich in der Regel aus folgenden Elementen zusammen:

Kostenkomponenten

Investitionskosten	Betriebskosten
— Module	— Wartung
— Unterkonstruktion inkl. Montagesystem	— administrativem Aufwand
— Elektromaterial inkl. Wechselrichter	— einmaliger Ersatz von Wechselrichtern
— Weitere Kosten (Baustellenabsicherung, Arbeitskosten, Verwaltung und Planung, Logistik und Transport)	

Tabelle 2: Elemente der Investitions- und Betriebskosten von PV-Anlagen

Für die Erhebung dieser Kosten wurde wo möglich auf schriftliche Grundlagen und Studien abgestellt. Dies war jedoch nicht bei allen Anlagentypen möglich. Daher wurden 11 Interviews mit jeweiligen Fachpersonen geführt. Im Folgenden werden die Quellenangaben und Überlegungen pro Anlagentyp aufgeführt.

Interviews als ergänzende Quelle

Dächer: Die Kostenannahmen bei Dachanlagen stützen sich auf die durchschnittlichen Investitionskosten der Jahre 2018 bis 2023 gemäss den Preisbeobachtungsstudien des Schweizer Photovoltaikmarkts⁹. Grundlage für die verschiedenen Referenzanlagen waren die interpolierten Kostenkurven aller verfügbaren Dachanlagen des jeweiligen Jahres. Für jede Referenzanlage wurden pro Jahr die Kosten der Anlage mit entsprechender Grösse bestimmt und dann über die sechs Jahre gemittelt.

Kostenerhebung Dach

Fassaden: Bei Fassadenanlagen werden die Zusatzkosten betrachtet, da ohnehin eine Fassade gebaut werden muss. Für eine konventionelle Fassade mit vorgehängten hinterlüfteten Fassadensystemen wurden 600 Fr./m² angenommen¹⁰. Dieser Wert wurde von den Gesamtkosten der Solarfassade abgezogen, die nach Expertenangabe zwischen 800 und 1'300 Fr./m² betragen. Schliesslich wurden die Kosten in Fr./kW umgerechnet¹¹. Die Betriebskosten liegen nach Expertenangaben um 2.5% der Investitionskosten. Die Kosten wurden als grössenunabhängig betrachtet, weil kleinere Flächen höhere Fixkosten mit sich bringen aber geringere Kosten bezüglich des Brandschutzes. Bei grösseren beziehungsweise höheren Anlagen ist es genau umgekehrt.

Kostenerhebung Fassade

Agri-PV: Die verwendeten Kosten sind höher als jene aus einer kürzlichen Studie¹², weil diese Kosten teilweise auf Projekten im Ausland basieren. Nach Expertenangaben ist in der Schweiz mit höheren Investitionskosten zu

Kostenerhebung Agri-PV

9 Energie Schweiz: Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudien 2018-2023 (jährlich publiziert)

10 Christian Renken (CREnergie), Paolo Corti, Pierluigi Bonomo, Francesco Frontini (SUPSI), Andreas Hekler (Swissolar), Dr. Ruedi Meier, (2020): Energetische und wirtschaftliche Bewertung integrierter Solaranlagen

11 Die Umrechnung erfolgt mit dem Faktor 0.15 kW/m² in Fr./kW. Der Wert 0.15 kW/m² stammt aus untersuchten Projekten einer Messdatenanalyse von Christian Renken und Pierre-Yves Hubert, CREnergie (2022): Mehr Winterstromproduktion mit PV-Fassaden an MFHs

12 ZHAW (2024): Potentialabschätzung für Agri-PV in der Schweizer Landwirtschaft

rechnen. Zudem sei aufgrund der erschwerten Reinigung mit höheren Betriebskosten zu rechnen. Diese ist insbesondere nach dem Spritzen der Beeren/Früchte nötig. Allerdings kann die Anlage auch einen positiven Effekt auf die Beeren/Früchte haben, was zu einem geringen Pestizidbedarf führt und somit auch weniger Reinigung als erwartet.

Alpine Freiflächen: Hier wurde der Median aller bisher eingereichten oder bewilligten alpinen PV-Projekte verwendet¹³ und im Experteninterview sowie mit Werten aus der Literatur¹⁴ validiert.

Kostenerhebung alpine Freifläche

Infrastrukturanlagen

Kostenerhebung Infrastrukturen

— **Parkplätze und Lärmschutzwände:** Nach Expertenangaben fallen die Kosten höher aus als den Studien von Energie Schweiz zufolge^{15,16}.

— **Stauseen:** Hier wurde der Mittelwert aus der Literatur¹⁷ verwendet und im Experteninterview validiert.

— **Weitere Infrastrukturanlagen (nur für Nutzungsszenarien relevant):** Bei diesen Infrastrukturtypen wurden die Kosten vereinfacht bestimmt. Für die Kosten von PV-Anlagen auf Staumauern diente dieselbe Quelle wie bei Stauseen. Überdachungen wurden wie Parkplätze behandelt, für PV-Anlagen auf restlichen Infrastrukturtypen (z.B. Abwasserreinigungsanlagen, Umspannwerke oder Armeeinfrastruktur) wurden die Annahmen von Dachanlagen ungefähr gleicher Grösse (250 kW) verwendet.

2.3 Massnahmen und ihre Wirkung

Im ersten Schritt werden die aktuellen staatlichen Massnahmen identifiziert. Als Grundlage diente die bereits bestehende Liste der Studie der EFK¹⁸. Die auf 2025 und 2026 geplanten Massnahmen (z.B. gleitende Marktprämie, LEG, etc.) wurden ergänzt. Es wurde eine Analyseraster definiert, nach welchem alle Massnahmen in einem Steckbrief beschrieben wurden.

Identifikation

Um die Wirkung der staatlichen Massnahmen auf die Photovoltaik abzuschätzen, wurde für jede Referenzanlage eine Basis-Rentabilitätsrechnung erstellt, welche die Rentabilität der Anlage ohne jegliche staatliche Massnahme (z.B. kein Eigenverbrauch, keine Einmalvergütung, Abnahmevergütung entspricht dem Preis im Stromgrosshandel, keine Steuereinsparung) darstellt. Auf dieser Basis wurden die quantitativen Wirkungen der einzelnen Massnahmen, aber auch Paketen von Massnahmen auf die Rentabilität berechnet und dargestellt. Die Wirkung anderer Massnahmen (z.B. Pflichten) wurde qualitativ beschrieben.

Basis-Rentabilität ohne Förderung als Grundlage für die Wirkungsberechnung

13 <https://alpine-pv.ch/statistics/>

14 Đukan et al. (2024): Harnessing solar power in the Alps: A study on the financial viability of mountain PV systems. Applied Energy, 375, 124019. [Link](#)

15 Energie Schweiz (2022): Solarstrom auf Parkplatzüberdachungen

16 Energie Schweiz (2021): Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen

17 BFE (2024): Wasserkraftwerke und Stauseen für die Fotovoltaik nutzen. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 20.4561, Cattaneo

18 EFK (2023): Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen. [Link](#)

Für die Wirkungsanalyse der Einmalvergütungen wurden für jede Referenzanlage die jeweils geltenden Fördersätze bestimmt¹⁹. Dabei wurden erhöhte Fördersätze bei Anlagen ohne Einmalverbrauch, die verschiedenen Förderboni (Neigungswinkel, Höhe, Parkplätze), sowie die Unterschiede für angebaute und integrierte Anlagen berücksichtigt. Die Anteile von angebauten und integrierten Anlagen je Anlagentyp bestimmte das BFE auf Basis der eingereichten Förderanträge bei Pronovo.

Detaillierte Abbildung der geltenden Einmalvergütungen

Die Steuereinsparungen, die sich durch PV-Anlagen bei Privatpersonen ergeben, wurden nur für kleinere und mittlere Dach- und Fassadenanlagen berücksichtigt. Weiter wurde angenommen, dass diese Anlagen auf bestehenden Bauten installiert werden und die Investitionskosten somit vom steuerbaren Einkommen abziehbar sind. Neben diesem Abzug wurde auch das zusätzliche Einkommen durch den Solarstromverkauf gemäss dem Netto-Prinzip sowie die Abzüge durch die Unterhaltskosten berücksichtigt. Nicht berücksichtigt wurden die Auswirkungen der PV-Anlage auf die Vermögens- und Liegenschaftssteuer, da diese steuerlichen Auswirkungen oft nur sehr gering sind²⁰.

Steuereinsparungen bei Privatpersonen

Zur Berechnung der Steuereinsparung müssen Annahmen zum steuerbaren Haushaltseinkommen getroffen werden. Als Referenzhaushalt für einen Haushalt mit Wohneigentum wurde ein verheiratetes Ehepaar ohne Kinder angenommen^{21 22}. Bei den kleineren 15 kW-Anlagen wurde angenommen, dass das Ehepaar diese auf ihrem selbstbewohnten Einfamilienhaus installiert haben. Bei den grösseren 50 kW-Anlagen wurde angenommen, dass das Ehepaar nicht im Mehrfamilienhaus wohnt und den Strom an ihre Mietenden verkauft oder ins Netz zurückspeist. Aus der Haushaltsbudgeterhebung HABE²³ konnte das Median-Haushaltseinkommen von natürlichen Personen, welche Wohneigentum besitzen, herausgelesen werden. Das Einkommen ist jedoch ein Brutto-Einkommen ohne Eigenmietwert und für die Berechnung der Steuereinsparung bedarf es des steuerbaren Einkommens. Es wurde vereinfachend jedoch angenommen, dass sich der Eigenmietwert und die Steuerabzüge in etwa ausgleichen. Für die Steuersituation wurde eine Beispielgemeinde mit einer Median-Steuerbelastung ausgewählt. Diese Beispielgemeinde hat beim Median-Haushaltseinkommen aus der HABE eine Median-Steuerbelastung unter allen Schweizer Gemeinden²⁴. Weitere Angaben zu den Steuereinsparungen sind in Kapitel 6.2 zu finden.

Berechnung Steuereinsparungen: Annahmen

19 Bestimmung durch Fachexperte PV beim BFE

20 Lüthi, H., & Russi, K. (2023): Besteuerung von Solarstrom-Anlagen. Bern: Energieschweiz.

21 REMAX: Wohneigentümer werden älter. <https://www.remax-winterthur.ch/wohneigentuemern-werden-aelter/>

22 Bundesamt für Statistik BFS (2024): Bevölkerungsstatistik - Paare. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/familien/paare.html>

23 Bundesamt für Statistik BFS (2024): Haushaltsbudgeterhebung HABE. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/wirtschaftliche-soziale-situation-bevoelkerung/einkommen-verbrauch-vermoege/haushaltsbudget.html>

24 Eidgenössische Steuerverwaltung ESTV (2024): Steuern berechnen. <https://swisntaxcalculator.estv.admin.ch/#/home>

Aufgrund des künftig hohen Anteils von Photovoltaik an der Stromproduktion werden mittel- bis langfristig die Strompreise im Sommerhalbjahr vermutlich sinken (hohes Angebot) und im Winterhalbjahr steigen (tiefes Angebot). Deshalb wurde im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht, wie sensitiv die Rentabilität der verschiedenen PV-Anlagen auf tiefere Strompreise im Sommer und höhere Preise im Winter reagiert. Neben dem Referenzszenario ohne saisonale Preisdifferenz wurden zusätzlich zwei Sensitivitäten mit verschiedenen saisonalen Preisdifferenzen betrachtet (siehe Tabelle 3). Die Sensitivitätsszenarien orientieren sich an den Referenz-Marktpreisen für Photovoltaik der Jahre 2023 und 2024²⁵.

Strompreis: Saisonale Differenz als Sensitivitäten berücksichtigt

Szenario	Strommarktpreis (exkl. HKN) im Sommerhalbjahr	Strommarktpreis (exkl. HKN) im Winter-halbjahr
Referenz (ohne saisonale Preisdifferenz)	5 Rp./kWh	5 Rp./kWh
Kleine saisonale Preisdifferenz	4 Rp./kWh	7 Rp./kWh
Grosse saisonale Preisdifferenz	3 Rp./kWh	10 Rp./kWh

Tabelle 3: Marktpreise von Strom im Referenzszenario (für sämtliche Analysen des Berichts verwendet), sowie in den zwei Sensitivitäten mit unterschiedlichen Strommarkt-Preisentwicklungen im Sommer- und Winterhalbjahr.

Die Marktpreise beeinflussen direkt die jährlichen Einnahmen der Referenzanlagen durch die Netzeinspeisung des Solarstroms. Bei den durch Eigenverbrauch substituierten Stromtarifen wurde angenommen, dass dieser ebenfalls im Winter teurer und im Sommer günstiger wird – jedoch nur um die Hälfte der in Tabelle 3 angegebenen Differenzen, da die Energieversorger nicht die volle Preisvolatilität an die Endverbraucher weitergeben.

2.4 Nutzungsszenarien

Mengengerüst und Berechnung der Förderkosten

Um die Nutzungsszenarien zu bilden, wurde das gesamte langfristig nutzbare PV-Potenzial der Schweiz in viele Teilsegmente unterteilt, um die individuellen Gestehungskosten und das «Rentabilitätsdelta» (fehlende Mittel bis zur gewünschten Rentabilität) bei einer entsprechenden Erschliessung des Potenzials zu bestimmen.

Aufteilung des gesamten Schweizer Potenzials auf 744 Teilsegmente

Mit der Bildung der Teilsegmente wird abgebildet, dass die Kosten und Rentabilitäten sich auch innerhalb eines Anlagentyps stark unterscheiden können. Für jeden Anlagentyp wurden dazu verschiedene Kombinationen von zahlreichen Faktoren erarbeitet. Beispielsweise wurden die Dachanlagen bis 30 kW in insgesamt 120 Teilsegmente unterteilt anhand von unterschiedlichen Kombinationen aus Eigenverbrauch, Höhe des mit dem Eigenverbrauch substituierten Strompreises, Höhe der Investitionskosten, Renditeerwartungen und Abnahmevergütungen. Es resultieren dabei über alle Anlagentypen

Teilsegmente bilden Kombinationen von Anlagekosten, Strompreisen, Anteilen des Eigenverbrauchs etc. ab

25 BFE (2025): Referenz-Marktpreise gemäss Art. 15 EnEV. [Link](#)

insgesamt 744 Teilsegmente. Detaillierte Annahmen zum Vorgehen und die Aufteilung auf die Teilsegmente sind in Anhang A2 dokumentiert.

Auf dieser Grundlage wurden für jedes Teilsegment aufgrund der jeweiligen Annahmen die Gestehungskosten und das «Rentabilitätsdelta» über eine Lebensdauer von 25 Jahren berechnet. Als «Rentabilitätsdelta» werden diejenigen Mittel bezeichnet, welche zusätzlich zum Eigenverbrauch und der Abnahmevergütung fehlen, damit die Anlage die von den typischen Investoren und Investorinnen gewünschte Rentabilität ausweist. Heute tragen die Investitionsbeiträge resp. Marktpremien sowie Steuereinsparungen dazu bei, dieses Delta zu verkleinern oder zu decken. Es wurden folgende Formeln verwendet:

Gestehungskosten und «Rentabilitätsdelta» (fehlende Mittel bis zur gewünschten Rentabilität)

$$\text{Gestehungskosten} = \frac{\text{Investitionskosten} + \sum_{t=1}^{25} \frac{\text{jährliche Betriebskosten}_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{\text{jährliche Energieproduktion}_t}{(1+i)^t}}$$

$$\text{Rentabilitätsdelta} = \frac{\text{Investitionskosten} + \sum_{t=1}^{25} \frac{\text{jährliche Betriebskosten}_t - \text{jährlicher Ertrag}_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{\text{jährliche Stromproduktion}_t}{(1+i)^t}}$$

Die jährlichen Erträge beinhalten dabei die Einnahmen durch Netzeinspeisung zur Abnahmevergütung (+ 1 Rp./kWh für HKN) und Einnahmen durch substituierten Strom, der wegen Eigenverbrauch nicht bezogen werden muss. i ist die jeweils angenommene Renditeerwartung in Form des WACC (siehe Anhang A2). Es wird eine Degradation der Module von 0.15 % pro Jahr angenommen.

Berechnung

Bildung der Nutzungsszenarien

Zunächst wurde der anzustrebende Charakter des Nutzungsszenarios definiert. Es wurden folgende ausgewählt:

Fünf unterschiedliche Szenarien

- minimale Gestehungskosten
- minimales Rentabilitätsdelta
- minimales Rentabilitätsdelta für Winterstrom
- minimales Rentabilitätsdelta ohne Anlagen in unbebauten Gebieten
- gleiche anteilige Nutzung aller Anlagentypen (günstigsten X% aller Anlagentypen).

Anschliessend wurden die Nutzungsszenarien zusammengestellt. Es wurden also diejenigen Teilsegmente in ein Szenario integriert, damit ein für diese Studie angenommenes Szenario von 37 TWh durch PV bis 2050 erreicht wird (siehe auch Kap. 3.2). Schliesslich wurden die unterschiedlichen Kennwerte (Kosten, Aufteilung der Anlagentypen, Belastung nach Netzebene) ausgewertet und dargestellt.

Zusammenstellung Teilsegmente

3. Entwicklung der Photovoltaik in der Schweiz

3.1 Bisheriger Ausbau

In den letzten fünfzehn Jahren wurde die Photovoltaik in der Schweiz sehr stark ausgebaut und nimmt einen immer wichtigeren Stellenwert im Energiesystem der Schweiz wahr. Während bis 2010 jährlich unter 50 MW an Leistung zugebaut wurde, begann ab 2011 ein starker Zuwachs (siehe Abbildung 6). Bei den kleinen Anlagen bis und mit 20 kW fand seither ein stetig steigender Zuwachs statt. Bei den grösseren Anlagen wuchs der Zubau Anfang der 10er Jahre, um dann wieder abzunehmen und ab 2018/2019 wieder zuzunehmen. Seither erfuhr der Zubau nochmals einen starken Schub. Zwischen 2020 und 2023 wuchs der Zubau um insgesamt rund 250% auf über 1.6 GW Zubau im Jahr 2023. Insgesamt machte die Photovoltaik Ende 2023 über 6 GW und rund 9% der Landesproduktion der Schweiz aus. Provisorische Zahlen des Jahres 2024 weisen auf eine weitere Steigerung des Zubaus auf mindestens 1.8 GW hin.

Starker Anstieg des Zubaus seit 2019

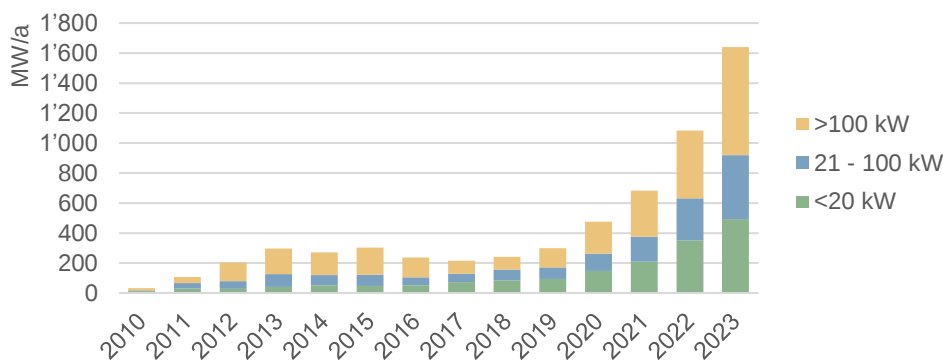


Abbildung 6: Jährlich verkaufte Nennleistung von Photovoltaikanlagen in der Schweiz. Quelle: BFE, Statistik Sonnenergie.

Die Entwicklung wurde anfänglich von den stark sinkenden Preisen der Photovoltaik sowie durch die staatliche Förderung geprägt. Der Bund führte 2009 eine kostendeckende Einspeisevergütung und 2014 eine Einmalvergütung für Anlagen bis 30 kW ein, um die Förderung zu vereinfachen und zu beschleunigen. 2014 wurde auch der Eigenverbrauch im Energiesgesetz explizit für zulässig erklärt. 2018 weitete der Bund die Einmalvergütung auf alle Anlagegrössen aus und teilte die Förderung auf zwei Programme auf, die Einmalvergütung für kleine Anlagen (KLEIV) und für grosse Anlagen (GREIV). Zudem schaffte er die explizite rechtliche Grundlage für den gemeinsamen Eigenverbrauch (Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch, ZEV). Im Jahr 2022 folgte ein Bonus für Anlagen mit einem Neigungswinkel $\geq 75^\circ$. Ein Jahr später wurde die hohe Einmalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch (HEIV) mit einer Leistung bis 150 kW (ohne Auktion) oder ab 150 kW (mit Auktion) eingeführt sowie eine Einmalvergütung für grosse alpine Photovoltaikanlagen (Alpine EIV) und ein Bonus für Höhenlagen ≥ 1500 Meter.

Entwicklung durch fallende Preise und staatliche Massnahmen geprägt

Die Analyse der Anlagentypen zeigt, dass 87% der 2023 neu installierten Anlagen auf Wohngebäuden gebaut wurden (siehe Abbildung 7). Leistungsmässig machten diese Anlagen nur knapp die Hälfte der insgesamt neu installierten Nennleistung aus (siehe Abbildung 8). Eine weitere entscheidende Rolle beim Ausbau der Gesamtleistung spielen Industrie- und Gewerbebauten, sie machten im Jahr 2023 8% der Anlagen und 41% der neu installierten Leistung aus.

Photovoltaik vor allem auf Wohnbauten und Industriegebäuden

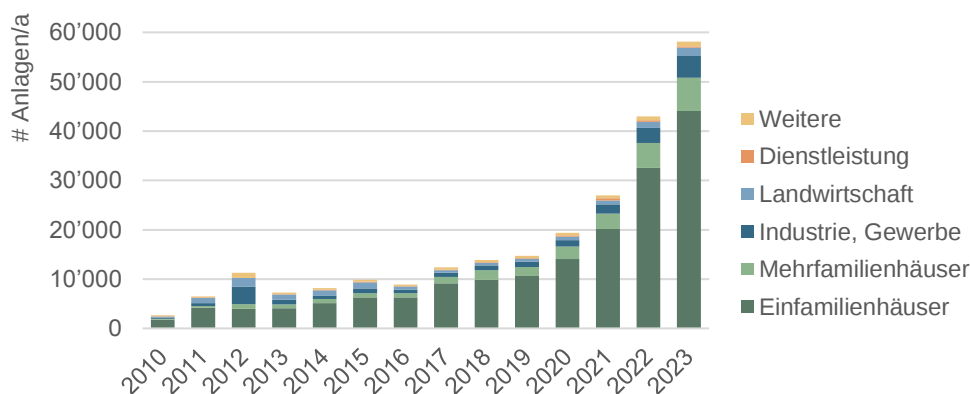


Abbildung 7 Anzahl Anlagen nach Gebäudetypen und Standorten pro Jahr. Quelle: BFE, Statistik Sonnenenergie.

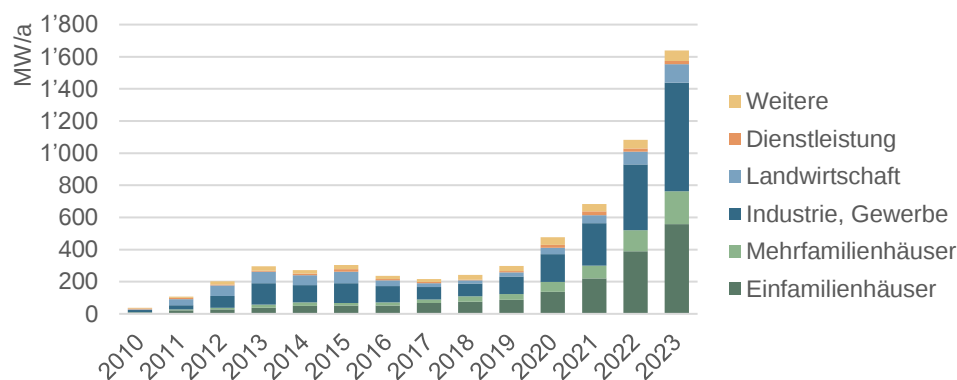


Abbildung 8 Installierte PV-Leistung nach Gebäudetypen und Standorten pro Jahr. (Quelle: BFE, Statistik Sonnenenergie)

3.2 Potenziale und Ziele

Potenziale

Es besteht ein noch grosses unerschlossenes Potenzial für Photovoltaik in der Schweiz. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es unterschiedliche Potenzialbegriffe gibt. Das theoretische Potenzial bezieht sich auf die maximale Energieproduktion, wenn die gesamten verfügbaren Flächen voll genutzt würden. In der Realität gibt es jedoch technische, ökonomische und regulatorische Beschränkungen, welche dazu führen, dass dieses theoretische Potenzial nicht voll erschlossen werden kann. Werden solche Beschränkungen berücksichtigt, ergibt sich ein deutlich reduziertes «langfristig nutzbares» Potenzial.

Theoretisches vs. langfristig nutzbares Potenzial

Ein Zusammenzug der Potenziale der unterschiedlichen PV-Anlagentypen zeigt, dass das theoretische Potenzial mit knapp 640 TWh sehr gross ist (siehe Abbildung 4). Das grösste theoretische Potenzial liegt auf den Agrarflächen der Schweiz mit rund 340 TWh, gefolgt von den Dachflächen mit rund 120 TWh. Der grosse Unterschied zwischen den theoretischen Potenzialen der beiden Freiflächenkategorien (Agri-PV und alpin) rührt daher, dass sehr viele landwirtschaftliche Nutzflächen in der Nähe von Siedlungsgebieten sich im Grundsatz für PV eignen, während im alpinen Raum viel weniger geeignete Flächen mit genügender Nähe zu Infrastruktur bestehen (siehe Tabelle 1)²⁶. Das langfristig nutzbare Potenzial ist mit gut 100 TWh sehr viel geringer, aber immer noch klar über den Ausbauzielen des Bundes (siehe dazu weiter unten). Bei diesem dominieren die Dächer, gefolgt von den Fassaden und der Agri-PV.

Langfristig nutzbares Potenzial von Dachflächen dominiert

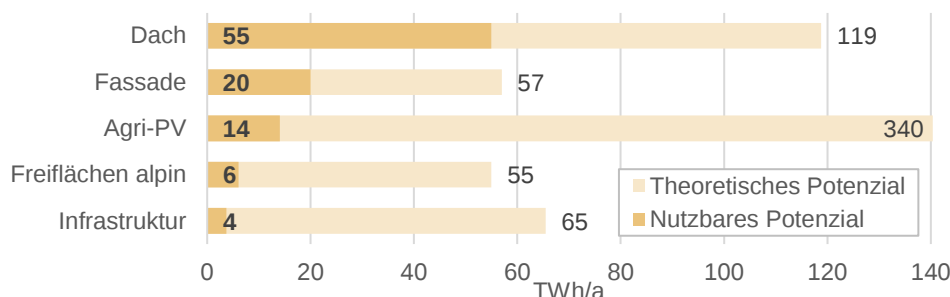


Abbildung 9: Übersicht des theoretischen und langfristig nutzbaren PV-Potenzials der Schweiz. *Hinweis:* Um eine bessere Vergleichbarkeit mit Anlagen bei Gebäuden und Infrastrukturen zu gewährleisten, werden bei den theoretischen Potenzialen der Freiflächenanlagen minimale technische Kriterien zur elektrischen Erschliessung miteinbezogen.

Ein etwas genauerer Blick auf das langfristige nutzbare PV-Potenzial der Dächer und Fassaden zeigt, dass innerhalb der Dächer das grösste Potenzial bei den kleinen Dächern liegt (siehe Abbildung 10). Das gleiche Muster gilt für die Fassaden. Dies widerspiegelt vor allem die Struktur des Gebäudeparks Schweiz.

Kleine Dachflächen und Fassaden am relevantesten

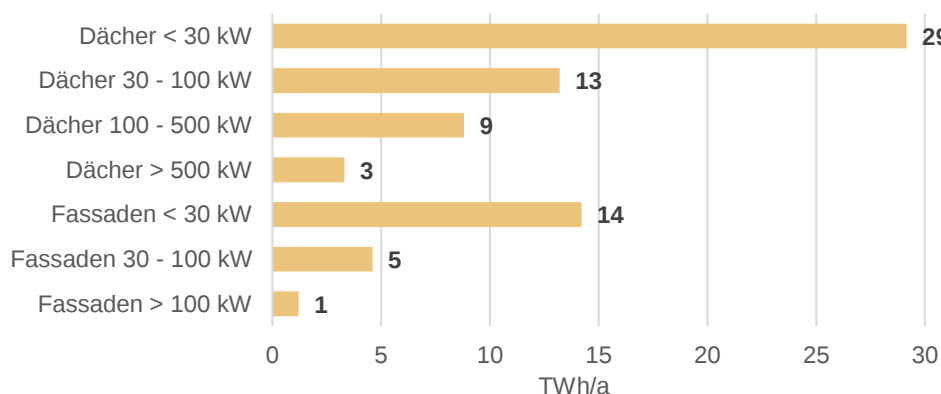


Abbildung 10: Übersicht des langfristigen nutzbaren PV-Potenzials der Schweiz auf Dächern und Fassaden.

²⁶ *Hinweis:* Die theoretischen Potenziale der Freiflächenanlagen (Agri-PV und alpine) würden ganz ohne Berücksichtigung jeglicher Einschränkungen grosse Teile der Landfläche der Schweiz ausmachen. Um eine bessere Vergleichbarkeit mit Anlagen bei Gebäuden und Infrastrukturen zu gewährleisten, wurden bei den Freiflächenanlagen minimale technische Kriterien zur elektrischen Erschliessung bei den theoretischen Potenzialen miteinbezogen (siehe Kap. 2.1).

Ausschöpfung der Potenziale

Rund 57'000 der bisher geförderten Anlagen (28%) schöpfen die jeweilige geeignete Dachfläche vollständig aus (siehe Abbildung 12). Zusätzlich nutzen rund 48'000 der Anlagen (24%) mehr als zwei Drittel der geeigneten Flächen und 61'000 (30%) nutzen zwischen einem und zwei Drittel. Nur rund 38'000 der Anlagen (19%) nutzt weniger als ein Drittel des geeigneten Daches.

Relevant ungenutzte Dachflächen

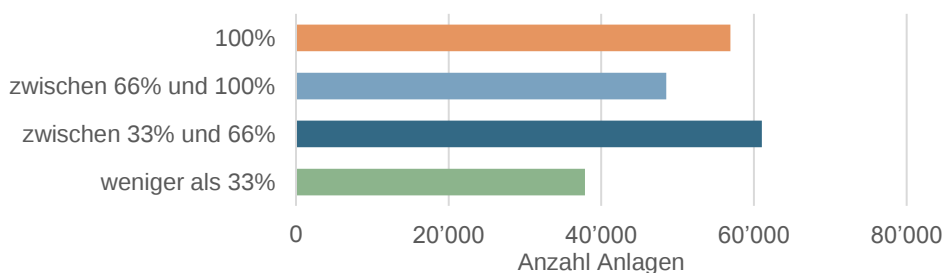


Abbildung 11: Ausschöpfung der geeigneten Dachfläche (von Quadratmetern in ein Leistungspotenzial umgerechnet) durch bisher geförderte Photovoltaikanlagen (n=204'293)

Die Analyse nach der potenziell verfügbaren Dachfläche zeigt, dass grössere Dachflächen zum grössten Teil nicht ausgeschöpft werden (siehe Abbildung 12). In einer Umfrage wurde neben Verschattung und anderweitiger Nutzung (z.B. durch Solarthermie oder Dachterrasse) die Optimierung der Eigenverbrauchsquote als häufiger Grund für die nur teilweise Nutzung der Dachfläche angegeben²⁷. Mit grösseren Anlagen kann der Eigenverbrauchsanteil sinken. Kleine Dachflächen mit einer potenziellen Leistung bis 10kW werden mehrheitlich vollständig ausgeschöpft.

Bei grossen Dachflächen wird PV-Potenzial weniger ausgeschöpft

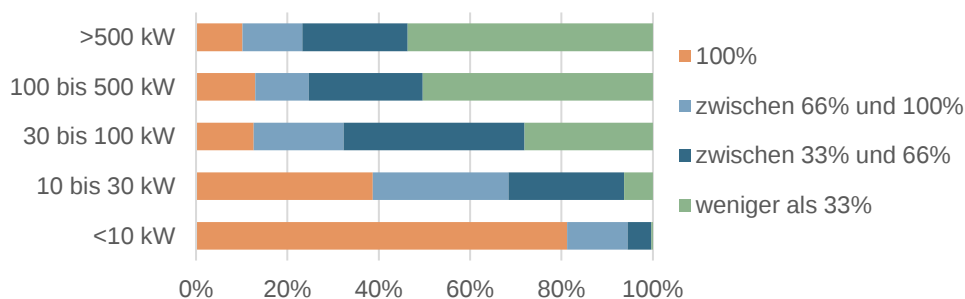


Abbildung 12: Ausschöpfung der geeigneten Dachfläche (von Quadratmetern in ein Leistungspotenzial umgerechnet) durch bisher geförderte Photovoltaik-Anlagen nach der potenziell installierbaren Leistung (n=204'293)

Betrachtet man die Entwicklung über die Zeit, ist eine Zunahme der Ausschöpfung des Potenzials ab 2019 erkennbar (siehe Abbildung 13). Im Jahr 2018 wurde der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) eingeführt und die Einmalvergütung auf Anlagen von über 30 kW ausgeweitet. Ab dem Jahr 2019 beschleunigte der gesamte Zubau rasant (siehe oben Abbildung 6). Zusätzlich sanken die Preise von PV-Anlagen in den 10er Jahren noch relevant, so dass die Wirtschaftlichkeit in dieser Zeit stark zunahm und die

Höhere Ausschöpfung der Dachfläche ab 2019

27 EBP & Planair (2022): Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2020.

nötige Liquidität für eine grosse Anlage sank. Zudem wurden ab 2021 die Einmalvergütungsätze so umgestaltet, dass grössere Anlagen eine höheren Förderanteil erhalten und so ein Anreiz für den Bau möglichst grosser Anlagen gesetzt wird. In den Jahren 2023 und 2024 können die hohen Stromtarife auch eine Rolle gespielt haben.

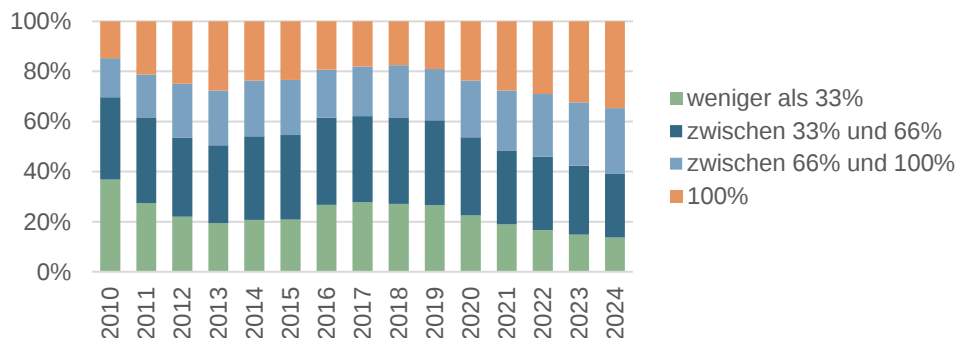


Abbildung 13: Ausschöpfung der geeigneten Dachfläche (von Quadratmetern in ein Leistungspotenzial umgerechnet) durch bisher geförderte Photovoltaik-Anlagen pro Jahr (n=204'293)

Bei den Fassadenanlagen wurde die verfügbare Fassadenfläche noch stärker ausgenutzt, fast 800 der Anlagen (53%) haben das gesamte Potenzial ausgeschöpft (siehe Abbildung 14).

Höhere Flächen-ausschöpfung bei Fassadenanlagen als Dachanlagen

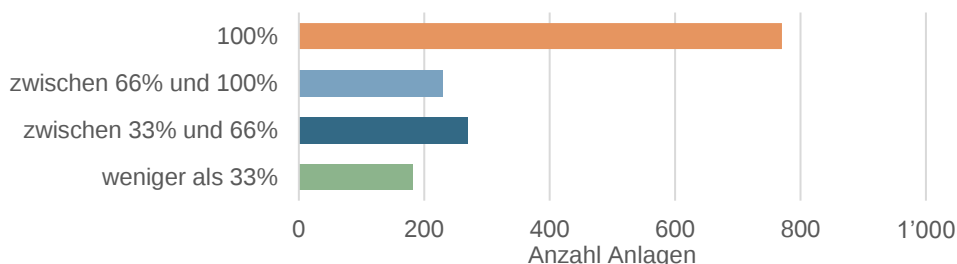


Abbildung 14: Ausschöpfung der geeigneten Fassadenfläche (von Quadratmetern in ein Leistungspotenzial umgerechnet) durch bisher geförderte Photovoltaikanlagen (n=1'450)

Im Vergleich zu den Dachanlagen werden bei Fassadenanlagen die verfügbaren Potenziale auch bei grösseren Flächen stärker ausgeschöpft (siehe Abbildung 15).

Stärkere Ausschöpfung auch bei grossen Fassaden

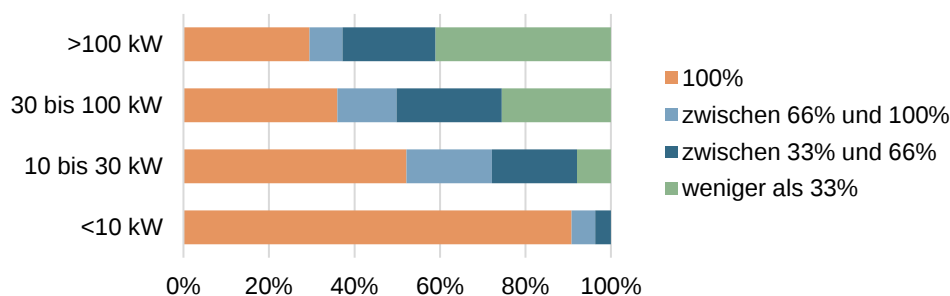


Abbildung 15: Ausschöpfung der geeigneten Fassadenfläche (von Quadratmetern in ein Leistungspotenzial umgerechnet) durch bisher geförderte Photovoltaik-Anlagen nach der potenziell installierbaren Leistung (n=1'450)

Erste geförderte Fassadenanlagen sind ab 2019 erfasst. Seither blieb ihre Ausschöpfung der jeweiligen geeigneten Fassadenflächen über die Jahre konstant hoch (siehe Abbildung 16). Am gesamten langfristig nutzbaren Potenzial der Fassaden werden mit den bisher geförderten Anlagen bisher jedoch weniger als 0.1% ausgeschöpft.

Ausschöpfung der Fassadenflächen über die Jahre in etwa konstant

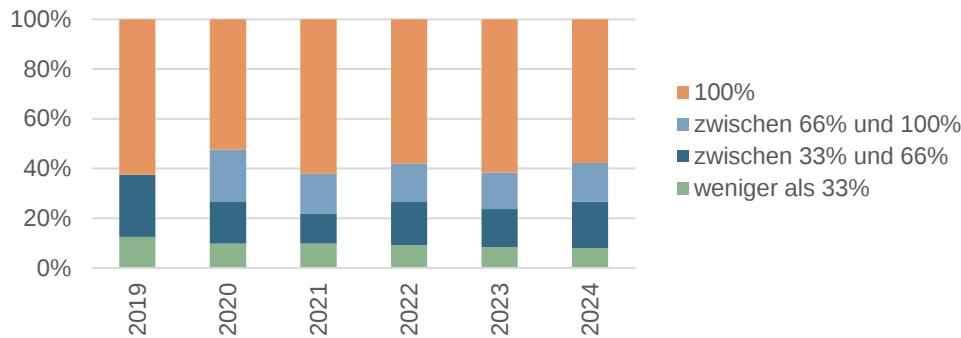


Abbildung 16: Ausschöpfung der geeigneten Fassadenfläche (von Quadratmetern in ein Leistungspotenzial umgerechnet) durch bisher geförderte Photovoltaik-Anlagen pro Jahr (n=1'450)

Ausbauziele

Gemäss den neuen, ab 1. Januar 2025 in Kraft stehenden Zielen des Energiegesetzes beträgt der Zielwert für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) 35 TWh im Jahr 2035 und 45 TWh im Jahr 2050²⁸. Photovoltaik soll dabei eine tragende Rolle spielen und den Grossteil des erneuerbaren Stroms liefern. Gemäss den Annahmen des BFE für diese Studie beträgt das Ausbauziel für die Photovoltaik bis 2050 rund 37 TWh.

Produktionsziel von 37 TWh Photovoltaik bis 2050

28 Energiegesetz (EnG), in Kraft ab 01.01.2025 ([Link](#))

4. Hemmnisse des Ausbaus

Allgemeine Hemmnisse

Mit Blick auf die sehr ambitionierten Ausbauziele wird in diesem Kapitel ein Blick auf die noch bestehenden Hemmnisse geworfen. Die allgemeinen Hemmnisse sind in Tabelle 4 dargestellt und werden anschliessend detaillierter umschrieben. Danach folgen die spezifischen Hemmnisse individueller Anlagentypen.

Hemmnisse für den weiteren Ausbau der Photovoltaik

Aspekte	Mögliche Hemmnisse
wirtschaftlich	— fehlende Rentabilität je nach Konstellation (Abnahmevergütung, Eigenverbrauch, etc.) — fehlende Liquidität für nötige Investitionen in Bau der Anlage oder Elektrifizierung
rechtlich und regulatorisch	— Raumplanungsgesetz — Denkmalschutz
ästhetisch und technisch	— Ästhetische Ansprüche an Gebäude und dadurch die geringere Wirksamkeit farbiger Module
weitere	— Mangel an Fachkräften — Mangelndes kombiniertes Know-How zu verschiedenen Fachbereichen (Heizung, Gebäudehülle, Photovoltaik)

Tabelle 4 Rechtliche, wirtschaftliche, technische und weitere Hemmnisse für den Ausbau der Photovoltaik.

Die Rentabilität von Anlagen ist stark von der Eigenverbrauchsquote, den Stromtarifen sowie der Abnahmevergütung abhängig. Dies führt dazu, dass Anlagen sehr unterschiedliche Rentabilitäten aufweisen (siehe auch Kapitel 7). Es gibt auch viele Konstellationen mit unrentablen Anlagen. Dies ist bei allen Anlagentypen ein relevantes noch bestehendes Hemmnis. Zudem stellen die unsichere Entwicklung der künftigen Strompreise und Abnahmevergütungen für Investierende ein Risiko dar.

Rentabilität

Ein hoher Eigenverbrauch ist ein wichtiger Faktor für die Rentabilität von Anlagen. Um den Eigenverbrauch zu steigern, können zusätzliche Investitionen getätigt werden, sodass zusätzliche Verbraucher wie eine Wärmepumpe oder ein Elektroauto bzw. Ladestationen oder Verbrauchssteuerungen den Stromverbrauch erhöhen²⁹. Teilweise fehlt diese Liquidität für die Photovoltaik-Anlage oder diese Zusatz-Investitionen.

Fehlende Liquidität

In den letzten Jahren wurden zahlreiche regulatorische Hemmnisse in Bezug auf geschützte Bauten beseitigt (siehe Verfahrensvereinfachungen in Kapitel 6.3). An Gebäuden kann der Denkmalschutz insbesondere in ISOS-A-Gebieten³⁰ faktisch zu einem Verbot führen. Dies obwohl gemäss Raumplanungsgesetz Solaranlagen möglich wären, wenn diese die Kulturdenkmäler

Denkmalschutz

²⁹ BFE (2023): Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen

³⁰ ISOS: Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz von nationaler Bedeutung; ISOS-Gebiete mit Erhaltungsziel A: Gebiet oder Baugruppe mit mehrheitlich ursprünglicher Substanz, d.h. mit historischer oder regionaltypischer Prägung, deren Erhaltungsziel das integrale Erhalten der Substanz ist.

nicht wesentlich beeinträchtigen. Die konkurrenzierenden Interessen können die Bewilligungsverfahren verzögern, Anlagen verkleinern und Kosten durch zusätzliche Anforderungen steigern.

Der Fachkräftemangel in der Photovoltaik-Branche ist ein weiteres Hemmnis für den weiteren raschen Ausbau. Der in den letzten drei Jahren gesteigerte Zubau zeigt jedoch auch, dass ein rasches Gewinnen von Fachkräften möglich war. Die Anzahl Fachkräfte in der Schweiz konnte von rund 7'000 im Jahr 2022 um knapp 60% auf 11'000 im Jahr 2024 gesteigert werden konnte³¹. Eine weitere Steigerung um 50% auf die im Jahr 2030 nötigen rund 17'000 Fachkräfte scheint daher möglich, wenn auch immer noch eine Herausforderung. Die aktuelle Einführung von neuen Solarlehren soll unter anderem dazu beitragen³².

Fachkräftemangel

Neben den bereits genannten Hemmnissen kommen für Unternehmen noch weitere allgemeine Hemmnisse dazu³³. Zum einen setzen sich einige Unternehmen gar nicht erst mit dem Thema auseinander, weil es nicht das Kerngeschäft ist. Unternehmen haben oft viel Stromverbrauch und damit tiefere Stromtarife. Damit ist die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen für solche Unternehmen geringer. Zudem erfordert das Management der Anlage zusätzliche Kompetenzen. Weiter stellen die Unternehmen typischerweise höhere Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit als Privatpersonen. Eine weitere Hürde stellt wie bei den Privaten die fehlende Liquidität dar. Dazu kommt, dass ein Planungshorizont von 20 Jahren oftmals zu lang ist für ein Unternehmen oder der Zeitpunkt der Installation nicht passt, weil beispielsweise in den nächsten 15 Jahren eine Sanierung des Dachs ansteht.

Weitere Hemmnisse

Spezifische Hemmnisse von Fassadenanlagen

Fassaden werden in erster Linie von Architekten als ästhetischer Teil des Gebäudes geplant und nicht als Energieproduktionsanlage³⁴. Die Rentabilität ist bei Fassadenanlagen aufgrund der hohen Kosten und des tiefen Ertrags ein besonders relevantes Hemmnis. Fassadenanlagen werden daher heute primär von Bauherrschaften umgesetzt, die sich für nachhaltiges Bauen einsetzen. Die Mehrkosten einer Photovoltaik-Fassade sind im Vergleich mit einer konventionellen Fassade bei einer einfachen Ausführung nicht massiv. Dennoch werden Anlagen aufgrund dieser Mehrkosten oft nicht geplant oder beim Überschreiten des Baubudgets als Erstes gestrichen.

Rentabilität

Zudem ist das für den Bau einer Fassadenanlage nötige Know-How noch nicht verbreitet. Es muss daher extern zusätzlich beigezogen werden. Oftmals kommt die Idee zu einer Photovoltaik-Fassade auch zu spät und die Anlage kann wegen der Mehrkosten im Baubudget oder wegen den bereits ausgestellten Bewilligungen nicht mehr ergänzt werden. Bei energetischen Sanierungen von Fassaden fehlt das Bewusstsein der Möglichkeit für den

Fehlendes Bewusstsein, fehlendes Know-how

31 Swissolar (2024): Solarmonitor Schweiz 2024.

32 EnergieSchweiz (2024): Strategie und Umsetzung Solarbildung Schweiz 2024 – 2030

33 EBP (2022): Photovoltaik in Unternehmen: Hemmnisse und Massnahme, im Auftrag des Bundesamts für Energie.

34 BFH (2022): Photovoltaik-Potenziale der Schweiz

Bau von PV-Fassaden. Dazu kommt erschwerend das fehlende kombinierte Know-how.

Spezifische Hemmnisse von Freiflächenanlagen (ohne alpine Anlagen)

Freiflächenanlagen können innerhalb von Bauzonen viel leichter realisiert als ausserhalb. Das Bauland ist jedoch meist so teuer, dass grosse Freiflächen-Anlagen nicht wirtschaftlich sind. So ergibt sich ein theoretisch ein sehr grosses, real jedoch ein vernachlässigbares Potenzial. So gibt es nur sehr wenige bisher realisierte Beispiele auf sehr spezifischen Flächen (z.B. Raffineriegelände in Cressier).

Landkosten innerhalb Bauzone

Ausserhalb der Bauzone wären die Landkosten sehr viel niedriger. Hier konnten bisher Freiflächenanlagen kaum gebaut werden. Sie sind nicht zonenkonform und wurden meist als nicht standortgebunden eingeschätzt, so erhielten sie keine Bewilligung. Mit der Anpassung des Raumplanungsgesetzes wurde die Standortgebundenheit ab 2025 nun präzisiert: Freistehende Anlagen, die nicht von nationalem Interesse sind, gelten ausserhalb der Bauzone und landwirtschaftlichen Nutzfläche dann als standortgebunden, wenn sie in wenig empfindlichen Gebieten gebaut werden und der Aufwand für die Erschliessung und den Anschluss ans Stromnetz verhältnismässig ist. Somit wird bei der baldigen Inkraftsetzung dieses wichtige bestehende Hemmnis abgebaut, wobei eine präzise Definition der gesetzlichen Vorgaben notwendig ist.

Bewilligung ausserhalb Bauzone

Ausserhalb der Bauzone stellt der Netzanschluss sowie die Bodenqualität eine grosse Herausforderung dar. Zudem ist oft anspruchsvoll, einen hohen Eigenverbrauch für eine hohe Rentabilität zu gewährleisten.

Eigenverbrauch und Rentabilität

Spezifische Hemmnisse von alpinen Freiflächenanlagen

Trotz hoher Fördergelder von bis zu 60% der Investitionskosten, ist die Rentabilität von alpinen Anlagen ein relevantes Hemmnis. Gründe dafür sind die unerwartet hohen Kosten und der oft geringe Eigenverbrauch. Auch die unsichere Entwicklung der Strompreise ist für Investoren ein wichtiges Hemmnis dar.

Rentabilität

Beim Infrastrukturbau in alpiner Landschaft treffen diverse Anspruchsgruppen aufeinander. Diese Landschaft ist für die Bevölkerung von hohem emotionalem Wert und ein wichtiger Tourismusfaktor und damit von wirtschaftlichem Wert. Zudem beherbergt sie auch eine grosse Artenvielfalt, die bereits heute durch den Tourismus sowie der Klimaerwärmung unter Druck steht. Teilweise reagieren Tierarten sehr empfindlich auf Störungen durch Bauarbeiten und die Zerschneidung ihres Lebensraums.

Nutzungskonflikte

Aufgrund der vielfältigen Interessen können Bewilligungsverfahren durch Beschwerden zu langwierigeren Rechtsverfahren werden. Um den Zubau von Winterstromproduktion zu fördern, wurden daher die Verfahren für den Zubau von Grossanlagen mit hoher Winterstromproduktion (mind. 500 kWh/kW) bis zu einer Gesamtproduktion von 2 TWh beschleunigt. Bedingung ist, dass bis Ende 2025 mindestens 10% der erwarteten Produktion ins

Bewilligungsverfahren

Netz eingespeist wird. Trotz dieser Erleichterungen verzögern die noch verbleibenden Beschwerdemöglichkeiten viele Projekte, so dass die Frist von 2025 von vielen nicht eingehalten werden kann. Derzeit berät das Parlament daher bereits eine Fristverlängerung für die Mindestproduktion.

Eine weitere Verfahrenshürde besteht darin, dass das beschleunigte Verfahren für solche Anlagen für die Solaranlage und die Anschlussleitung gilt, jedoch nicht für die auch oft notwendige Netzverstärkung. Dadurch wird das Verfahren solcher Gesamtprojekte verzögert.

Kein beschleunigtes Verfahren für Netzverstärkung

Die Akzeptanz für Solaranlagen in der alpinen Landschaft ist nicht überall gegeben. Die Standortgemeinden müssen den Anlagen zustimmen. Im Jahr 2024 fanden zahlreiche Abstimmungen ab mit teilweise sehr klarer Zustimmung, aber auch klarer Ablehnung.

Akzeptanz

Spezifische Hemmnisse von Agri-PV-Anlagen

Photovoltaik-Anlagen auf landwirtschaftlichen Nutzflächen sind nicht zonenkonform. Für eine Bewilligung ist bisher der Nachweis der Standortgebundenheit und von Vorteilen für die landwirtschaftliche Produktion oder Forschung notwendig. Daher wurden bisher nur wenige Forschungs- und Pilotanlagen gebaut. Mit der Revision des Raumplanungsgesetzes wurden auch die Anforderungen für die Agri-PV präzisiert. Die Anlagen gelten dann als standortgebunden, wenn sie die landwirtschaftlichen Interessen nicht beeinträchtigen. Die Anforderung der Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion gilt weiterhin.

Hohe Hürden für Bewilligungen

Damit ist eine der vorhandenen Unsicherheiten geklärt. Die Anforderungen (Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion) sind weiterhin hoch und gehören zu den Gründen, warum nicht mehr Anlagen gebaut werden. Es bestehen zudem immer noch Unsicherheiten, ob auch andere Investierende wie Energieversorger trotz des bäuerlichen Bodenrechts und des Verbots der Zerstückelung landwirtschaftlicher Flächen in diesem Bereich tätig werden dürfen.

Unsicherheiten

Bis vor zwei Jahren äusserte sich der Bauernverband noch kritisch gegenüber diesem Anlagentyp. Er wies auf Nutzungskonflikte hin und befürchtete, dass die Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Flächen vernachlässigt werden würde, weil mit der Stromvermarktung mehr Gewinne erzielt werden könnten³⁵. Mit den tieferen Preisen sind diese Bedenken jedoch zurückgegangen. In einem Positionspapier stellt sich der Verband nicht mehr gegen Agri-PV, sondern fordert eine Präzisierung der Rahmenbedingungen³⁶.

Akzeptanz der Landwirte und des Bauernverbandes

Neben den rechtlichen Unsicherheiten sind auch die Kosten ein Hemmnis. Wie in Kapitel 5 beschrieben, fallen besonders im Unterhalt erhöhte Kosten an.

Kosten

35 ZHAW & Energie Schweiz & BFE (2021): Auswirkungen von Freiflächen-Photovoltaikanlagen auf Biodiversität und Umwelt

36 SBV (2024): Solaranlagen auf Kulturland: Agri-PV und alpine PV

Spezifische Hemmnisse von PV-Anlagen auf Parkplätzen

Bisher waren die Unsicherheiten in Bezug auf die Bewilligungsfähigkeit ein wichtiges Hemmnis, da vor einer Bewilligung bereits kostspielige Vorabklärungen bezüglich der Bodenbeschaffung wie auch der Netzerschliessung getroffen werden müssen. Zudem führen die kantonalen Unterschiede für die Bewilligungen bei Projektplanenden, die in mehreren Kantonen unterwegs sind, viele individuelle Abklärungen. Mit der Revision des Raumplanungsgesetzes wurden auch die Anforderungen für die Parkplatzanlagen präzisiert. In Bauzonen sind Solaranlagen über und am Rande von Parkplatzaarealen mit 15 oder mehr Parkplätzen explizit grundsätzlich zonenkonform. Damit ist ein Hemmnis für solche Anlagen aus dem Weg geräumt.

Bewilligungsfähigkeit

Ein weiteres Hemmnis ist die Rentabilität der Anlagen, die heute in den meisten Fällen nicht gegeben ist (siehe dazu auch Kapitel 7.3). In den Interviews gaben Experten zudem an, dass viele Unternehmen ihre Parkplätze nicht überdachen, weil sie die Bäume auf den Flächen nicht fällen wollen.

Rentabilität und Bäume

Spezifische Hemmnisse von PV-Anlagen auf Lärmschutzwänden

Auch bei den Lärmschutzwänden ist die Rentabilität ein relevantes Hemmnis. Wie die Analysen in Kapitel 7.3 zeigen, bedarf es eines sehr grossen Eigenverbrauchs für die Rentabilität. Diese ist auf Lärmschutzwänden nicht immer möglich. Der Absatz über das Stromnetz mittels LEG (lokale Energiegemeinschaft) könnte dieses Hemmnis ab 2026 jedoch abschwächen.

Eigenverbrauch und Rentabilität

Auch bei Lärmschutzwänden ist die Bewilligungsfähigkeit ein Thema. Das Bundesamt für Strassen schrieb Photovoltaik-Anlagen auf Lärmschutzwänden entlang von Nationalstrassen aus, bei diesen ist die Bewilligungsfähigkeit im Grundsatz geklärt. Entlang von Kantonsstrassen sind die Wände teilweise auf privatem Grund. Die Eigentümerin muss eine PV-Anlage auf einer Lärmschutzwand nicht dulden, wenn dadurch ihre Nutzung des Grundstücks, beispielsweise durch das Anpflanzen von Büschen zur Beschattung, eingeschränkt würde. Zudem bleiben nachbarrechtliche Abwehrrechte gegen Blendwirkungen bestehen, da diese nicht untrennbar mit der Lärmschutzwand verbunden sind.³⁷

Rolle der Grundeigentümerin und der Nachbarn

Spezifische Hemmnisse von schwimmenden PV-Anlagen auf Stauseen

Das grösste Hemmnis sind die hohen Kosten und die damit verbundene fehlende Rentabilität. Zudem bestehen Unsicherheiten bezüglich der Stauanlagensicherheit. Das BFE arbeitet aktuell an der Erarbeitung von Richtlinien bezüglich Stauanlagensicherheit im Zusammenhang mit schwimmenden PV-Anlagen. Bis diese vorliegen werden aktuell keine Projekte bewilligt.

Rentabilität und Bewilligungspause

37 Oliver Streiff (2021): Schriften zum Energierecht: Raumplanung und Photovoltaik (S. 77)

5. Referenzanlage und ihre Kosten

Für alle Anlagentypen wurden eine oder mehrere Referenzanlagen definiert und ihre Kosten erhoben, um die Wirkung der staatlichen Massnahmen je nach Referenzanlage differenziert bewerten zu können, sowie für die Bildung der Nutzungsszenarien.

Referenzanlagen repräsentieren die Anlagentypen

Referenzanlagen

Die Referenzanlagen und ihre Herleitung sind in der folgenden Tabelle 5 dargestellt.

Anlagentyp	Leistung [kW]	Jahresertrag [kWh/kW]	Winterertrag [kWh/kW]	Annahmen/Bemerkungen
Dächer				
Dach 0-30 kW	15	950	255	— Leistung gemäss Statistik Sonnenenergie ³⁸ — Optimaler Jahresertrag (Ausrichtung S, Neigung 30-35°): ca. 1100 kWh/kW ³⁹ — Durchschnitt. Ertragsabweichung durch andere Ausrichtung, andere Neigung oder Verschattung: ca. 15 % (entspricht z.B. Anlage auf Schrägdach mit SE-Ausrichtung und 60-65° Neigung oder Anlage auf Flachdach mit Ost-West-Ausrichtung und 15-20° Neigung) — Mittlerer Winterertrag: 27 % ³⁹
Dach 30-100 kW	50	950	255	
Dach 100-500 kW	250	950	255	
Dach >500 kW	1500	950	255	
Fassaden				
Fassade 0-30 kW	15	600	210	— Leistung gemäss Statistik Sonnenenergie ³⁸ — Optimaler Jahresertrag (Ausrichtung S, Neigung 90°): ca. 700 kWh/kW ³⁹ — Durchschnittliche Ertragsabweichung durch andere Ausrichtung oder Verschattung: ca. 15 % (entspricht z.B. Anlage mit E-Ausrichtung und 90° Neigung) — mittlerer Winterertrag: 43 % ³⁹
Fassade 30-100 kW	50	600	210	
Fassade >100 kW	250	600	210	
Freiflächen				
Agri-PV	1'000	1'150	310	— Leistung und Jahresertrag gemäss Anderegg 2024 ⁴⁰ — Winterertrag: 27 % (analog Dächer)
alpin	10'000	1'450	625	
Infrastrukturen				
Parkplätze	500	1'150	310	— Leistung basierend auf EZS 2022 ⁴² , Ertrag analog Agri-PV
Lärmschutzwände	200	900	315	— Leistung und Jahresertrag gemäss BFE 2022 ⁴³ — Winterertrag: 35 % (Neigung 60-70°) ³⁹
Stauseen	500	1'400	420	— Leistung und Erträge gemäss BFE 2024 ⁴⁴
Staumauern	200	1'170	410	— Leistung und Erträge gemäss BFE 2024 ⁴⁴
Überdachungen	200	1'150	310	— Leistung gemäss EZS 2021 ⁴⁵ , Ertrag analog Parkplätze

Tabelle 5: Übersicht der Referenzanlagen

38 BFE (2024): Statistik Sonnenenergie. Referenzjahre 2016-2023. [Link](#)

39 BFE (2021): Stromerzeugung im Winter dank Fotovoltaik (Bericht zu Postulat 19.4157)

40 Anderegg et al. (2024). Potenzialabschätzungen für Agri-PV in der Schweizer Landwirtschaft. ZHAW, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen. [Link](#)

41 ZHAW, BFH, SUPSI, OST (2024): [Website Alpine PV Competence](#)

42 Energie Zukunft Schweiz (2022): Solarstrom auf Parkplatzüberdachungen.

43 BFE (2021): Studie über das Potenzial der Lärmschutzwände entlang von Autobahnen und Bahnstrecken für die Produktion von Solarenergie (Bericht zu Postulat 20.3616)

44 BFE (2024): Wasserkraftwerke und Stauseen für die Fotovoltaik nutzen (Bericht Postulat 20.4561)

45 Energie Zukunft Schweiz (2021): Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen

Kosten

Die Zusammenstellung der aktuellen Kosten dieser Referenzanlagen ergibt eine grosse Bandbreite an mittleren Investitionskosten zwischen 1'000 Fr./kW bei grossen Dachanlagen und rund 4'400 Fr./kW bei Stauseen (siehe Abbildung 17 und Tabelle 6). Bei kleinen Dachanlagen mit 15 kW und 50 kW, sowie bei Fassadenanlagen von 15 kW wurde die Mehrwertsteuer von 8.1 % aufgeschlagen. Bei allen anderen Referenzanlagen wurde darauf verzichtet – unter der Annahme, dass sie von gewerblichen Anlagebetreibern betrieben werden, die die Vorsteuer abziehen können.

Investitionskosten
der Referenzanla-
gen

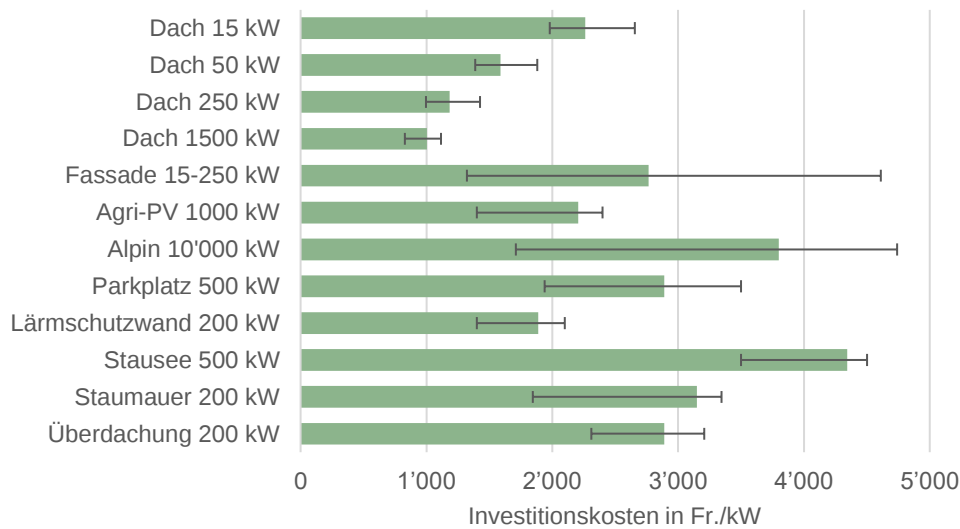


Abbildung 17 Mittlere Investitionskosten (exkl. MWSt.) je Referenzanlage (Balken) und Bandbreite aus Literatur und Interviews (Striche)

Bei den Dächern zeigt sich das klare Muster der tieferen spezifischen Kosten der grösseren Anlagen aufgrund der Skaleneffekte. Bei den Fassaden zeigt sich dieser Effekt nicht. Die Experten schätzten die Kosten dieser Anlagen als grössenunabhängig ein, weil kleinere Flächen höhere Fixkosten mit sich bringen aber geringere Kosten bezüglich des Brandschutzes. Bei grösseren Anlagen ist es genau umgekehrt. Anlagen auf Freiflächen und Infrastrukturen sind teurer im Bau, da sie oft grössere Kosten für den statischen Aufbau oder die Erschliessung mit sich bringen. Dies gilt insbesondere für Anlagen im alpinen Raum (alpine Freiflächenanlagen oder bei Staumauern und auf Stauseen). Die grössten Varianzen der Investitionskosten bestehen bei den Fassadenanlagen und den alpinen Freiflächenanlagen.

Skaleneffekte nur
bei Dachanlagen,
nicht bei Fassaden-
anlagen

Zur Bestimmung der Betriebskosten wurde grösstenteils auf die Quellen in Kap. 2.2 abgestützt. Die Annahmen wurden ergänzt mit der Einschätzung der interviewten Fachpersonen und des BFE. Sie beinhalten die Kosten für technische Wartung, Reinigung, Betrieb (Überwachung, Messung/Abrechnung) und Versicherungen sowie den einmaligen Ersatz des Wechselrichters. Auf dieser Basis wurden die jährlichen Betriebskosten auf 2-3 Rp./kWh festgelegt, mit Ausnahme der deutlich aufwändiger zu unterhaltenden Fassadenanlagen (siehe Tabelle 6). Aufgrund der unterschiedlichen typischen Stromerträge ergeben sich insbesondere bei grösseren Dachanlagen und anderen Anlagen in besiedelten Gebieten tiefe Betriebskosten rund um

Jährliche Betriebs-
kosten zwischen
2-5 Rp./kWh

20 Fr./kW. Demgegenüber stehen kleinere Dachanlagen, Fassadenanlagen und Anlagen im alpinen Raum und bei Stauseen mit Betriebskosten rund um 30 Fr./kW und mehr. Der Hauptgrund für die höheren Betriebskosten bei Dachanlagen mit tiefer Leistung sind vor allem negative Skaleneffekte. Bei Spezialanlagen wie Fassaden, alpinen Freiflächen oder schwimmenden Anlagen auf Stauseen schlagen insbesondere die aufwändigere Wartung, Reinigung und Kontrolle zu Buche.

Referenzanlage	Investitionskosten [Fr./kW]			Jährliche Betriebskosten	
	<i>Min</i>	Mittel	<i>Max</i>	[Fr./kW]	[Rp/kWh]
Dach 15 kW	1'980	2'260	2'660	28.5	3
Dach 50 kW	1'390	1'590	1'880	28.5	3
Dach 250 kW	990	1'180	1'430	19.0	2
Dach 1'500 kW	830	1'000	1'120	19.0	2
Fassade 15 / 50 / 250 kW	1'320	2'760	4'610	30	5
Agri-PV 1'000 kW	1'400	2'210	2'400	23	2
Alpin 10'000 kW	1'710	3'800	4'740	29	2
Parkplatz 500 kW	1'940	2'890	3'500	23	2
Lärmschutzwand 200 kW	1'400	1'890	2'100	22.5	2.5
Stausee 500 kW	3'500	4'340	4'500	42	3
Staumauer 200 kW	1'840	3'150	3'340	35	3
Überdachung 200 kW	2'310	2'890	3'210	23	2

Tabelle 6: Übersicht der Kostenannahmen und Bandbreiten aus Literatur und Interviews (grau)

Aus den obigen Annahmen zu Kosten und Stromerträgen können die Gestehungskosten⁴⁶ der Referenzanlagen berechnet werden (siehe Abbildung 18). Grössere Dachanlagen stechen mit sehr tiefen Gestehungskosten hervor, während die Produktion aus Fassadenanlagen enorm kostenintensiv ist. Die Gestehungskosten der meisten Anlagen auf Freiflächen und Infrastrukturen bewegen sich im Rahmen kleinerer Dachanlagen.

Gestehungskosten
sind Investitions-
plus Betriebskosten

46 Formel für die Berechnung der Gestehungskosten: siehe Kap. 2.4

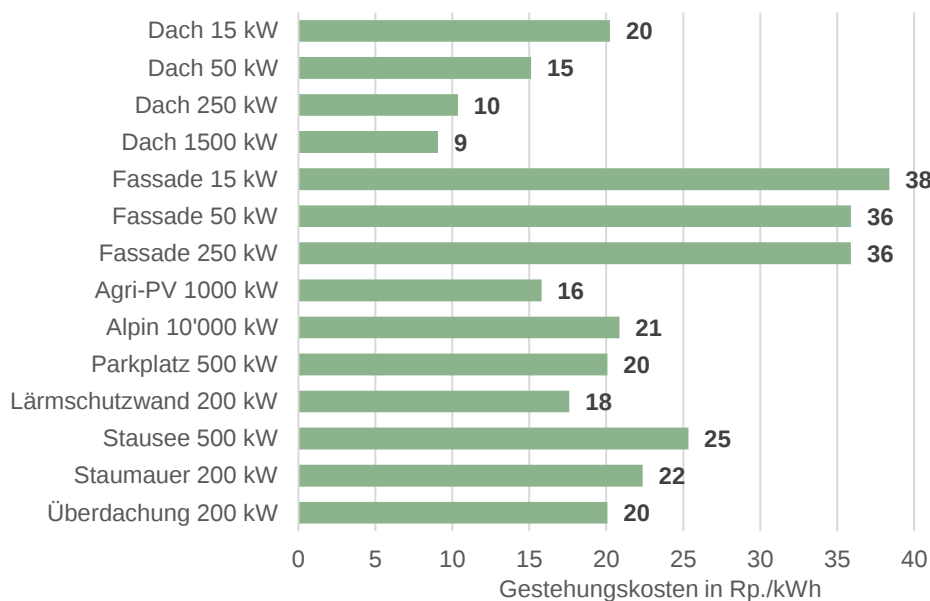


Abbildung 18: Übersicht der resultierenden Gestehungskosten der Referenzanlagen

Je nach Anlagentyp unterscheidet sich der grösste Kostenfaktor, so dominieren bei den kleinen Dachanlagen die Module, bei den grossen Dachanlage die Modulkosten (siehe Tabelle 7 Mitte). Bei gewissen Anlagentypen spielen andere Kostenkategorien relevante Rollen, wie notwendige Vorabklärungen bei Lärmschutzwänden. Schliesslich unterscheiden sich je nach Anlagentyp die Hauptgründe für die Varianz der Kosten zwischen einzelnen Anlagen (siehe Tabelle 7 rechts).

Unterschiedliche
Kostenfaktoren je
nach Anlagentyp

Anlagentyp	Grösster Kostenfaktor	Hauptgrund für Kostenvarianz
Dach 15 kW	Arbeitskosten inkl. Baustellenabs.	Baustellenabsicherung
Dach 50 kW	Arbeitskosten inkl. Baustellenabs.	Baustellenabsicherung
Dach 250 kW	Arbeitskosten ähnlich wie Module	
Dach 1'450 kW	Module und Elektromaterial	Modulkosten
Fassade	Module	Modulkosten (Ästhetik)
Agri-PV	Individuell: Unterkonstruktion / Module	Art der Dauerkultur
Alpin	Unterkonstruktion und Erschliessung und Logistik	Standortgegebenheit wie Bodenqualität und Schneelast, vorhandene Erschliessung
Lärmschutzwände	Vorabklärungen inkl. Blind-Gutachten und Unterkonstruktion wegen Beizug von StatikerInnen sowie MaterialspezialistInnen	Grösse der Anlage, Netzsituation, Kosten der Gutachten
Parkplätze	Unterkonstruktion	Höhe der Konstruktion (LKW tauglich oder nicht)

Tabelle 7: Grösste Kostenfaktoren je nach Anlagentyp sowie Hauptgründe für die Kostenvarianz pro Anlagentyp

Bei Dachanlagen ist insbesondere die Grösse der Anlage ausschlaggebend, bei Fassaden hingegen die Ausprägung des Anspruchs an die Ästhetik und die Komplexität des Gebäudes. Fassadenmodule werden auch heute oft noch in Europa in allen möglichen Farben, Grössen und Oberflächenstrukturen massgefertigt. Sie kosten damit auch deutlich mehr⁴⁷ als die handelsüblichen Module, die bei Industriegebäuden eingesetzt werden. Bei Gebäuden über 11m Höhe kommen höhere Anforderungen an den Brandschutz dazu⁴⁸. Fallspezifische Beurteilung der Gebäudeversicherung erhöht die Baukosten.

Grösse beim Dach
und Ästhetik bei
der Fassade

Für Agri-PV ist die darunterliegende Dauerkultur und der damit verbundene benötigte Sonnenbedarf massgeblich. Denn diese definiert, in welchem Abstand die Module respektive die Zellen in den Modulen platziert werden können, was die Leistung pro Fläche beeinflusst, was wiederum die Grösse der Unterkonstruktion und somit auch die Kosten beeinflusst.

Kultur bei der Agri-
PV

Bei Parkplätzen hat die benötigte Höhe einen starken Einfluss auf die Kosten der Unterkonstruktion, so sind Anlagen bei Raststätten für Lastwagen deutlich teurer. Auch der Untergrund spielt eine wichtige Rolle. Je nach Standort sind deutlich grössere Fundamente oder tiefere Verankerungen nötig. Diese Faktoren müssen in einer Vorabklärung eruiert werden. Dazu sind spezifische Gutachten nötig, so erhöhen sich die Kosten weiter. Bei alpinen Freiflächen sind auch der Untergrund sowie der Schneedruck wichtige Faktoren, welche die Kosten der Unterkonstruktion beeinflussen. Bei den alpinen Freiflächen sind zudem Umweltverträglichkeitsprüfungen nötig, welche zu Kompensationsmassnahmen mit entsprechenden Kosten führen können. Bei alpinen Freiflächenanlagen, aber auch bei Lärmschutzwänden kann die Netzerschliessung je nach Situation zu sehr unterschiedlichen Kosten führen. Bei Lärmschutzwänden variieren die Kosten zudem je nach Lärmgutachten, Untersuchungen zur Blendwirkung und der Planung von Statik und Fahrbahnsperren.

Höhe der Unter-
konstruktion, Un-
tergrund und Net-
zerschliessung

47 Swissolar (2020): Detailanalyse des Solarpotenzials auf Dächern und Fassaden

48 P. Drzimalla (2023): Energie Experten – Fassaden-Photovoltaik: Wann lässt die Schweiz die Sonne ran? Link: <https://www.energie-experten.ch/de/wohnen/detail/fassaden-photovoltaik-wann-laesst-die-schweiz-die-sonne-ran.html>

6. Staatliche Massnahmen zur Förderung der Photovoltaik

Es bestehen diverse staatliche Massnahmen zur Förderung der Photovoltaik. In der Folge werden die wichtigsten 16 Massnahmen in Form von strukturierten Steckbriefen beschrieben, aufgeteilt nach Vorschriften, finanziellen Anreizen und sonstigen Massnahmen (siehe Tabelle 8). Für jede Massnahme werden die relevanten Rechtsgrundlagen aufgeführt, zusammen mit einem inhaltlichen Beschrieb der Massnahme. Zudem wird beurteilt, welche Wirkungsmechanismen dahinterliegen, welche Hemmnisse damit adressiert werden und welche Typen von PV-Anlagen betroffen sind. Wo möglich, werden zudem bestehende Erkenntnisse zur Wirkung und den Kosten der Massnahmen zusammengefasst.

16 Massnahmen
(Vorschriften, finanzielle Anreize, Sonstige)

Vorschriften — Pflicht der Kantone zu Vorschriften für die Nutzung erneuerbarer Energien — Kantonale Vorschrift zur Eigenstromerzeugung bei Neubauten — Nationale Solarpflicht bei Neubauten — Recht der Netzbetreiber zur Priorisierung erneuerbaren Stroms in der Grundversorgung
Finanzielle Anreize — Abnahme- und Vergütungspflicht (Abnahmevergütung zum Referenzmarktpreis resp. Minimalvergütung) — Recht auf Eigenverbrauch — Recht auf Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch — Recht auf lokale Elektrizitätsgemeinschaften — Einspeisevergütungssystem — Einmalvergütung — Kantonale/kommunale Investitionsbeiträge — Gleitende Markprämie — Steuereinsparungen
Sonstige Massnahmen — Vereinfachung der Verfahren — Information und Beratung — Aus- und Weiterbildung

Tabelle 8: Übersicht der beschriebenen Massnahmen zur Förderung der Photovoltaik

6.1 Vorschriften

Pflicht der Kantone zu Vorschriften für die Nutzung erneuerbarer Energien	
Rechtsgrundlage	EnG Art. 45
Beschrieb	Der Bund verpflichtet die Kantone, in ihrer Gesetzgebung im Gebäudebereich günstige Rahmenbedingungen für die Nutzung erneuerbarer Energien zu schaffen. Unter anderem müssen die Kantone Vorschriften über die Produktion erneuerbarer Energien erlassen.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Indirekter Mechanismus über die Verpflichtung der Kantone, Vorschriften zu definieren.
Betroffene Anlagentypen	Da sich die Vorschrift auf den Bereich Gebäude bezieht, sind grundsätzlich Dach- und Fassadenanlagen betroffen.
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen dieser Vorgabe bekannt. Die Wirkung ist jedoch eher als tief einzuschätzen.
Kantonale Vorschriften zur Eigenstromerzeugung bei Neubauten	
Rechtsgrundlage	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN) 2014, Basismodul Teil E, Art. 1.26 bis 1.28
Beschrieb	Die Kantone haben in den MuKEN eine Vorschrift für Eigenstromerzeugung auf Neubauten verankert. Die am Gebäude installierte Anlage muss mindestens 10 Watt pro m² Energiebezugsfläche betragen, aber maximal 30 kW. Wer keine Stromerzeugung installieren möchte, zahlt eine Ersatzabgabe⁴⁹. Mit Stand März 2024 wurde diese Vorschrift in 7 Kantonen (AI, FR, JU, LU, NW, OW, ZG) teils übernommen und in weiteren 13 Kantonen (AR, BS, GE, GL, GR, NE, SG, SH, SZ, TG, TI, VD, ZH) mit inhaltlichen Abweichungen. Die inhaltlichen Abweichungen sind je nach Kanton unterschiedlich. Beispiele sind die Möglichkeit von Gemeinschaftsanlagen, der Verzicht auf eine Ersatzabgabe bei tiefer Globalstrahlung oder die Erhöhung auf 30 W/m² EBF. Insgesamt leben damit 69% der Schweizer Bevölkerung in einem Kanton mit einer ähnlich lautenden Vorschrift⁵⁰. Derzeit werden die Mustervorschriften überarbeitet. Der Entwurf der MuKEN 2025 sieht vor, die geforderte Leistung auf 20 W/m² Energiebezugsfläche zu erhöhen. Kann diese Leistung nicht durch die als gut oder hervorragend klassierten Dach- und Fassadenflächen erfüllt werden, werden die Anforderungen reduziert. Zudem sollen neu bei Dachsanierungen mindestens 10 W/m² Energiebezugsfläche installiert werden müssen⁵¹.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Direkte Wirkung über den Zwang zur Errichtung einer Anlage bei Neubauten.
Betroffene Anlagentypen	Dach-Anlagen und Fassaden-Anlagen an neuen Gebäuden bis 30 kW in den entsprechenden Kantonen.
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen der Vorschrift bekannt. Bei den betroffenen Anlagentypen ist die Wirkung jedoch als sehr hoch einzuschätzen.

49 EnDK und EnFK (2018): Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN). Ausgabe 2014, Nachführung 2018 aufgrund geänderter Normen. [Link](#)

50 BFE (2024): Stand der Energie- und Klimapolitik in den Kantonen 2024. [Link](#)

51 EnDK und EnFK (2024): Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN). Entwurf Ausgabe 2025. [Link](#)

Nationale Solarpflicht bei Neubauten	
Rechtsgrundlage	EnG Art. 45a, wurde mit Solaroffensive eingeführt
Beschrieb	Bei Neubauten besteht eine nationale Pflicht zum Bau von Solaranlagen (Photovoltaik oder Solarwärme) am Gebäude. Die Regelung betrifft Gebäude mit einer anrechenbaren Gebäudefläche von mehr als 300 m ² . Die Kantone regeln dabei die Ausnahmen zur Vorschrift und können die Pflicht auch ausweiten auf Gebäuden mit einer anrechenbaren Fläche von 300 m ² oder weniger. Die anrechenbare Gebäudefläche umfasst die horizontale Normalprojektion des Baukörpers mit seinen Aussenmassen auf das bestehende Terrain. Dazu zählen auch Flächen unter Vordächern, wenn sie das zulässige Mass für vorstehende Gebäudeteile überschreiten. Eingerechnet werden Haupt- und Nebengebäude, Kleinbauten sowie oberirdische Teile von Unterverbauten. Kantone, welche die MuKEn Teil E (siehe oben) bereits eingeführt haben, sind von der Umsetzung der nationalen Pflicht befreit.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Direkte Wirkung über den Zwang zur Errichtung einer Anlage bei Neubauten.
Betroffene Anlagentypen	Dach-Anlagen und Fassaden-Anlagen an neuen Gebäuden mit einer anrechenbaren Gebäudefläche von mehr als 300 m ² in Kantonen ohne eigene Solarpflicht.
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen der Vorschrift bekannt. Die zusätzliche Wirkung ist eher als tief einzuschätzen, da in den meisten Kantonen bereits kantonale Regelungen bestehen und somit die nationale Regelung nicht zum Zug kommt.

Recht der Netzbetreiber zur Priorisierung erneuerbaren Stroms in der Grundversorgung	
Rechtsgrundlage	StromVG Art. 6 Abs. 5 ^{bis} , StromVV Art. 4
Beschrieb	Netzbetreiber sind heute verpflichtet, allfällige Preisvorteile der Strombeschaffung am Markt im Vergleich zur Eigenproduktion anteilmässig an die gebundenen Endverbraucher (Grundversorgung) weiterzugeben (StromVG Art. 6 Abs. 5). Im Grundsatz sind also der selbst produzierte und der beschaffte Strom im Verhältnis zur Absatzmenge zwischen gebundenen und freien Kunden mit der Durchschnittspreismethode gemäss ElCom aufzuteilen. Bei der Durchschnittspreismethode werden die gesamten Kosten der eigenen Stromproduktion sowie der Strombeschaffung am Markt aufgeteilt zwischen Endverbrauchern mit Grundversorgung und Kunden am freien Markt im Verhältnis der Absatzmenge in kWh. Als Ausnahme dürfen Netzbetreiber jedoch inländischen erneuerbaren Strom (sowohl Produktion als auch Beschaffung) prioritär der Grundversorgung zuweisen (StromVG Art. 6 Abs. 5bis). Dabei dürfen die Gestehungskosten einer effizienten Produktion nicht überschritten werden und allfällige Unterstützungen (z.B. Einmalvergütung) sind abzuziehen (StromVV Art. 4). Bei der Beschaffung von kleineren Anlagen (bis 3 MW Leistung oder bis 5'000 MWh Jahresproduktion, damit also die allermeisten Photovoltaik-Anlagen) können vereinfachend die Beschaffungskosten inkl. Kosten für die Herkunftsnachweise bis zu einer Höchstgrenze angerechnet werden. Konkret bedeutet dies, dass Netzbetreiber Photovoltaik-Strom prioritär in der Grundversorgung einsetzen können und ihn zu Gestehungs- resp. Beschaffungskosten in die Tarife einrechnen können. Ab 1.1.2026 treten mit der Annahme des Stromgesetzes im Juni 2024 verschiedene Änderungen in Kraft: Einerseits sind künftig Mindestmengen von erneuerbarer Produktion im Inland vorgeschrieben – nicht lediglich ein Nachweis entsprechender Herkunftsnachweise (StromVV Art. 4a). — Auf der Produktionsseite gilt: Alle Versorger müssen 50 Prozent ihrer erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland (eigene Anlagen und im eigenen Netzgebiet abgenommener erneuerbarer Strom) in der Grundversorgung absetzen. — Auf der Verbrauchsseite gilt: Bei allen Versorgern müssen 20% der in der Grundversorgung abgesetzten Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland stammen. Falls dies nicht über die erweiterte Eigenproduktion abgedeckt werden kann, müssen entsprechende langfristige Lieferverträge (power purchase agreements, PPA) abgeschlossen werden.

	— Zusätzlich müssen im Standardstromprodukt der Grundversorgung ab Tarifjahr 2028 mindestens 75% der gelieferten Elektrizität mit inländischen Herkunftsnachweisen belegt werden. StromVV Art. 4b). Andererseits wird die Preisgestaltung neu reguliert. Die Durchschnittspreismethode wird für den beschafften Strom abgelöst durch eine getrennte Preisberechnung bei Grundversorgung und freiem Markt. Die Eigenproduktion fliesst weiterhin zu ihren durchschnittlichen jährlichen Gestehungskosten in den Tarif ein. Damit nicht besonders teure Anlagen in den Grundversorgungstarif eingebracht werden, wird dieser Teil über die gesamte Eigenproduktion (Grundversorgung und freier Markt) ermittelt (StromVV Art.4).
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Stromverbraucher in der Grundversorgung können ihren Stromversorger nicht wählen und müssen aus den Stromprodukten ihres Netzbetreibers wählen. Die Vorschrift ermöglicht es den Netzbetreibern, Photovoltaik-Strom prioritär in der Grundversorgung einzusetzen. Damit sind Netzbetreiber in der Lage, für eine garantierte Abnahme des Stroms zu Gestehungs- resp. Beschaffungskosten zu sorgen (starke Verbindung mit der Massnahme «Abnahme- und Vergütungspflicht» weiter unten bei den finanziellen Massnahmen).
Betroffene Anlagentypen	Im Grundsatz kann dies alle Anlagen betreffen, die Strom ins Netz speisen und keine Einspeisevergütung oder Mehrkostenfinanzierung erhalten.
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen der Vorschrift bekannt.

6.2 Finanzielle Anreize

Abnahme- und Vergütungspflicht (Abnahmevergütung, Minimalvergütung)	
Rechtsgrundlage	EnG Art. 15, EnV Art. 10 bis 12 (heute sowie gemäss Vernehmlassungsvorlage 2024/2)
Beschrieb	Netzbetreiber sind verpflichtet, den Strom aus Photovoltaik-Anlagen in ihrem Netzgebiet auf Wunsch abzunehmen und angemessen zu vergüten (Art. 15 EnG). Die Pflicht besteht nur für Strom von Anlagen unter 3 MW oder einer jährlichen Produktion von weniger als 5000 MWh. Im Grundsatz können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung einigen. Falls nicht, legt das Gesetz fest, dass sich der Netzbetreiber nach den vermiedenen Kosten richten muss, die bei der Beschaffung gleichwertigen Stroms angefallen wären. Er muss sich dabei an den externen Beschaffungs- und den eigenen Gestehungskosten orientieren (Art. 12 EnV). Der Netzbetreiber trägt dabei die Kosten für die Erschliessung des Netzanschlusspunktes sowie allfällige Transformationskosten (Art. 10 EnV). Ab 1. Januar 2026 wird ein schweizweit harmonisierter Preis eingeführt, falls sich in einem Netzgebiet die Netzbetreiber und Produzenten nicht einigen können (Art. 15 Abs. 1 und 1^{bis} rev. EnG). Die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich nach dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung. Weiter werden Minimalvergütungen eingeführt für Anlagen bis 150 kW, welche sich an der Amortisationsdauer von Referenzanlagen orientierten. Gemäss der Vernehmlassungsvorlage 2024/2 sind folgende Minimalvergütungen geplant: — Anlagen < 30 kW: 5 Rp./kWh (mit Eigenverbrauch) / 5 Rp./kWh (ohne Eigenverbrauch) — Anlagen 30 -150 kW: 0 Rp./kWh (mit Eigenverbrauch) / 6.7 Rp./kWh (ohne Eigenverbrauch)
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Die Abnahme- und Vergütungspflicht vereinfacht den Verkauf von Strom über das Netz für kleine Produzenten, die sich sonst um eine Direktvermarktung bemühen müssten. Die Vergütungspflicht erhöht die Wirtschaftlichkeit, indem sie für die Produzenten eine Vergütung garantiert. Im Zusammenspiel mit der Massnahme «Recht der Netzbetreiber zur Priorisierung erneuerbaren Stroms in der Grundversorgung», werden hohe Abnahmevergütungen möglich gemacht. Ab 2026 schützen die Minimalvergütungen für Anlagen bis 150 kW die Rentabilität vor tiefen Marktpreisen.
Betroffene Anlagentypen	Alle Anlagentypen mit einer Leistung bis 3 MW oder einer Jahresproduktion unter 5000 MWh (exkl. Eigenverbrauch), welche Strom ins Netz einspeisen.

Förderkosten	Es sind keine Studien oder Statistiken zu den Förderkosten bekannt.
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen der Regelung bekannt. Die neue Vorgabe eines vierteljährlich gemittelten Marktpreises führt zu einem Anreiz, den Anteil Winterproduktion der Anlagen zu erhöhen.

Recht auf Eigenverbrauch

Rechtsgrundlage	EnG Art. 16, EnV Art. 14
Beschrieb	Die Betreiber von Photovoltaik-Anlagen dürfen die selbst produzierte Elektrizität am Produktionsort ganz oder teilweise selbst verbrauchen (EnG Art. 16). Der Stromverbrauch erfolgt dabei entweder direkt oder durch die Speicherung in einer Batterie und dem späteren Verbrauch vor Ort. Als Produktionsort gilt das Grundstück mit der Produktionsanlage. Er kann auch weitere Grundstücke umfassen, auf denen der produzierte Strom ohne Inanspruchnahme des Verteilnetzes verbraucht wird (EnV Art. 14). Beim Eigenverbrauch entfällt das Entgelt für die Nutzung des Stromverteilnetzes sowie Abgaben an der öffentlichen Hand (inkl. Netzzuschlag). Dadurch ist die Produktion des Stroms aus Photovoltaik oft günstiger als der Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz. Ab dem 1.1.2025 dürfen auf der Spannungsebene unter 1 kV die Anschlussleitung und die lokale elektrische Infrastruktur beim Netzanschlusspunkt/Verknüpfungspunkt (also beispielsweise eine Verteilkabine oder die Sammelschienen einer Trafostation) für den Eigenverbrauch genutzt werden, ohne dass dafür Netznutzungsgebühren oder sonstige Abgaben entfallen. Damit soll insbesondere die Möglichkeit zur Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch ausgedehnt werden.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Das Recht auf Eigenverbrauch erhöht die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen, da das Netzentgelt und die öffentlichen Abgaben für den selbst verbrauchten Strom eingespart werden können.
Betroffene Anlagentypen	Alle Anlagentypen
Förderkosten	Es sind keine Studien oder Statistiken zu den Förderkosten bekannt.
Wirkung	Im Monitoringbericht zur Energiestrategie wurde auf der Grundlage einer Befragung von Verteilnetzbetreibern geschätzt, dass Ende 2022 rund 86% aller Photovoltaik-Anlagen (inkl. ZEV, siehe weiter unten) Eigenverbrauch aufweisen mit einer Wechselrichter-Leistung von total 2.7 GW⁵². Der durchschnittliche Eigenverbrauchsgrad wird auf ca. 44% geschätzt, die Menge des 2022 selbst verbrauchten Stroms auf 1.24 TWh (2.2 % des Gesamtstromverbrauchs). Die Evaluation aus dem Jahr 2021 zeigte, dass im Zeitraum von 2018 bis 2020 die meisten Anlagen ohne Eigenverbrauch unwirtschaftlich waren, mit Eigenverbrauch jedoch einen positiven internen Zinsfuß erreichen konnten. Der Eigenverbrauch erhöhte die Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen klar stärker als die Einmalvergütung⁵³. Die Bedeutung des Eigenverbrauchs zeigte sich auch in der Minimierung der Flächen, um den Eigenverbrauch zu maximieren. Zwischen 2018 und 2020 wurden durchschnittlich 30% der geeigneten Dachflächen nicht genutzt. 33% der Eigentümer gaben an, dass die Maximierung des Eigenverbrauchs ein Grund dafür war.

52 Bundesamt für Energie (2023): Energiestrategie 2050: Monitoring-Bericht 2023 (ausführliche Fassung)

53 EBP & Planair (2022): Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2020.

Recht auf Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch	
Rechtsgrundlage	EnG Art. 17 bis 18, EnV Art. 14 bis 15
Beschrieb	Mit einem «Zusammenschluss zum Eigenverbrauch» (ZEV) können sich Grundeigentümer für den gemeinsamen Verbrauch zusammenschliessen oder auch ihre Mieter oder Pächter mit dem vor Ort produzierten Strom versorgen. Gegenüber dem Netzbetreiber tritt ein ZEV als ein Endverbraucher mit einem Messpunkt auf und somit haben die einzelnen Teilnehmenden eines ZEV kein vertragliches Verhältnis mehr zum Netzbetreiber, sondern beziehen den Strom vom ZEV. Der ZEV ist für die Versorgung aller ZEV-Teilnehmenden verantwortlich. Die interne Organisation für die Produktion, Verteilung und Messung ist grundsätzlich Sache des ZEV. Die Kosten für die Einführung des ZEV muss der Grundeigentümer zahlen und darf sie nicht direkt auf die Mieter überwälzen. Für die Bildung eines ZEV muss die Produktionsleistung mindestens 10 % der Anschlussleistung des Zusammenschlusses betragen. Der Solarstrom darf für die Mieter höchstens 80% des Betrags verrechnet werden, der beim Bezug des Standardstromprodukts des Netzbetreibers anfallen würde. Wenn der jährliche Stromverbrauch eines ZEV 100 MWh überschreitet, hat der ZEV Zugang zum freien Strommarkt. Kann der Grundeigentümer die Versorgung des ZEV nicht gewährleisten, so hat der Netzbetreiber die Pflicht einzuspringen. Ab dem 1.1.2025 dürfen bestehende intelligente Messsysteme des Netzbetreibers benutzt werden, um als virtuellen Messpunkt des ZEV gegenüber dem Netzbetreiber zu dienen. Die Messdaten mehrerer Zähler werden virtuell zusammengefasst und somit kann vor allem in bestehenden Gebäuden ein ZEV gegründet werden, ohne Netzanschlüsse umbauen zu müssen. Es braucht keinen einzelnen, physischen Messpunkt als Schnittstelle zum Netzbetreiber mehr. Neu dürfen die Kosten für die Einrichtung des ZEV (z.B. Netz für interne Stromverteilung) an die Teilnehmenden des ZEV weitergereicht werden. Diese Kosten können anteilmässig auf die im ZEV produzierte Energie sowie die extern bezogene Elektrizität umgelegt werden. Sollte in den externen Kosten ein Zuschlag für ein internes Stromverteilungsnetz enthalten sein, dürfen die Gesamtkosten nicht höher ausfallen als das, was die ZEV-Teilnehmer beim Netzbetreiber für das Standardstromprodukt zahlen müssten⁵⁴.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Der Eigenverbrauch erhöht die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen sehr stark. Das Recht auf ZEV ermöglicht es, den Eigenverbrauch einer Anlage relevant zu erhöhen.
Betroffene Anlagentypen	Alle Anlagentypen mit Eigenverbrauch, bei denen ein Zusammenschluss möglich ist. Die Anlagen eines ZEV müssen genügend Elektrizität generieren, um mindestens 10 % der Anschlussleistung zu erreichen.
Förderkosten	
Wirkung	Bei der Einführung des neuen Instrumentes wurde ein grosses Interesse an dieser neuen Möglichkeit erwartet⁵⁵. Im Monitoringbericht zur Energiestrategie wurde auf der Grundlage einer Befragung von Verteilnetzbetreibern geschätzt, dass Ende 2023 rund 17'000 Photovoltaik-Anlagen in einem ZEV organisiert sind mit einer Wechselrichter-Leistung von total 557 MW und einer Einspeisung von ca. 0.25 TWh⁵⁶. Dies ergibt einen Anteil von knapp 8% an der Anzahl aller Anlagen mit Eigenverbrauch und 13.4% der installierten Leistung. Wenn ein ZEV jährlich mehr Strom verbraucht als 100 MWh, hat er einen freien Marktzugang. als Von den rund 17'000 Anlagen haben im Jahr 2023 nur 235 ihren Strom am Markt beschafft. Der ZEV wird also nicht also nicht relevant dazu genutzt, Strom am Markt beschaffen zu können. In einer Evaluation 2021 wurde fast kein Unterschied in den durchschnittlichen Eigenverbrauchsquoten von alleinigem Eigenverbrauch und ZEV beobachtet⁵⁷.

54 UVEK (2024): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung Erläuternder Bericht.

55 EnergieSchweiz (2019): Leitfaden Eigenverbrauch. Version 2.1, Dezember 2019

56 Bundesamt für Energie (2024): Energiestrategie 2050: Monitoring-Bericht 2024 (ausführliche Fassung)

57 EBP & Planair (2021): Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2020. [Link](#)

Recht auf lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)	
Rechtsgrundlage	StromVG Art. 17d-e (ab 1.1.2026), StromVV Art. 19e-19h (gemäss Vernehmlassungsvorlage 2024/2)
Beschrieb	Ab dem 1.1.2026 können lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) aus Endverbrauchern (aus Grundversorgung oder freiem Markt), Speicherbetreibern und PV-Stromproduzenten gegründet werden. Teilnehmende versorgen sich zumindest teilweise gegenseitig mit selbst erzeugter Elektrizität aus erneuerbaren Energien – für diesen Strom sollen die Teilnehmenden 30% weniger für die Netznutzung zahlen. Für eine LEG müssen die Teilnehmenden im Netzgebiet des gleichen Netzbetreibers, in der gleichen Netzebene und «örtlich nahe beieinander» sein. Zur Umsetzung von «nahe beieinander» soll die Netznutzung auf NE 5 und 7 beschränkt sein und sich in der gleichen Gemeinde befinden müssen. Es kann vorkommen, dass Erzeugungsanlagen von Teilnehmenden einer LEG zwar alle wie vorgeschrieben an einer Netzebene angeschlossen sind, sie jedoch aufgrund der Netztopologie nur via weiterer Netzebenen verbunden sind. In diesem Fall wird wegen relevanter Abstimmungskosten beim Netzbetreiber nur der halbe Abschlag auf die Netznutzung von 15% gewährt. Die Teilnehmenden können nur Teil einer LEG sein und müssen zudem mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein. Die erzeugte Leistung innerhalb der LEG muss mindestens 20 % der Anschlussleistung aller teilnehmenden Endverbraucher betragen.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Das Recht auf lokale Elektrizitätsgemeinschaften soll durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Reduktion der Netznutzungskosten die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen erhöhen.
Betroffene Anlagentypen	PV-Anlagen, die mehr als 500 Stunden pro Jahr betrieben werden und einer LEG beitreten möchten
Förderkosten	
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen der Regelung bekannt.

Kostendeckende Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaik (KEV) und Einspeisevergütungssystem (EVS)	
Rechtsgrundlage	EnG Art. 19 bis 21
Beschrieb	Ab 2009 wurde die Photovoltaik auf der Grundlage des Energiegesetzes gefördert. Zu Beginn geschah dies über eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Die KEV begleicht die Differenz zwischen Gestehungskosten und dem aktuellen Marktpreis, damit der erneuerbare Strom wirtschaftlich erzeugt werden kann. Bei Einführung der KEV wurde die Vergütung während 25 Jahren bezahlt. Die Vergütung ist abhängig von der Leistung der Anlage und wird pro kW bezahlt. Sie wird über einen Zuschlag auf das Netznutzungsentgelt des Stromübertragungsnetzes finanziert. Bereits wenige Monate nach der Einführung der KEV war der Gesamtkostendeckel ausgeschöpft und neue Anlagen wurden auf Wartelisten gesetzt. Aus diesen Gründen beschloss das Bundesparlament anschliessend für kleine Photovoltaik-Anlagen bis 30 kW eine Einmalvergütung (EIV) einzuführen. Mit einer Revision des Energiegesetzes erfolgte auf Anfang 2018 die Ausweitung der Einmalvergütung auf Anlagen bis 50 MW. Damit wurde die Einmalvergütung (EIV) das Hauptinstrument der Schweizer Förderung (siehe weiter unten). Die KEV wurde gleichzeitig Anfang 2018 in das Einspeisevergütungssystem (EVS) überführt. Der Vergütungssatz für Elektrizität aus Photovoltaikanlagen wurde anhand von Referenzanlagen und Leistungsklasse berechnet und in der Energieförderverordnung festgelegt. Diese Förderung wird für die Vergütungsdauer von 15 Jahren dem Anlagenbetreiber für den eingespeisten Strom garantiert. Ende 2019 wurde vom BFE mitgeteilt, dass die Photovoltaik-Warteliste für das EVS nicht mehr weiter abgebaut wird und hat den Projektanten empfohlen, die EIV in Anspruch zu nehmen⁵⁸.

58 BFE (2019): Förderung der erneuerbaren Stromproduktion: Wartezeiten für Photovoltaik-Anlagen deutlich verkürzt [Medienmitteilung]. [Link](#)

Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Die KEV adressiert direkt die Wirtschaftlichkeit, indem es konstante und kostendeckende Erträge garantiert ⁵⁹ . Die Rentabilität der Anlage ist damit sichergestellt.
Betroffene Anlagentypen	Es waren alle netzgebundenen Anlagentypen betroffen, da der produzierte und eingespeiste Strom gefördert wurde. Für neue Anlagen gibt es keine Einspeisevergütung mehr. Daher sind keine Anlagentypen mehr betroffen.
Förderkosten	Die ausbezahlten Fördermittel für Photovoltaik sind wie folgt: 198.3 Millionen (KEV) im Jahr 2020 ⁶⁰ 165.5 Millionen (KEV) im Jahr 2021 ²⁰ 126.7 Millionen (KEV) im Jahr 2022 ²⁰ 164.9 Millionen (KEV) im Jahr 2023 ²⁰
Wirkung	Die KEV wurde nach drei Jahren Laufzeit evaluiert ⁶¹ . Die Evaluatoren kamen zum Schluss, dass die KEV wirksam war und zum Bau neuer Anlagen führte und den Bau von Anlagen beschleunigte. Der Vollzug war zu Beginn zu komplex und führte vor allem im ersten Jahr zu hohen Vollzugskosten. Die Studie schätzte die Mitnahmeeffekte auf 26 bis 33 % der Gesuchstellenden. Dies wurde im Vergleich mit früheren Förderprogrammen für erneuerbare Energien als guter Wert eingestuft.

59 EFK (2023): Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen. [Link](#)

60 BFE (2024): Einspeisevergütung. Berichte (Liste aller KEV-Bezüger 2013-2023). [Link](#)

61 Interface, EBP und Université de Genève (2012): Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV). [Link](#)

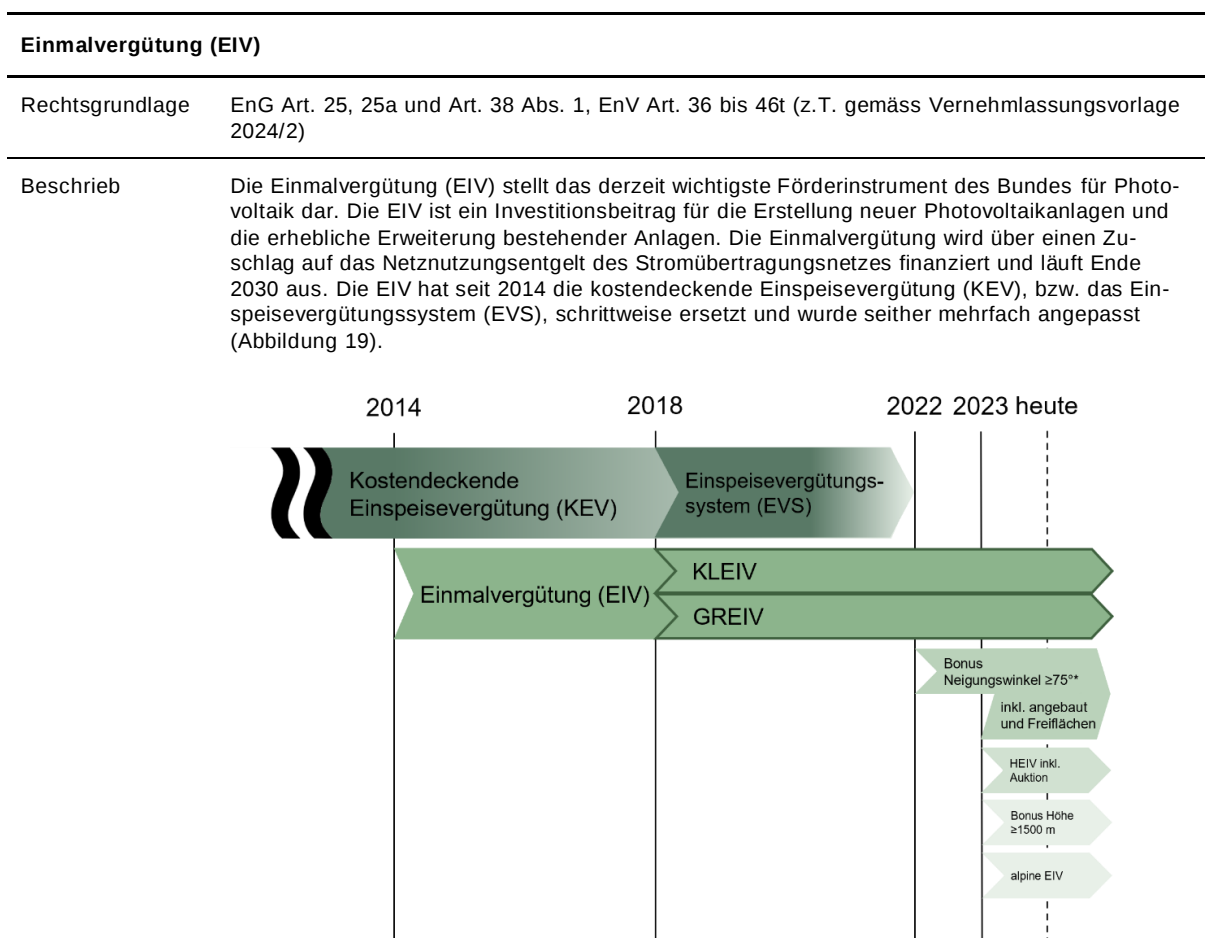


Abbildung 19 Finanzielle Fördermassnahmen des Bundes für Photovoltaikanlagen in der Schweiz nach Gültigkeit für Neuanmeldungen von Anlagen⁶²

Für die EIV von Photovoltaikanlagen gibt es verschiedene Programme:

- Einmalvergütung für kleine Anlagen («KLEIV») mit einer Leistung von 2 bis 100 kW
- Einmalvergütung für grosse Anlagen («GREIV») mit einer Leistung ab 100 kW
- Hohe Einmalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch («HEIV») mit einer Leistung bis 150 kW (ohne Auktion) oder ab 150 kW (mit Auktion)
- Einmalvergütung für grosse alpine Photovoltaikanlagen («Alpine EIV»)
- Supplementäre Förderungen: Bonus für Anlagen mit einem Neigungswinkel $\geq 75^\circ$, Bonus für freistehende Anlagen in Höhenlagen ≥ 1500 Meter

Die KLEIV und GREIV betragen maximal 30% der Investitionskosten von Referenzanlagen und sind leistungsabhängig (pro installiertem kW). Die Förderung der KLEIV darf erst nach der Inbetriebnahme beantragt werden und die Auszahlung erfolgt in Reihenfolge der vollständigen Anmeldung zur Förderung. Die GREIV kann vor oder nach der Inbetriebnahme beantragt werden. Üblicherweise wird sie vor der Inbetriebnahme beantragt.

Der Investitionsbeitrag der HEIV beträgt bis zu 60% der Kosten von Referenzanlagen, bei der alpinen EIV 60% der individuellen Kosten. Bei der HEIV für Anlagen über 150 kW werden die Beiträge mit Auktionen festgelegt. Ein Grundbeitrag, der unabhängig von der Anlagengrösse ist, wurde im April 2024 bei allen Einmalvergütungen abgeschafft. Die verschiedenen Boni (Neigungswinkel und Höhenbonus) können mit den Einmalvergütungen kumuliert werden, ausser bei der alpinen EIV.

Ab dem 1. April 2025 werden die Förderbeiträge angepasst. Der Beitrag der KLEIV bis 30 kW wird um 20 Fr./kW gesenkt, um den Bau von grösseren Anlagen zu fördern. Bei Leistungen ab 100 kW wird der Beitrag ebenfalls um 20 Fr./kW gesenkt. Der Neigungswinkelbonus wird stark

62 EBP (2024): Umsetzungskonzept Motion 19.4202 Nationalrat Eymann. Noch nicht veröffentlicht.

	erhöht, um Fassaden-PV-Anlagen zu fördern ⁶³ . Neu kann der Investitionsbeitrag beim Bau grosser PV-Anlagen auf dauerhaften Parkplatzarealen um einen Parkflächenbonus erhöht werden. Anlagen ab 100 kW erhalten einen Bonus zur GREIV (mit Eigenverbrauch, z.B. durch Ladestationen) oder HEIV (ohne Eigenverbrauch) oder ab 150 kW zur gleitenden Marktprämie (ohne Eigenverbrauch). Der Parkflächenbonus zur EIV beträgt 250 Fr./kW und bei der gleitenden Marktprämie wird ein Bonus von 1 Rp./kWh gewährt. Der Eigenverbrauch kann durch Ladestationen für Elektromobilität erhöht werden und somit die Wirtschaftlichkeit dieses Anlagentyps zusätzlich fördern.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Die EIV adressiert die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik, indem sie die selbst zu tragenden Investitionskosten senkt.
Betroffene Anlagentypen	— im Grundsatz alle Anlagen ab 2 kW — besondere zusätzliche Förderungen für Anlagen ohne Eigenverbrauch, alpine Anlagen (Jahresproduktion ≥ 10 GWh, Winterproduktion ≥ 500 kWh/kW), Fassadenanlagen (Neigungswinkelbonus) und Parkplatzanlagen
Förderkosten	136.4 Millionen Fr. im Jahr 2018 260.7 Millionen Fr. im Jahr 2019 268.6 Millionen Fr. im Jahr 2020 211.0 Millionen Fr. im Jahr 2021 250.9 Millionen Fr. im Jahr 2022 ⁶⁴ 495.5 Millionen Fr. im Jahr 2023 ⁶⁵
Wirkung	In einer Evaluation im Jahr 2020 wurde das Konzept, der Vollzug und die Wirkungen der Einmalvergütung für den Zeitraum 2014 bis 2017 beurteilt⁶⁶. Trotz des Rückgangs der Förderhöhe im betrachteten Zeitraum stieg die Anzahl der Gesuche leicht. Daher wurde die Förderhöhe als angemessen bewertet. Bei kleinen sowie grossen Anlagen wurde ermittelt, dass der Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit stärker verbessert als die Förderung der Einmalvergütung. Im Jahr 2021 wurde das System der Einmalvergütungen 2018 bis 2020 evaluiert⁶⁷. Sie zeigte, dass die Einmalvergütung die Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen verbessert hat. Bei den geförderten Anlagen hat die Möglichkeit zum Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit stärker verbessert als die Einmalvergütung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Eigenverbrauchsquoten der geförderten Anlagen durchschnittlich hoch waren. Die Mitnahmeeffekte wurden auf rund 50% geschätzt. Im Vergleich zu anderen energiepolitischen Massnahmen liegen sie damit eher hoch. Zudem lagen sie leicht höher als für den Zeitraum von 2014 bis 2017.

Kantonale und kommunale Investitionsbeiträge

Rechtsgrundlage	Kantonale und kommunale Rechtsgrundlagen, Harmonisiertes Fördermodell der Kantone (HFM 2015) und CO ₂ -Gesetz Art. 34
Beschrieb	Einzelne Kantone und Gemeinden fördern die Photovoltaik mit zusätzlichen Investitionsbeiträgen. Im Jahr 2023 haben sieben Kantone und 152 Gemeinden Photovoltaik-Anlagen gefördert ⁶⁸ . Die

63 UVEK (2024): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieförderungsverordnung. Erläuternder Bericht [Link](#)

64 Pronovo (2023): Jahresbericht 2022. [Link](#)

65 Pronovo (2024): Neuer Rekord bei der Förderung der Photovoltaik in der Schweiz: 2023 hat Pronovo 47'200 Fördergesuche abgewickelt [Medienmitteilung]. [Link](#)

66 INFRAS & Energie Zukunft Schweiz (2020): Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen und der Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017. [Link](#)

67 EBP & Planair (2021): Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2020. [Link](#)

68 EFK (2023): Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen. [Link](#)

	Höhe der kantonalen und kommunalen Förderbeiträge werden oft als Anteil der EIV des Bundes festgelegt (im Durchschnitt ca. 50 %). Alternativ werden ein Grundbeitrag (im Durchschnitt ca. 2300 Franken) mit einem Leistungsbeitrag (im Durchschnitt ca. 300 Fr./kW) bezahlt. Da diese Förderungen oft über eine Obergrenze verfügen, haben kleinere Anlagen gegenüber grösseren Anlagen einen Vorteil. Eine weitere indirekte Förderung von Photovoltaik-Anlagen erfolgt über die kantonale Förderung im Rahmen des Gebäudeprogramms (Art. 34 CO₂-Gesetz). Der Basis-Massnahmenkatalog der Kantone findet sich im harmonisierten Fördermodell der Kantone (HFM 2015)⁶⁹. Während die Photovoltaik in der Vorgängerversion (HFM 2009) noch ein Fördergegenstand war, ist er es seit 2015 nicht mehr. Die Massnahmen M-16 und M-17 umfassen jedoch die Förderung von Neubauten und Ersatzneubauten nach Minergie-P(-A) resp. GEAk A/A. Zur Erreichung der Anforderungen bedarf es einer Eigenstromproduktion. Damit ist die Förderung solcher Neubauten indirekt auch eine Förderung der Photovoltaik.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Durch die zusätzliche Einmalinvestition werden die selbst zu tragenden Kosten für die Investoren reduziert.
Betroffene Anlagentypen	PV-Anlagen in Kantonen und Gemeinden mit zusätzlichen Förderbeiträgen
Förderkosten	— Der Umfang der direkten Photovoltaik-Förderung von Kantonen und Gemeinden ist nicht bekannt. — Förderung energetisch vorbildlicher Neubauten: Im Jahr 2023 förderten 21 von 26 Kantonen energetisch vorbildliche Neubauten (Massnahmen M-16 und/oder M-17 des HFM 2015) im Umfang von knapp 27 Mio. Fr.⁷⁰
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen dieser Anreize bekannt. Die EFK weist in ihrem Bericht darauf hin, dass der Vollzug der EIV auf Bundesebene derzeit nicht mit den Förderungen der Kantone und Gemeinden koordiniert wird. Gemäss Art. 8 des Subventionsgesetzes sind diese Tätigkeiten jedoch zu koordinieren und mehrfacher Verwaltungsaufwand zu vermeiden.

Gleitende Marktprämie

Rechtsgrundlage	EnG Art 29a-e (ab 1.1.2025), EnFV Art. 8, Art. 30a-30a ^{novies} , Art. 30c-30c ^{septies} , Art. 31 Abs. 1 (ab 1.1.2025)
Beschrieb	Die gleitende Marktprämie stellt eine konstante Vergütung für den Anlagebetreiber über die Vergütungsdauer von 20 Jahren sicher. Die Höhe der Unterstützung hängt von der Marktpreisentwicklung ab und ist somit im Gegensatz zu Einmalvergütungen erst im Nachhinein sichtbar. Im Gegenzug sorgt die gleitende Marktprämie für eine ungefähr konstante Rendite, während bei Investitionsbeiträgen die effektive Rendite erst im Nachhinein ersichtlich ist. Wenn der Referenzmarktpreis unter dem Vergütungssatz liegt, wird dem Marktprämienberechtigten vierteljährlich die Differenz aus dem Netzzuschlagfonds erstattet. Umgekehrt zahlt der Anlagenbetreiber die Differenz in den Netzzuschlagfonds ein, wenn der Referenzmarktpreis über dem Vergütungssatz liegt. Um Anreize für die Stromproduktion im Winter zu schaffen, dürfen die Anlagenbetreiber in den Monaten Dezember bis März 10% der übersteigenden Beträge behalten. Die gleitende Marktprämie steht Anlagen ab 150 kW zur Verfügung. Betreiber können wählen, ob sie am System der gleitenden Marktprämie teilnehmen möchten oder einen Investitionsbeitrag (EIV) in Anspruch nehmen möchten. Ein Austritt ist nicht möglich. Damit wird verhindert, dass Betreiber z.B. zu Hochpreiszzeiten zum eigenen Vorteil aus dem System aussteigen. Ähnlich wie bei der HEIV werden die Vergütungssätze durch Auktionen bestimmt. Zugelassen zur Auktion sind nur Anlagen ohne Eigenverbrauch. Analog zur Einmalvergütung gibt es eine zusätzliche Vergütung für Fassadenanlagen (Neigungswinkelbonus), PV-Anlagen über 1500

69 BFE und EnFK (2016): Harmonisiertes Fördermodell der Kantone (HFM 2015). Schlussbericht. Revidierte Fassung vom September 2016

70 Gebäudeprogramm (2024): Tabellensammlung zum Gebäudeprogramm, Berichtsjahr 2023. Ergänzend zum Jahresbericht auf der Website publiziert

	m.ü.M. (Höhenbonus) sowie auf Parkplätzen (Parkplatzbonus). Die Höhe des Bonus wird über typische Referenzanlagen aus den Boni der EIV berechnet, damit die Förderung in beiden Förderinstrumenten gleich hoch ist. Durch das Prinzip der Direktvermarktung des selbst produzierten Stroms entstehen Vermarktungskosten, welche anders als beim Einspeisevergütungssystem nicht mehr separat entschädigt werden.⁷¹
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Die gleitende Marktprämie sichert eine konstante Vergütung über 20 Jahre zur Verfügung und garantiert damit eine gewisse Rendite.
Betroffene Anlagentypen	Anlagen ohne Eigenverbrauch mit einer Leistung ab 150 kW, die keine Eimalvergütung in Anspruch nehmen.
Förderkosten	Das Instrument beginnt erst im Jahr 2025.
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen bekannt.

Steuereinsparungen

Rechtsgrundlage	Steuerrecht Bund und Kantone, insbesondere: — Bundesgesetz über die direkte Bundessteuer DBG: Art 16, Art 21 Abs 1 lit. B, Art 32 Abs 2 — Bundesgesetz über die Harmonisierung der direkten Steuern der Kantone und Gemeinden StHG: Art. 9 Abs. 3 — Liegenschaftskostenverordnung des Bundes (SR 642.116), Art. 1 Abs. 1 Satz 2 — Verordnung über die Massnahmen zur rationellen Energieverwendung und zur Nutzung erneuerbarer Energien (SR 642.116.1): Art. 1 — Kantonale Steuergesetze
Beschrieb	Bau und Betrieb einer PV-Anlage wirken sich auf viele verschiedene Steuern aus, welche entweder verringert oder erhöht werden können. Dies ist je nach Steuersituation (natürliche vs. juristische Personen), Wohnort, Einkommenssituation, Art des Gebäudes (Neubau vs. bestehende Bauten) sowie Grösse, Art und Eigenverbrauch der PV-Anlage sehr unterschiedlich.⁷² Die wichtigsten steuerlichen Auswirkungen von PV-Anlagen auf bestehenden Bauten auf Privatpersonen sind:⁷³ — Abzug der Investitionskosten vom steuerbaren Einkommen — Erhöhtes Einkommen durch den Erlös der Rückspeisung des produzierten Solarstroms ins Netz, je nach Kanton nach unterschiedlichen Prinzipien — Abzug des Betriebsaufwands für die PV-Anlage vom steuerbaren Einkommen — Erhöhung des Wertes der Liegenschaft durch die PV-Anlage. Dadurch muss entweder die amtliche Gebäudewertschätzung angepasst oder sonst die PV-Anlage als sonstiges Vermögen ausgewiesen werden. — Aufgebaute PV-Anlagen werden nur in wenigen Kantonen, gebäudeintegrierte PV-Anlagen hingegen immer als Teil der Immobilie von der Liegenschaftssteuer erfasst Über die gesamte Lebensdauer einer PV-Anlage führt der Bau und Betrieb von PV-Anlagen zu Steuereinsparungen für Privatpersonen. Die Einsparungen sind im Jahr der Investition am höchsten, variieren insgesamt aber auch sehr stark je nach Ausgangslage⁷². Im Dezember 2024 beschloss das Parlament, den Eigenmietwert abzuschaffen. Auf der Gegenseite können auch die Abzüge für Energiesparmassnahmen nicht mehr geltend gemacht werden. Dazu gehört auch die Investition in eine Photovoltaik-Anlage. Derzeit läuft noch die Referendumsfrist.

71 UVEK (2024): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieförderungsverordnung. Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage. [Link](#)

72 Lüthi, H., & Russi, K. (2023). Besteuerung von Solarstrom-Anlagen. Bern: Energieschweiz.

73 Swissolar. (2022). Merkblatt Photovoltaik Nr. 9: Kantonale und eidgenössische Steuerpraxis. Zürich: Swissolar.

Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Steuereinsparungen für Privatpersonen verbessern die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen. ⁷²
Betroffene Anlagentypen	Alle PV-Anlagen haben eine Auswirkung auf die Steuern.
Förderkosten	— Der Umfang der Steuereinsparungen von PV-Anlagen in der Schweiz ist nicht bekannt. — Die Steuereinsparungen für eine Privatperson mit einer 7 kW_p-PV-Anlage (Investitionskosten: 20'000 Fr.) können je nach Einkommenssituation und Wohnort zwischen 400 und 8'000 Fr. ausmachen, was bis zu 41% der Investitionskosten der Anlage ausmachen kann⁷².
Wirkung	In der Fachpublikation⁷² PV-Besteuerung, kommen die Autoren zum Schluss, dass die Steuererleichterungen für Privatpersonen nur einen begrenzten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer 7 kW_p-Anlage hätten. Die Wirtschaftlichkeit sei von anderen Faktoren abhängig und die Steuereinsparungen würden nur in einigen, wenigen Fällen die PV-Anlage rentabel machen würden. Die Auswertungen im Rahmen der vorliegenden Studie (siehe Kapitel 7.1) zeigen ein etwas anderes Bild. Nach dem Faktor Eigenverbrauch sind die Steuereinsparungen der zweitwichtigste Faktor der Rentabilität von kleinen Dachanlagen. In der ursprünglichen Fachpublikation von 2020⁷⁴ wird der Abzug der Investitionen vom steuerbaren Einkommen kritisiert, weil dadurch bei gleicher Leistung einkommensschwache Personen weniger profitieren als einkommensstarke Personen. Es wird trotzdem dazu geraten, den Anreiz nicht aufzugeben, ohne dass die Wirtschaftlichkeit anderweitig gewährleistet wird. Zudem kritisieren sie die Unterscheidung zwischen Neubauten und bestehenden Bauten sowie zwischen aufgebauten und integrierten PV-Anlagen.

6.3 Sonstige Massnahmen

Vereinfachung der Verfahren	
Rechtsgrundlage	RPG Art. 18a, RPG ab 2025: Art. 18a, 24 ^{bis} , 24 ^{ter} , StromVG ab 2025: Art. 9a
Beschrieb	Mit der Annahme des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien in der Abstimmung vom Juni 2024 wurde das Raumplanungsgesetz in Bezug auf die Verfahren für Solaranlagen angepasst. Die Änderungen sollen frühestens Mitte 2025 in Kraft treten. Das Raumplanungsgesetz gibt bereits heute vor, dass «genügend angepasste» Dachanlagen in Bau- und in Landwirtschaftszonen keiner Baubewilligung bedürfen, sondern nur gemeldet werden müssen (Art. 18a RPG). Ausser bei Kultur- und Naturdenkmälern von kantonaler und nationaler Bedeutung gehen die Interessen der Energieproduktion den ästhetischen Anliegen grundsätzlich vor. Die Kantone können innerhalb eines vordefinierten Rahmens diese Regelungen etwas erleichtern oder verschärfen (Abs. 2). Damit gilt für die meisten Dachanlagen lediglich eine Meldepflicht. Dieses vereinfachte Verfahren gilt nur für Dachanlagen, nicht jedoch für andere Arten von Anlagen. Mit der Gesetzesanpassung gilt nun auch für genügend angepasste Fassadenanlagen nur die Meldepflicht (Art. 18a Abs 1, rev. RPG). Derzeit wird die Raumplanungsverordnung revidiert. Darin wird definiert, unter welchen Voraussetzungen Fassadenanlagen als «genügend angepasst» gelten. Anlagen dürfen in der Schweiz nur bewilligt werden, wenn sie dem Zweck der Nutzungszone entsprechend (Art. 22 RPG). Mit der Gesetzesanpassung sind in Bauzonen Solaranlagen über und am Rande von Parkplatzarealen mit 15 oder mehr Parkplätzen explizit grundsätzlich zonenkonform (Art. 18a Abs 2^{bis} rev. RPG). Ausnahmen zur grundsätzlichen Pflicht zur Zonenkonformität können bewilligt werden, wenn der Zweck der Anlage einen Standort ausserhalb der Bauzone erfordert (Standortgebundenheit, Art. 24 RPG). Mit der Gesetzesanpassung wird diese Standortgebundenheit je nach Anlagentyp präzisiert:

74 Lüthi, H., Russi, K., & Ikonik, A. (2020). Besteuerung von Solarstrom-Anlagen. Bern: Energieschweiz

	— Agri PV: Solaranlagen auf landwirtschaftlichen Nutzflächen gelten als standortgebunden, wenn sie die landwirtschaftlichen Interessen nicht beeinträchtigen und Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion bewirken oder landwirtschaftlichen Versuchs- und Forschungszwecken dienen (Art. 24^{ter} Abs. 2, rev. RPG). — Freiflächen: Freistehende Anlagen nicht von nationalem Interesse ausserhalb der Bauzone und landwirtschaftlichen Nutzfläche gelten als standortgebunden, wenn sie in wenig empfindlichen Gebieten gebaut werden und der Aufwand für die Erschliessung und den Anschluss ans Stromnetz verhältnismässig ist (Art. 24^{ter} Abs. 1, rev. RPG). — Grosse Anlagen mit hoher Winterproduktion: Zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter sollen bis 2040 u.a. grosse Solaranlagen gebaut werden. Für freistehende Anlagen von nationalem Interesse (Winterstromproduktion von mindestens 5 GWh pro Jahr) gilt, dass ihr Bedarf ausgewiesen ist, sie standortgebunden sind und ihr Interesse anderen nationalen Interessen grundsätzlich vorgeht. (Art. 9a, rev. StromVG).
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Die diversen Anpassungen (vereinfachte Meldeverfahren für Fassadenanlagen, Definition der Zonenkonformität für Parkplatzanlagen und Standortgebundenheit von Freiflächenanlagen) sollen vorhandene Unsicherheiten aus dem Weg räumen sowie die Verfahren beschleunigen und vergünstigen. Es adressiert damit die Hemmnisse im Bereich der Bewilligungsverfahren.
Betroffene Anlagentypen	— Meldepflicht: Fassadenanlagen — Festlegung Zonenkonformität: Parkplatzanlagen — Präzisierung Standortgebundenheit: Freistehende Solaranlagen ausserhalb der Bauzone
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen dieser Vorgabe bekannt.

Information und Beratung

Rechtsgrundlage	EnG Art. 47, diverse kantonale Gesetze
Beschrieb	Der Bund und die Kantone informieren und beraten über eine wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieversorgung sowie über Effizienz und erneuerbare Energien. Der Bund ist hauptsächlich für die Information zuständig, die Kantone für die Beratung. Zudem können sie gemeinsam mit Privaten Informations- und Beratungsstellen schaffen und private Organisationen unterstützen. Das Programm EnergieSchweiz des Bundesamtes für Energie stellt Information und Beratung für die breite Öffentlichkeit und ausgewählte Zielgruppen zur Verfügung⁷⁵. Ziel ist es, dass erneuerbare Energien und Energieeffizienz mit freiwilligen Massnahmen gefördert werden. Viele Kantone und Regionen unterstützen die Bevölkerung mit ergänzenden Infoblättern und Beratungsangeboten. Link Konkret im Bereich Photovoltaik gibt es zahlreiche Angebote seitens Bund, darunter die Plattformen sonnendach.ch und sonnenfassade.ch mit detaillierten Potenzialinformation, einen Solarrechner, das Angebot eines Solar-Offerten-Checks, zahlreiche Faktenblätter zu einzelnen Themen, etc.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Information und Beratung führen dazu, dass die Zielgruppen über die Möglichkeiten zur Stromproduktion aus Photovoltaik, das geeignete Vorgehen und die bestehenden Fördermöglichkeiten Bescheid wissen. Damit wird das Hemmnis des fehlenden Know-Hows der Zielgruppen adressiert.
Betroffene Anlagentypen	Alle Anlagentypen
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen dieser Vorgabe bekannt.

75 EnergieSchweiz (2024): Über EnergieSchweiz: Das Förderprogramm des Bundes im Bereich Energie. [Link](#)

Aus- und Weiterbildung	
Rechtsgrundlage	EnG Art. 48
Beschrieb	Gemäss Energiegesetz fördern Bund und Kantone die Aus- und Weiterbildung von Energiefachleuten. Dementsprechend unterstützt EnergieSchweiz allgemeine Bildungsangebote, sowie spezifische Lehrgänge und Kurse für Fachpersonen werden⁷⁶. Finanzhilfen werden auch für den Aufbau und Durchführung (neuer) Bildungsangebote gewährt. EnergieSchweiz unterstützt die Anbietenden der Bildungsangebote, aber spricht keine Stipendien für Teilnehmende. Im Bereich Solarenergie hat EnergieSchweiz konkret eine Strategie Solarbildung Schweiz 2024-2030 erarbeitet. Darin wird abgeschätzt, welcher Fachkräftebedarf auf die Schweiz für den Ausbau der Photovoltaik zukommt. Die Strategie zeigt auf, dass dazu auch viele Bildungsangebote nötig sind und definiert eine Vielzahl von Massnahmen der verschiedenen Akteure⁷⁷. Als wichtiger Schritt wurden im Bereich Photovoltaik in den letzten Jahren zwei neue Berufslehren aufgebaut, die im August 2024 gestartet sind: Solarinstallateur EFZ und Solarmonteur EBA⁷⁸. Die neuen Berufslehren sollten helfen, die Energiewende besser zu bewältigen und dem Fachkräftemangel entgegenzuwirken.
Mechanismus & Adressierung Hemmnisse	Die Aus- und Weiterbildung von Fachkräften soll den geplanten Ausbau rein personell ermöglichen und adressiert den Fachkräftemangel.
Betroffene Anlagentypen	Alle Anlagentypen
Wirkung	Es sind keine Studien zu Wirkung, Effizienz oder Nebenwirkungen dieser Vorgabe bekannt.

76 EnergieSchweiz (2024): Finanzielle Förderung von Bildungsangeboten im Energiebereich. [Link](#)

77 EnergieSchweiz: Neue Strategie Solarbildung Schweiz 2024-2030. [Link](#)

78 Swissolar (2024): Bildung. [Link](#)

7. Wirkung der Massnahmen

In diesem Kapitel werden die Wirkung und das Zusammenspiel der unterschiedlichen Massnahmen für jede Referenzanalyse analysiert. Als Grundlage wird eine Basis-Rendite in der Form eines internen Zinsfusses (internal rate of return IRR) berechnet. Dieser Basis-IRR wird ohne jegliche staatliche Massnahme berechnet, also ohne Eigenverbrauch, ohne Förderung, ohne Steuereinsparung und als Vergütung des abgenommenen Stroms nur 6 Rp./kWh (Abnahmevergütung nach Marktpreis von 5 Rp./kWh und 1 Rp./kWh für den Herkunftsnachweis des erneuerbaren Stroms).

Ermittlung Basis-IRR ohne jegliche staatliche Massnahmen

Um die individuelle Wirkung der einzelnen staatlichen Massnahmen herauszuschälen, wird zunächst die Veränderung dieses Basis-IRR durch eine einzelne Massnahme berechnet und dargestellt. Nachfolgend werden die Massnahmen zu Paketen kombiniert und ihre kumulierte Wirkung auf den IRR dargestellt. Neben den quantitativen Analysen wird ein Fazit zur Wirkung und eine Gesamtbeurteilung der Wirksamkeit und Effizienz ergänzt.

Darstellung der Wirkung der Massnahmen einzeln und in Kombination

Detailliert betrachtet werden folgende Massnahmen:

- Recht auf Eigenverbrauch
- Abnahme- und Vergütungspflicht (Abnahmevergütung zum Referenzmarktpreis bzw. Minimalvergütung) / Recht der Netzbetreiber zur Priorisierung erneuerbaren Stroms
- Nationale Einmalvergütung / gleitende Marktpremie
- Steuereinsparungen (nur bei den kleineren Anlagen, in die typischerweise Privatpersonen investieren)

Daneben gibt es weitere staatlichen Massnahmen, welche sich auf die Umsetzung der Referenzanlagen auswirken. Zu deren Wirkung können qualitativ folgende Aussagen gemacht werden:

Qualitative Aussagen zu anderen Wirkungen

- Die zusätzlichen Investitionsbeiträge von gewissen Kantonen und Gemeinden bewegen sich im Durchschnitt bei 50% der nationalen Einmalvergütung. Sie erhöhen die Wirkung der nationalen EIV auf die Rentabilität entsprechend um etwa die Hälfte.
- Im Fall von Neubauten sind die nationalen und kantonalen Vorschriften zum Bau von PV-Anlagen die wichtigsten politischen Massnahmen, die offensichtlich vor allem auf den Bau von Dachanlagen wirken.
- Das Recht zur Bildung von ZEV und LEG ermöglichen eine Erhöhung der Erträge der Stromproduktion (erhöhter Eigenverbrauch bei den ZEV, erhöhter Verkauf mit reduzierter Netznutzung bei den LEG). Wie unten gezeigt wird, ist ein hoher Eigenverbrauch entscheidend für die Rentabilität der Anlagen.
- Insbesondere bei alpinen Freiflächenanlagen spielen die Vereinfachungen der Bewilligungsverfahren im Rahmen des Solarexpress neben der finanziellen Förderung eine relevante Rolle für die Realisierung von Anlagen. Auch bei den übrigen Freiflächenanlagen sowie den Anlagen bei Parkplätzen wirken die Vereinfachungen im Verfahren fördernd.

7.1 Dächer

Dachanlagen bis 30 kW

Einzelwirkungen: Für Dachanlagen bis 30 kW wird eine Referenzanlage von 15 kW definiert. Ohne jegliche staatliche Massnahmen sind diese Anlagen unrentabel, wie die Übersicht in Abbildung 20 zeigt. Bei mittleren Investitionskosten liegt der IRR bei ca. -8%.

Dach 15 kW:
Basis-IRR -8%

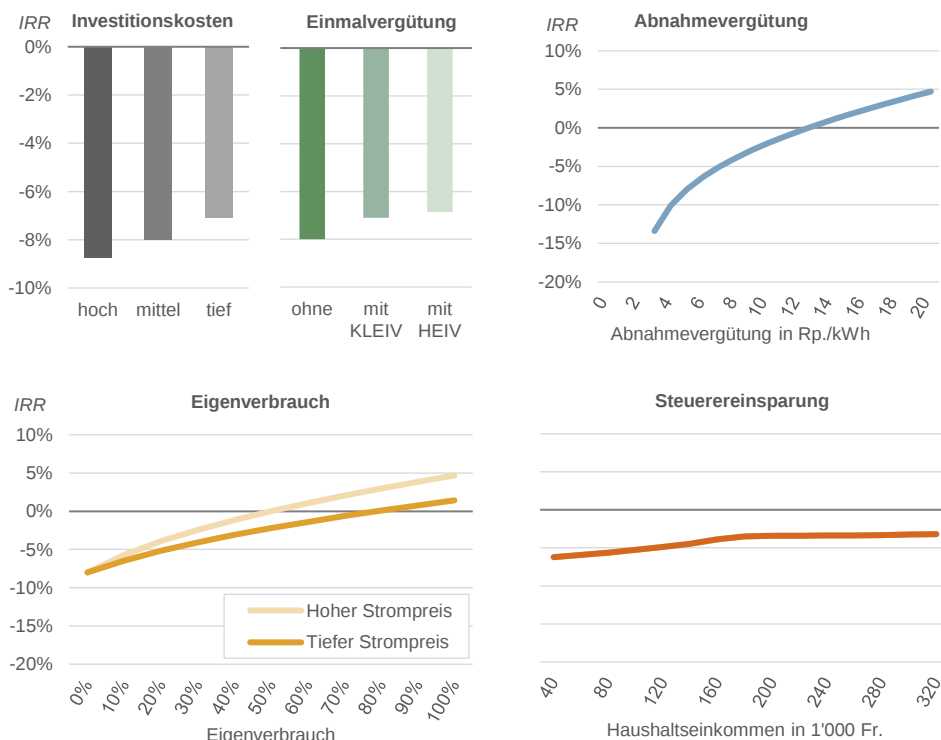


Abbildung 20: **15 kW Dachanlage:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Die kleine Einmalvergütung (KLEIV) erhöht den IRR auf ca. -7%. Anlagen ohne Eigenverbrauch haben Anspruch auf eine hohe Einmalvergütung (HEIV), die die Rentabilität jedoch nicht stark erhöht. Die Vergütung liegt beim Basis-IRR bei 6 Rp./kWh (Minimalvergütung von 5 Rp./kWh + 1 Rp./kWh für HKN). Ein IRR von 0% wird ab einer Abnahmevergütung von 13 Rp./kWh erreicht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Massnahme «Abnahmevergütung» eng an das bisher geltende Recht der Netzbetreiber zur Priorisierung erneuerbaren Stroms in der Grundversorgung gekoppelt ist, da dies sich in einer höheren Abnahmevergütung äussern kann. Ein solcher Fall ist in der hohen Kombination der Massnahmen bereits abgebildet. So führt eine um 3 Rp. höhere Vergütung von (9 statt 6 Rp./kWh inkl. HKN) zu einem Anstieg des IRR von 4.1%. Ein IRR von 0% wird je nach Strompreisen ab rund 50 und 80% Eigenverbrauch erreicht. Steuereinsparungen allein vermögen den IRR nicht auf 0% zu heben.

IRR von 0% bei 13 Rp./kWh Abnahmevergütung oder 50 bis 80% Eigenverbrauch

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen hebt den IRR relevant an von -8.0% auf +2.1% (siehe Abbildung 21). Die wichtigsten Beiträge zur Erhöhung liefern der Eigenverbrauch und die Steuereinsparung. Die Steuereinsparung ist insbesondere hoch, weil im Fall der 15 kW Dachanlage von einem selbstbewohnten Gebäude und Versteuerung nach Netto-Prinzip ausgegangen wird – somit müssen Erträge der Stromproduktion erst versteuert werden, wenn sie die gesamten Kosten für Strombezug übersteigen, was in keiner Kombination der Fall ist. Sollte die Steuereinsparung gemäss Parlamentsbeschluss bald wegfallen, liegt der IRR im mittleren Fall immer noch unter 0. In der tiefen Kombination liegt der IRR mit den Massnahmen bei -4.7%, bei der hohen Kombination bei 8.5%. In der hohen Kombination trägt neben Eigenverbrauch und Steuereinsparung die angenommene erhöhte Abnahmevergütung einen wichtigen Beitrag.

Mittlere Kombination bei 2%

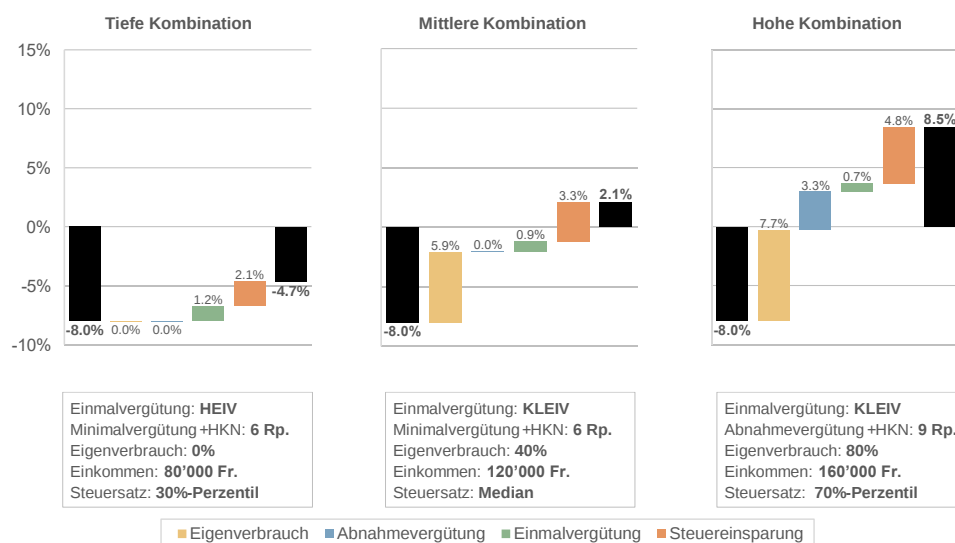


Abbildung 21: **15 kW Dachanlage:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Einzelne Massnahmen reichen meist für die Rentabilität der Anlage nicht aus. Auch im Zusammenspiel der Massnahmen ist eine Rentabilität nur im positiven Zusammenspiel der Ausgangslage und Massnahme gegeben, wie die tiefe Kombination zeigt (IRR von -4.7%). Die hohe Kombination zeigt jedoch auch, dass bei hohem Eigenverbrauch Fördermittel resp. Steuererleichterungen eingesetzt werden, um (unnötig) hohe Renditen zu erzielen (IRR 8.5%). Die wichtigsten Beiträge liefern der Eigenverbrauch, die Steuereinsparungen und eine höhere Abnahmevergütung. Mit dem vom Parlament geplanten Wegfall der Steuererleichterungen sinkt die Rentabilität relevant.

Eigenverbrauch und Steuereinsparungen führen zu hoher Rendite

Wirksamkeit: Bisher wurden bei Dächern bis 30 kW rund 7 % des langfristig nutzbaren Potenzials bereits ausgeschöpft (siehe Abbildung 22). Die sehr tiefe Basis-Rentabilität (-8%) sowie die relevante Erhöhung auf ca. 2% in der mittleren Kombination weisen auf eine hohe Wirksamkeit der ergriffenen

Hohe Wirksamkeit

Massnahmen hin. Die Bedeutung der direkten Förderung über die Einmalvergütung ist dabei jedoch gering.

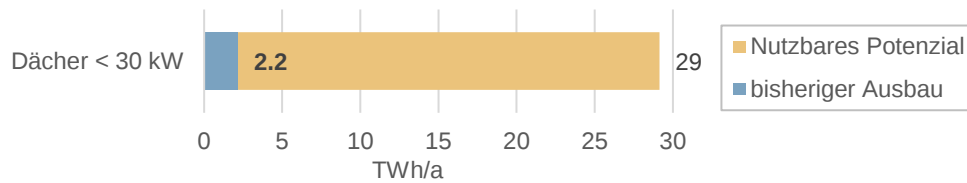


Abbildung 22: Bisherige Ausschöpfung des Potenzials von Dachanlagen < 30 kW

Effizienz: Die relativen Förderkosten bei der KLEIV sind höher als bei der GREIV. Es bestehen diverse Mitnahmeeffekte. Einerseits sind die geförderten Anlagen auf Neubauten wegen der Pflicht als Mitnahmeeffekt zu betrachten, zumindest der obligatorische Anteil der Anlagen. Andererseits ist die Rentabilität für viele EigentümerInnen von Einfamilienhäusern nicht das ausschlaggebende Kriterium, wie Befragungen in der Vergangenheit gezeigt haben⁷⁹. Schliesslich können mit hohem Eigenverbrauch (unnötig) hohe Renditen erzielt werden. So bestehen hier höhere Mitnahmeeffekte als bei grösseren Anlagen.

Höhere Mitnahmeeffekte

79 EBP & Planair (2022): Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2020.

Dachanlagen 30 bis 100 kW

Einzelwirkungen: Für Dachanlagen von 30 bis 100 kW wird eine Referenzanlage von 50 kW definiert. Ohne jegliche Massnahmen sind diese Anlagen unrentabel, wie die Übersicht in Abbildung 23 zeigt.

Dach 50 kW:
Basis-IRR -7%

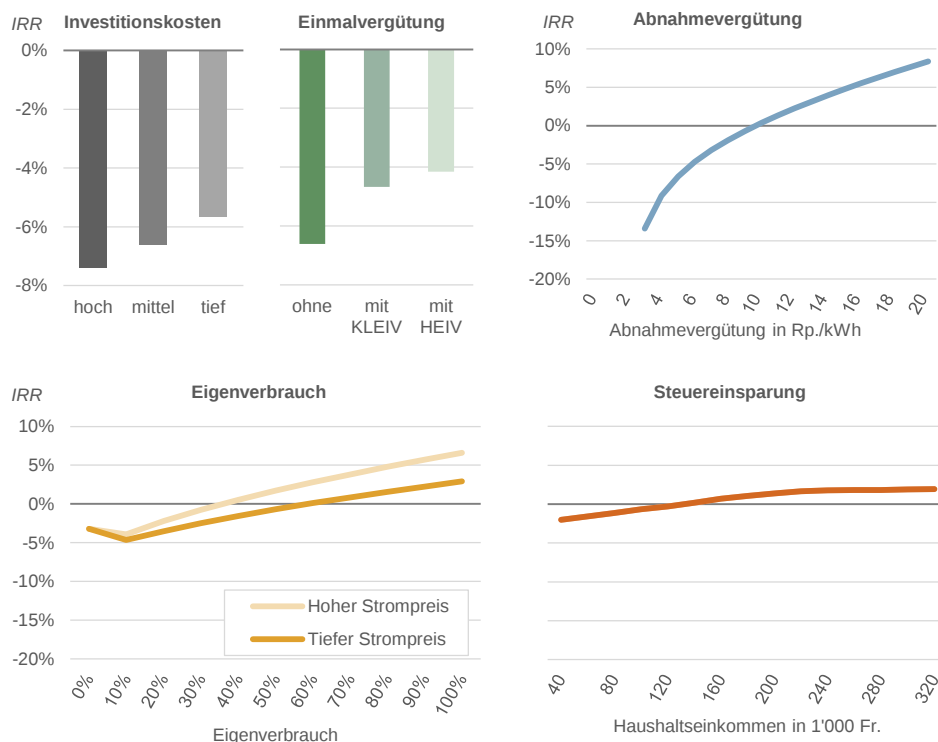


Abbildung 23: **50 kW Dachanlage:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Bei mittleren Investitionskosten liegt der Basis-IRR bei ca. -7%. Die Vergütung liegt dabei bei 6 Rp./kWh (Abnahmevergütung von 5 Rp./kWh + 1 Rp./kWh für HKN). Die Minimalvergütung 6.7 Rp./kWh bei Betrieb ohne Eigenverbrauch vermag den IRR auf ca. -4% zu heben (Bild oben rechts). Bei Eigenverbrauch greift die Minimalvergütung nicht mehr, es gilt die gewöhnliche Abnahmevergütung. Aus diesem Grund fällt in der Graphik unten links der IRR beim Sprung von 0 auf 10% Eigenverbrauch. Es wird angenommen, dass es sich um ein Mehrfamilienhaus handelt, bei dem der Eigenverbrauch durch den Weiterverkauf des Stroms an die Mietenden als Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) umgesetzt wird. Der gesamte Eigenverbrauch der Referenzanlage wird daher mit dem ZEV-Stromtarif versteuert. Die kleine Einmalvergütung erhöht den IRR auf etwa -5%. Ein IRR von 0% wird ab einer Abnahmevergütung von 10 Rp./kWh erreicht, alternativ 40% Eigenverbrauch und hohen Strompreisen oder Steuereinsparungen auf einem Haushaltseinkommen von ca. 120'000 Fr.

IRR von 0% bei 10 Rp./kWh Abnahmevergütung oder 40 bis 60% Eigenverbrauch

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen hebt den IRR relevant an von -6.6% auf 2.0% (siehe Abbildung 24). Die wichtigsten Beiträge zur Erhöhung liefern der Eigenverbrauch und die Steuereinsparung. Bei der tiefen Kombination profitiert die Referenzanlage von einer Minimalvergütung, da die Anlage ohne Eigenverbrauch betrieben wird, der IRR liegt daher bei 1.0%. In der hohen Kombination mit einem Eigenverbrauchsanteil von 80 % verringern sich die Steuereinsparungen, da das Einkommen durch die Eigenverbrauchsverrechnung steigt. In der hohen Kombination liegt der IRR bei 5.1%. In diesem Fall liefert der Eigenverbrauch den wichtigsten Beitrag, gefolgt von der erhöhten Abnahmevergütung.

Mittlere Kombination bei 2%

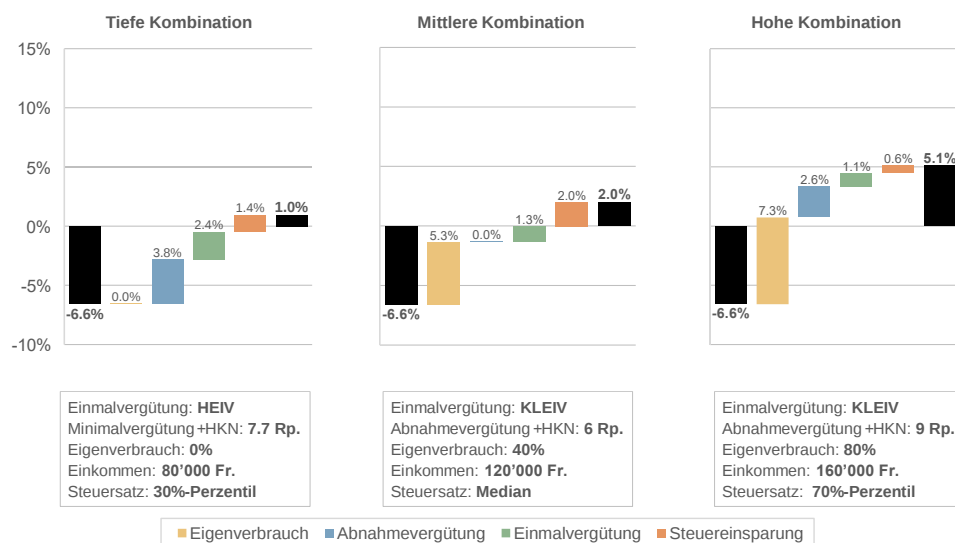


Abbildung 24: **50 kW Dachanlage:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Durch die tieferen spezifischen Kosten im Vergleich zur kleinen Dachanlage ist die Rentabilität der 50 kW Dachanlage im Basisfall etwas weniger unrentabel. Anders als bei der kleinen Anlage können auch einzelne Massnahmen für einen IRR > 0% ausreichen (z.B. mittlere Eigenverbräuche. Der Beitrag der Steuereinsparungen ist reduziert, da die höheren Einnahmen durch den Stromverkauf (ZEV) versteuert werden müssen. Dies zeigt sich insbesondere bei der hohen Kombination, die zu einem tieferen IRR führt als bei der kleinen Anlage (5%). Die Minimalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch zeigt sich bei der tiefen Kombination, die damit bereits einen IRR > 0% erreicht. Die wichtigsten Beiträge an die Rentabilität liefern der Eigenverbrauch, die Minimalvergütung und die (höhere) Abnahmevergütung. Der vom Parlament geplanten Wegfall der Steuererleichterungen senkt zwar die Rentabilität, jedoch nicht im gleichen Ausmass wie bei der kleinen Anlage.

Eigenverbrauch ist entscheidend für Rentabilität

Wirksamkeit: Bisher wurden bei Dachanlagen zwischen 30 und 100 kW rund 7 % des langfristig nutzbaren Potenzials ausgeschöpft (siehe Abbildung 25). Die sehr tiefe Basis-Rentabilität (-7%) sowie die relevante Erhöhung auf ca. 2% in der mittleren Kombination weisen auf eine hohe Wirksamkeit der

Hohe Wirksamkeit

ergriffenen Massnahmen hin. Dies insbesondere, weil der Anteil stärker renditeorientierter Anlagenbetreiber bei dieser Anlage beträchtlich ist. Die Bedeutung der direkten Förderung über die Einmalvergütung ist dabei untergeordnet.

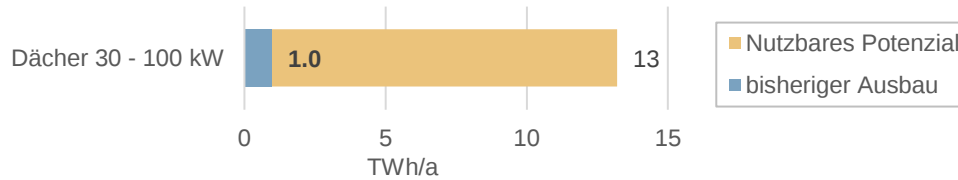


Abbildung 25: Bisherige Ausschöpfung des Potenzials von Dachanlagen 30 - 100 kW

Effizienz: Die relativen Förderkosten bei der KLEIV sind höher als bei der GREIV. Die geförderten Anlagen auf Neubauten sind zudem wegen der Pflicht als Mitnahmeeffekt zu betrachten, zumindest der obligatorische Anteil der Anlagen. Andererseits führt die Kombination der Massnahmen je nach Ausgangslage zu einer viel kleineren Bandbreite des IRR von 1 bis 5%. Es werden also seltener als bei der kleinen Anlage Mittel bereitgestellt für sehr hohe Renditen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Anteil stärker renditeorientierter Anlagenbetreiber bei diesem Anlagentyp zunimmt.

Weniger «Überförderung»

Dachanlagen 100 bis 500 kW

Einzelwirkungen: Für Dachanlagen bis von 100 bis 500 kW wird eine Referenzanlage von 250 kW definiert. Ohne jegliche Massnahmen liegt der IRR bei mittleren Investitionskosten bei ca. -2% (siehe Abbildung 26).

Dach 250 kW:
Basis-IRR -2%

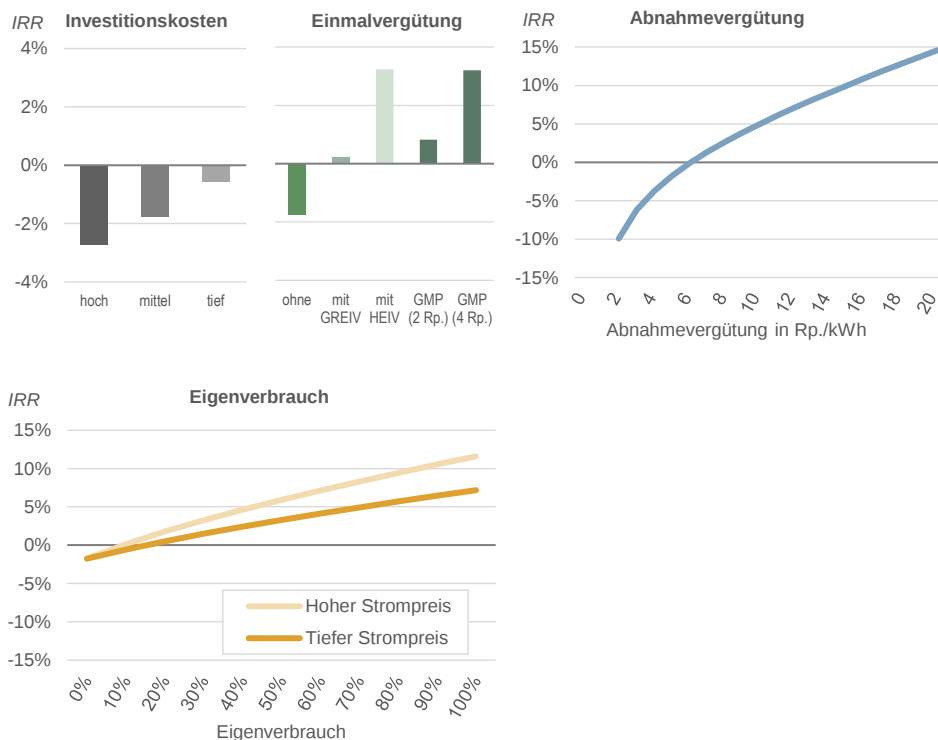


Abbildung 26: **250 kW Dachanlage:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Die grosse Einmalvergütung (GREIV) erhöht den IRR knapp in den positiven Bereich. Eine 250 kW Anlage ohne Eigenverbrauch kann die HEIV beanspruchen, die die Rentabilität auf gut 3% erhöht. Wenn die Anlage statt dessen mit einer gleitenden Marktpremie von 2 resp. 4 Rp./kWh gefördert wird, liegt der IRR bei knapp 1% resp. gut 3%. Die effektive Höhe der gleitenden Marktpremie wird künftig mittels Auktionen festgelegt. Ohne Fördermittel ist die Anlage bei einer Abnahmevergütung von ca. 6 Rp./kWh rentabel. Bei Anlagen bis 150 kW gilt eine Minimalvergütung, welche bei Betrieb ohne Eigenverbrauch höher ausfällt. Die Referenzanlage mit einer Leistung von 250 kW kann somit keine Minimalvergütung beanspruchen. Ohne Minimalvergütung kann die Abnahmevergütung tiefer ausfallen als die angenommenen 5 Rp./kWh, was zu tieferen IRR-Werten führt. Bereits bei einem geringen Eigenverbrauchsanteil von 10 bis 20% ist der IRR positiv.

IRR von 0% bei 6 Rp./kWh Abnahmevergütung oder 10 bis 20% Eigenverbrauch

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR relevant an von -1.8% auf 6.2% (siehe Abbildung 27). In allen drei Fällen wird der Betrieb der Referenzanlage rentabel. Der wichtigste Beitrag zur Erhöhung des IRR liefert der Eigenverbrauch. In der tiefen

Mittlere Kombination bei 6%

Kombination ist es die HEIV, die den Betrieb der Referenzanlage ohne zusätzliche Massnahmen bereits auf > 0% erhöht. Wenn ein Anteil des Stroms selbst verbraucht wird, ist der Anteil der Einmalvergütung weniger bedeutend für die Rentabilität. In der tiefen Kombination liegt der IRR mit den Massnahmen bei 3.2%, bei der hohen Kombination bei 11.7%. In diesem Fall liefert die erhöhte Abnahmevergütung einen wichtigen Beitrag für die hohe Rentabilität. Dabei ist zu bedenken, dass erhöhte Abnahmevergütungen von den Verteilnetzbetreibern teilweise nur für kleinere PV-Anlagen gewährt werden.

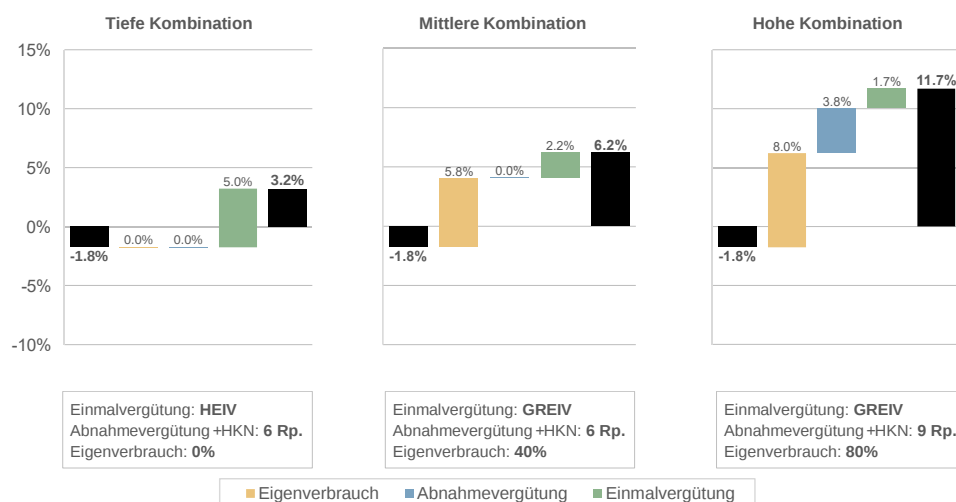


Abbildung 27: **250 kW Dachanlage:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Durch den nur knapp unwirtschaftlichen Basis-IRR reichen bereits einzelne Massnahmen für die Rentabilität der Massnahme aus. Im Zusammenspiel der Massnahmen ist die Rentabilität in allen Kombinationen gegeben. Die hohe Kombination zeigt, dass bei hohem Eigenverbrauch Fördermittel resp. allenfalls erhöhte Abnahmevergütungen eingesetzt werden, um (unnötig) hohe Renditen zu erzielen (IRR 11.7%). Die wichtigsten Beiträge liefern der Eigenverbrauch, die HEIV bei Anlagen ohne Eigenverbrauch und potenziell eine höhere Abnahmevergütung.

Massnahmen können zu hohen Renditen führen

Wirksamkeit: Bisher wurden bei den Dachanlagen über 100 kW⁸⁰ rund 22 % des langfristig nutzbaren Potenzials ausgeschöpft (siehe Abbildung 28) – bedeutend mehr als bei kleineren Anlagen. Aufgrund der tieferen relativen Kosten einer Anlage, liegt die Basis-Rentabilität mit -2% deutlich höher als bei den kleineren Anlagentypen. Für die in dieser Grössenklasse dominierenden renditeorientierten Anlagenbetreiberinnen ist die Basis-Rentabilität viel zu tief. Die Erhöhung auf einen IRR von ca. 3 bis 12% je nach Fall weist auf eine hohe Wirksamkeit der ergriffenen Massnahmen hin. Die Bedeutung der

Hohe Wirksamkeit

80 Eine Aufteilung in die Dachanlagen 100 – 500 kW ist nicht möglich, die Kategorie wird deshalb mit Anlagen > 500 kW zusammengefasst.

direkten Förderung über die Einmalvergütung variiert dabei von gering zu hoch.

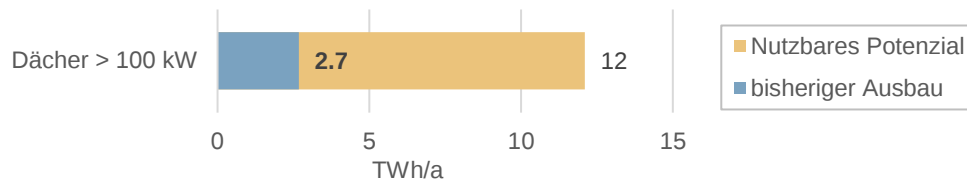


Abbildung 28: Bisherige Ausschöpfung des Potenzials von Dachanlagen > 100 kW (Aufteilung 100 – 500 kW nicht möglich)

Effizienz: Die relativen Förderkosten bei der GREIV sind tiefer als bei der KLEIV, diejenigen der HEIV liegen höher. Die geförderten Anlagen auf Neubauten sind wegen der Pflicht als Mitnahmeeffekt zu betrachten, zumindest der obligatorische Anteil der Anlagen. Die hohe Kombination zeigt zudem, dass bei hohem Eigenverbrauch die GREIV resp. allenfalls erhöhte Abnahmevergütungen eingesetzt werden, um (unnötig) hohe Renditen zu erzielen (IRR 8.5%). Bei den Anlagen ohne Eigenverbrauch zeigt sich, dass die HEIV für die Wirtschaftlichkeit entscheidend ist.

Überförderung
möglich

Dachanlagen über 500 kW

Einzelwirkungen: Für Dachanlagen über 500 kW wird eine Referenzanlage von 1.5 MW definiert. Ohne jegliche Massnahmen liegt der IRR bei mittleren Investitionskosten bei ca. -0.5% (siehe Abbildung 29).

Dach 1.5 MW:
Basis-IRR -0.5%

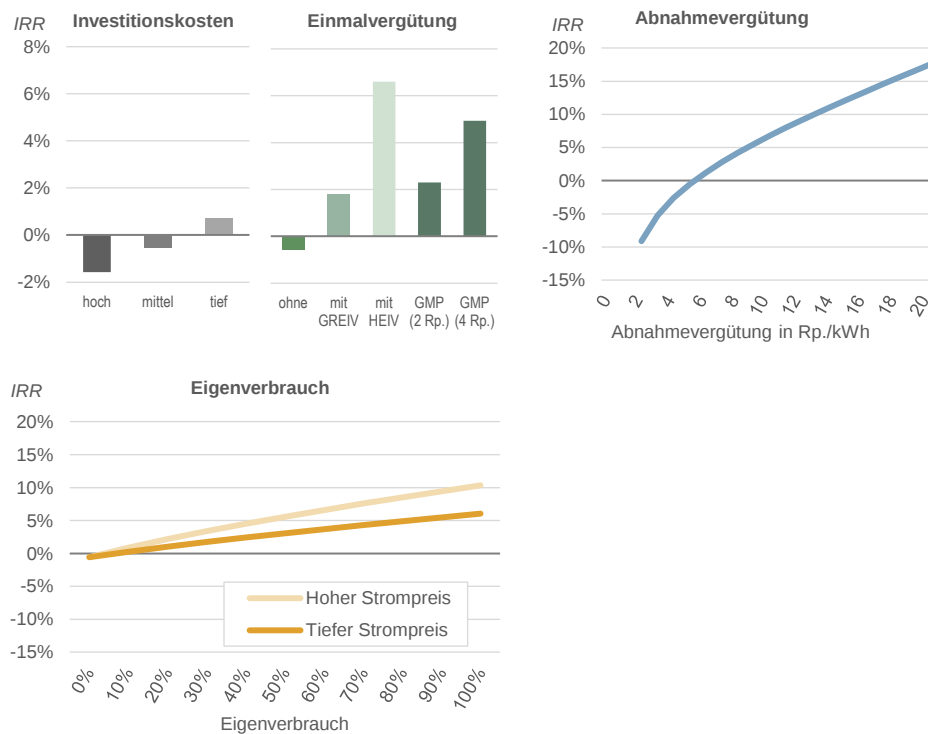


Abbildung 29: **1'500 kW Dachanlage:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Die grosse Einmalvergütung (GREIV) erhöht den IRR auf knapp 2%. Ohne Eigenverbrauch kann die HEIV beansprucht werden, die die Rentabilität auf über 6% erhöht. Wird die Anlage stattdessen mit der gleitenden Marktpremie gefördert, liegt der IRR zwischen ca. 2 und 5%. Ohne Fördermittel ist die Anlage bei einer Abnahmevergütung von ca. 6 Rp./kWh bei einem IRR über 0%. Die Referenzanlage kann keine Minimalvergütung in Anspruch nehmen, weswegen die Abnahmevergütung tiefer ausfallen kann als die angenommenen 5 Rp./kWh. Dies führt zu tieferen IRR-Werten als ausgewiesen. Bereits bei einem geringen Eigenverbrauchsanteil ist der IRR positiv.

IRR von 0% bei 6 Rp./kWh Abnahmevergütung oder 10% Eigenverbrauch

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR relevant von -0.6% auf 6.4% (siehe Abbildung 30). In allen drei Fällen liegt der IRR über 6%. In der tiefen Kombination ist die HEIV dafür ausschlaggebend, bei den anderen zwei Kombinationen stammt der wichtigste Beitrag vom Eigenverbrauch. Bei der hohen Kombination führen der hohe Eigenverbrauch, die erhöhte Abnahmevergütung sowie die GREIV zu einer sehr hohen Rentabilität (11.2%). In diesem Fall ist die Referenzanlage rentabler, aufgrund der höheren Abnahmevergütung und des hohen Eigenverbrauchsanteil. Dabei ist zu bedenken, dass erhöhte

Mittlere Kombination bei 6%

Abnahmevergütungen von den Verteilnetzbetreibern teilweise nur für kleinere PV-Anlagen gewährt werden.

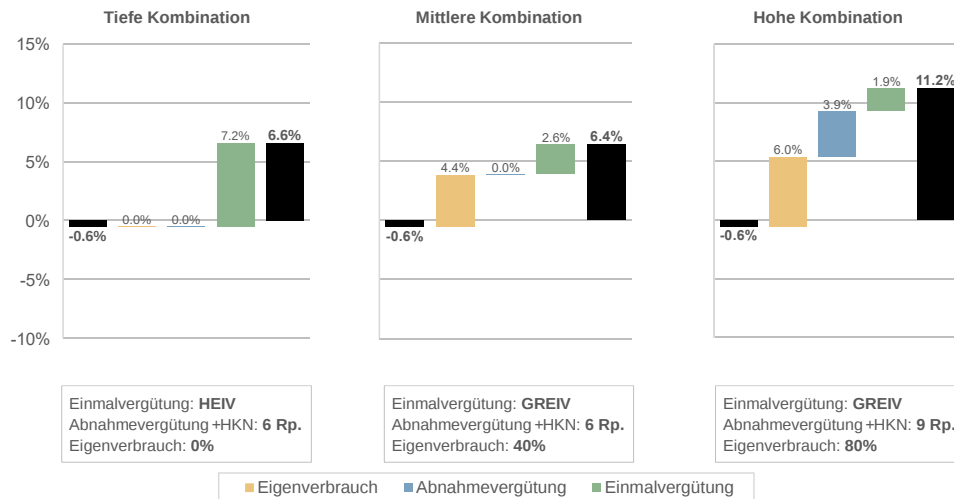


Abbildung 30: **1500 kW Dachanlage:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Durch den Basis-IRR knapp unter 0% reichen alle einzelnen Massnahmen für einen Wert über 0% aus. Im Zusammenspiel der Massnahmen liegt die Rentabilität in allen Kombinationen bei über 6% gegeben. Die hohe Kombination zeigt, dass bei hohem Eigenverbrauch Fördermittel resp. allenfalls erhöhte Abnahmevergütungen eingesetzt werden, um (unnötig) hohe Renditen zu erzielen (IRR 11.2%). Die wichtigsten Beiträge liefern der Eigenverbrauch, die HEIV bei Anlagen ohne Eigenverbrauch und potenziell eine höhere Abnahmevergütung.

Massnahmen können zu hohen Renditen führen

Wirksamkeit: Bisher wurden bei den Anlagen über 100 kW⁸¹ rund 22 % des langfristig nutzbaren Potenzials ausgeschöpft (siehe Abbildung 28) – bedeutend mehr als bei kleineren Anlagen. Aufgrund der tieferen relativen Kosten einer Anlage, liegt die Basis-Rentabilität mit -0.5% nochmals höher als bei den kleineren Anlagentypen. Für die in dieser Grössenklasse dominierenden renditeorientierten Anlagenbetreiberinnen ist die Basis-Rentabilität viel zu tief. Die Erhöhung auf einen IRR von ca. 7 bis 11% je nach Fall weist auf eine hohe Wirksamkeit der ergriffenen Massnahmen hin. Die Bedeutung der direkten Förderung über die Einmalvergütung variiert dabei von gering zu hoch.

Hohe Wirksamkeit

81 Eine Aufteilung in die Dachanlagen > 500 kW ist nicht möglich, die Kategorie wird deshalb mit Anlagen 100 - 500 kW zusammengefasst.

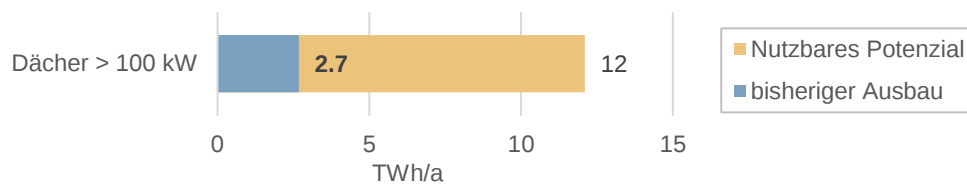


Abbildung 31: Bisherige Ausschöpfung des Potenzials von Dachanlagen > 100 kW (Aufteilung > 500 kW nicht möglich)

Effizienz: Die relativen Förderkosten bei der GREIV sind tiefer als bei der KLEIV, diejenigen der HEIV liegen höher. Die geförderten Anlagen auf Neubauten sind wegen der Pflicht als Mitnahmeeffekt zu betrachten, zumindest der obligatorische Anteil der Anlagen. Die hohe Kombination zeigt zudem, dass bei hohem Eigenverbrauch die GREIV resp. allenfalls erhöhte Abnahmevergütungen eingesetzt werden, um (unnötig) hohe Renditen zu erzielen (IRR 8.5%). Bei den Anlagen ohne Eigenverbrauch zeigt sich, dass die HEIV für die Wirtschaftlichkeit entscheidend ist.

Überförderung
möglich

7.2 Fassaden

Bei Fassadenanlagen ist eine Rendite nach der Barwertmethode in der Regel nicht gegeben, weshalb Fassadenanlagen nicht als reine Investitionsprojekte gebaut werden. Gründe sind die hohen Kosten sowie der hohe Neigungswinkel sowie häufige Beschattungen, die zudem den Jahresertrag pro Fläche deutlich senken⁸².

Fassadenanlagen bis 30 kW

Einzelwirkungen: Für Fassadenanlagen bis 30 kW wird eine Referenzanlage von 15 kW definiert. Ohne jegliche Massnahmen liegt der IRR bei mittleren Investitionskosten bei ca. -16% (siehe Abbildung 32).

Fassade 15 kW:
Basis-IRR -16%

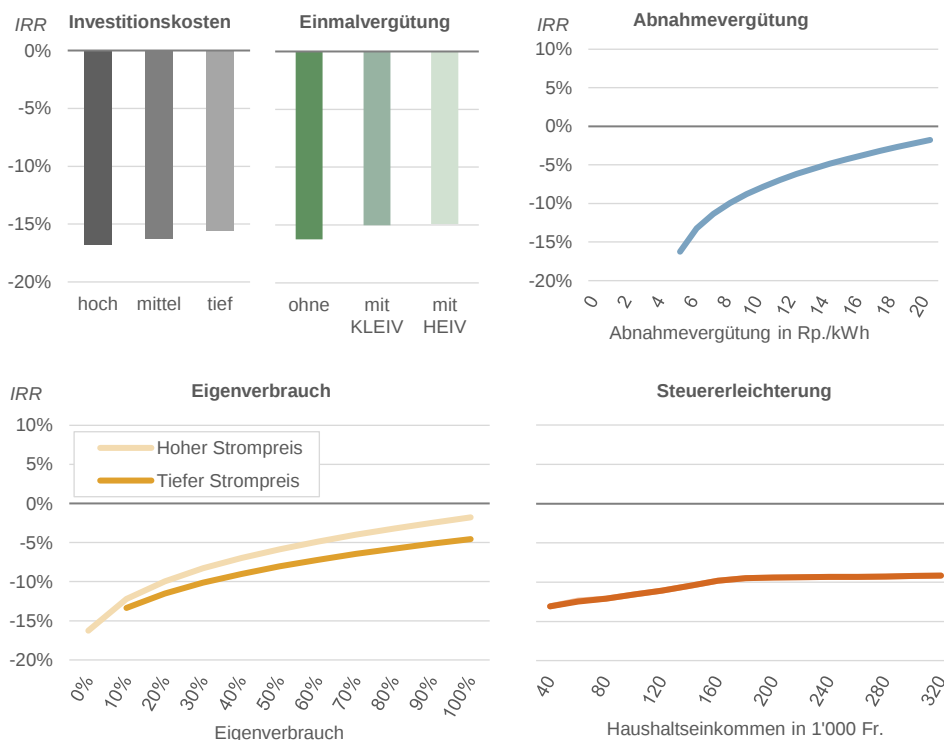


Abbildung 32: **15 kW Fassadenanlage:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Die kleine Einmalvergütung (KLEIV) inklusive Neigungswinkelbonus erhöht den IRR geringfügig. Anlagen ohne Eigenverbrauch haben Anspruch auf eine hohe Einmalvergütung (HEIV) inklusive Neigungswinkelbonus, die die Rentabilität jedoch nicht viel stärker erhöht. Die Vergütung liegt beim Basis-IRR bei 6 Rp./kWh (Minimalvergütung von 5 Rp./kWh + 1 Rp./kWh für HKN). Ein positiver IRR wird auch bei einer Abnahmevergütung von 20 Rp./kWh nicht erreicht. Selbst bei hohen Strompreisen und vollständigem Eigenverbrauch wird die 15 kW Fassadenanlage nicht rentabel. Steuererleichterungen allein vermögen den IRR nicht auf 0% zu heben.

Positiver IRR kann weder durch hohe Abnahmevergütung oder Eigenverbrauch erreicht werden

82 BFE (2021): Stromerzeugung im Winter dank Fotovoltaik. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 19.4157, Reynard, vom 25. September 2019

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR relevant an von -16.3% auf -3.3% (siehe Abbildung 33). Nur in der hohen Kombination kommt der IRR der Anlage auf über 0%. Der wichtigste Beitrag zur Erhöhung des IRR liefern der Eigenverbrauch und die Steuereinsparungen. Trotz des Neigungswinkelbonus führt die Einmalvergütung nur zu einer geringen Erhöhung der Rentabilität. Der Eigenverbrauch spielt in der mittleren und hohen Kombination eine wichtige Rolle. Die Steuererleichterung ist bei Fassadenanlagen höher als bei Dachanlagen. Dies liegt daran, dass die abzugsfähigen Investitionskosten deutlich höher sind, während die Versteuerung des Einkommens geringer ausfällt, da Fassadenanlagen aufgrund ihres geringeren Ertrags weniger Einnahmen generieren. In der tiefen Kombination liegt der IRR mit den Massnahmen bei -11%, bei der hohen Kombination bei 2.3%. Sollte die Steuereinsparung gemäss Parlamentsbeschluss bald wegfallen, sinkt der IRR auch im hohen Fall auf unter 0.

Mittlere Kombination bei -3%

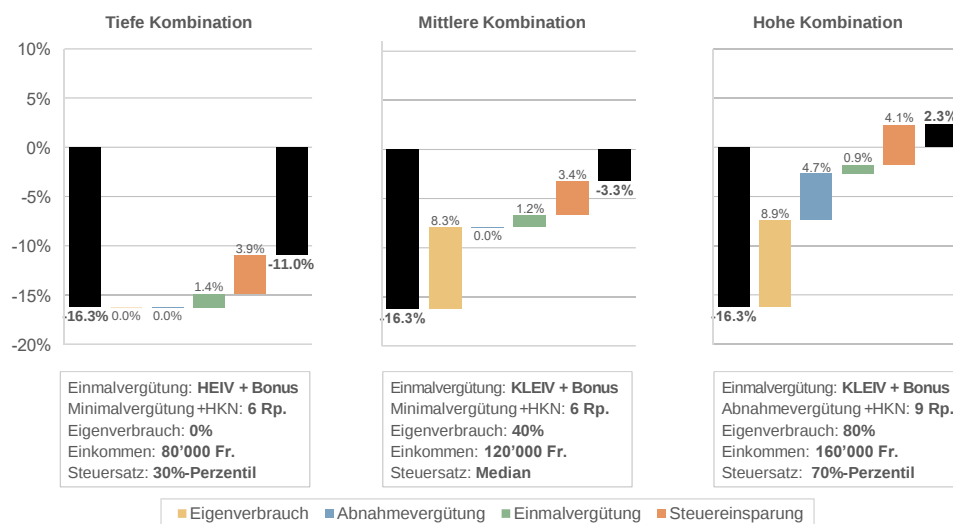


Abbildung 33: **15 kW Fassadenanlage:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Einzelne Massnahmen vermögen die Anlage nicht rentabel zu machen. Auch im Zusammenspiel der Massnahmen ist eine Rentabilität nur im positiven Zusammenspiel der Ausgangslage und aller Massnahmen gegeben. Die wichtigsten Beiträge liefern der Eigenverbrauch, die Steuereinsparungen und potenziell eine höhere Abnahmevergütung. Mit dem vom Parlament geplanten Wegfall der Steuererleichterungen sinkt die Rentabilität relevant.

Hohe Kombination der Massnahmen führt zu leicht positiven IRR

Wirksamkeit: Der bisherige Ausbau ist gemessen am langfristig nutzbaren Potenzial marginal. Angesichts der Ausbauzahlen und Rentabilitäten ist die Wirksamkeit als gering zu vermuten.

Wirksamkeit vermutlich gering

Effizienz unklar

Effizienz: Die relativen Förderkosten sind hoch (teure kleine Anlage, Neigungswinkelbonus). Trotz zahlreicher Massnahmen sind die Anlagen nicht rentabel und werden bisher selten gebaut. Das Ausmass der Mitnahmeeffekte ist ohne Befragungen kaum zu eruieren. Sie könnten hoch sein, da die unrentablen Anlagen auch wenn sie ohne Förderung noch unrentabler wären, sowieso gebaut würden. Oder umgekehrt könnte es sein, dass die wenigen gebauten Anlagen nur gebaut werden, weil sie durch die Förderung nicht ganz so unrentabel sind.

Fassadenanlagen 30 bis 100 kW

Einzelwirkungen: Für Fassadenanlagen von 30 bis 100 kW wird eine Referenzanlage von 50 kW definiert. Ohne jegliche Massnahmen sind diese Anlagen unrentabel, wie die Übersicht in Abbildung 34 zeigt. Bei mittleren Investitionskosten liegt der Basis-IRR bei ca. -17%. bei 6 Rp./kWh (Abnahmevergütung von 5 Rp./kWh + 1 Rp./kWh für HKN).

Fassade 50 kW:
Basis-IRR -17%

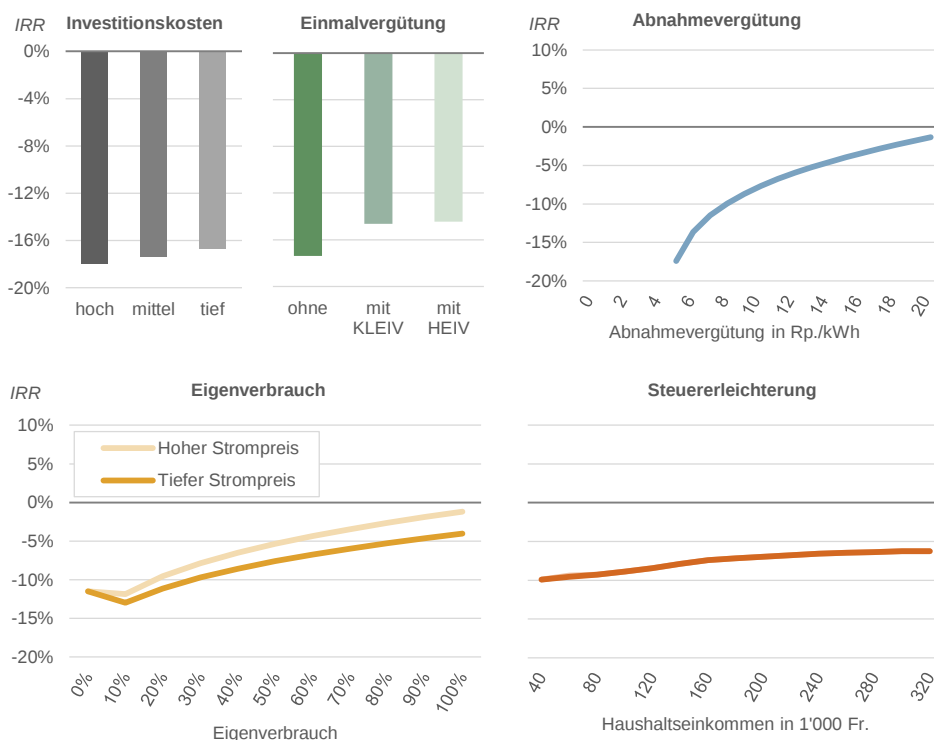


Abbildung 34: **50 kW Fassadenanlage:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Die Minimalvergütung 6.7 Rp./kWh bei Betrieb ohne Eigenverbrauch vermag den IRR auf ca. -11% zu heben (Bild oben rechts). Bei Eigenverbrauch greift die Minimalvergütung nicht mehr, es gilt die gewöhnliche Abnahmevergütung. Aus diesem Grund fällt in der Graphik unten links der IRR beim Sprung von 0 auf 10% Eigenverbrauch. Die Abnahmevergütung könnte auf einen tieferen Wert als die angenommene Vergütung fallen. Der IRR wäre damit

Positiver IRR kann weder durch hohe Abnahmevergütung oder Eigenverbrauch erreicht werden

tiefer als hier ausgewiesen. Sowohl die kleine wie hohe Einmalvergütung (inkl. Neigungswinkelbonus) erhöhen den IRR leicht auf etwa -14%. Ein IRR von 0% wird selbst bei sehr hoher Abnahmevergütung knapp nicht erreicht. Sehr hoher Eigenverbrauch bei hohem Strompreis bringt den IRR beinahe in den positiven Bereich. Die Steuereinsparungen alleine machen die Anlage noch nicht rentabel.

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR relevant an von -17.4% auf -4.9% (siehe Abbildung 35). In der tiefen Kombination liegt der IRR bei -7.7%, der dominante Beitrag stammt von der Minimalvergütung. Bei der hohen Kombination liegt der IRR immer noch negativ bei -1.5%. Wie bei der mittleren Kombination stammt der wichtigste Beitrag vom Eigenverbrauch.

Mittlere Kombination bei -5%

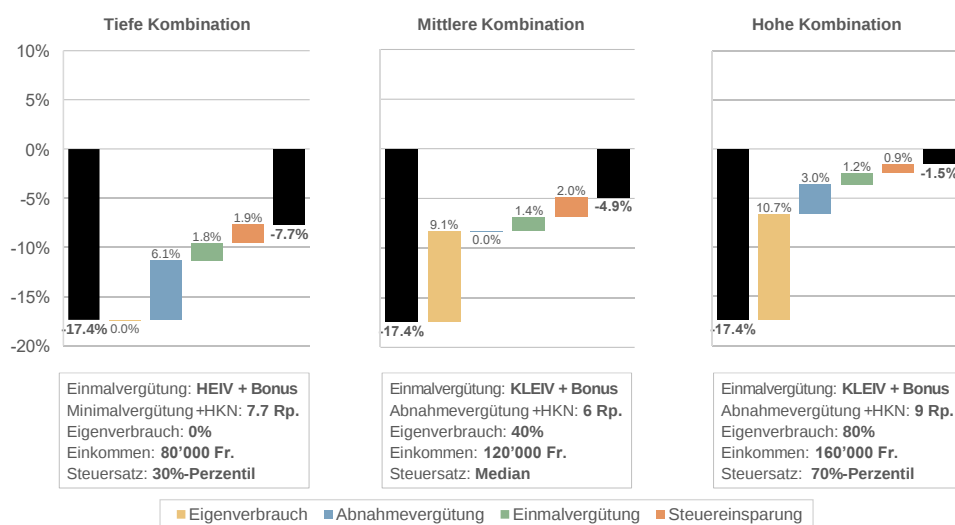


Abbildung 35: **50 kW Fassadenanlage:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Nicht einmal im Zusammenspiel aller Massnahmen bei positiver Ausgangslage steigt der IRR auf > 0%. Die wichtigsten Beiträge liefern der Eigenverbrauch, die Steuereinsparungen und die Minimalvergütung. Wie bei den Dachanlagen ist der Beitrag der Steuereinsparungen bei der mittleren Grösse reduziert im Vergleich zu den kleinen Anlagen, da die höheren Einnahmen durch den ZEV-Stromverkauf versteuert werden müssen.

Kombination der Massnahmen reicht nicht für Rentabilität

Wirksamkeit: Der bisherige Ausbau ist gemessen am langfristig nutzbaren Potenzial marginal. Angesichts der Ausbauzahlen und Rentabilitäten ist die Wirksamkeit als gering zu vermuten.

Wirksamkeit vermutlich gering

Effizienz: Die relativen Förderkosten bei der KLEIV sind höher als bei der GREIV. Das Ausmass der Mitnahmeeffekte ist ohne Befragungen kaum zu eruieren.

Effizienz unklar

Fassadenanlagen über 100 kW

Einzelwirkungen: Für Fassadenanlagen über 100 kW wird eine Referenzanlage von 250 kW definiert. Ohne jegliche Massnahmen sind diese Anlagen bei verschiedenen Höhen von Investitionskosten unrentabel (siehe Abbildung 36). Bei mittleren Investitionskosten liegt der IRR bei ca. -16%. Hier zeigt sich, dass, anders als bei den Dachanlagen, die Kosten der Fassadenanlagen nicht gleich stark mit zunehmender Grösse sinken.

Fassade 250 kW:
Basis-IRR -16%

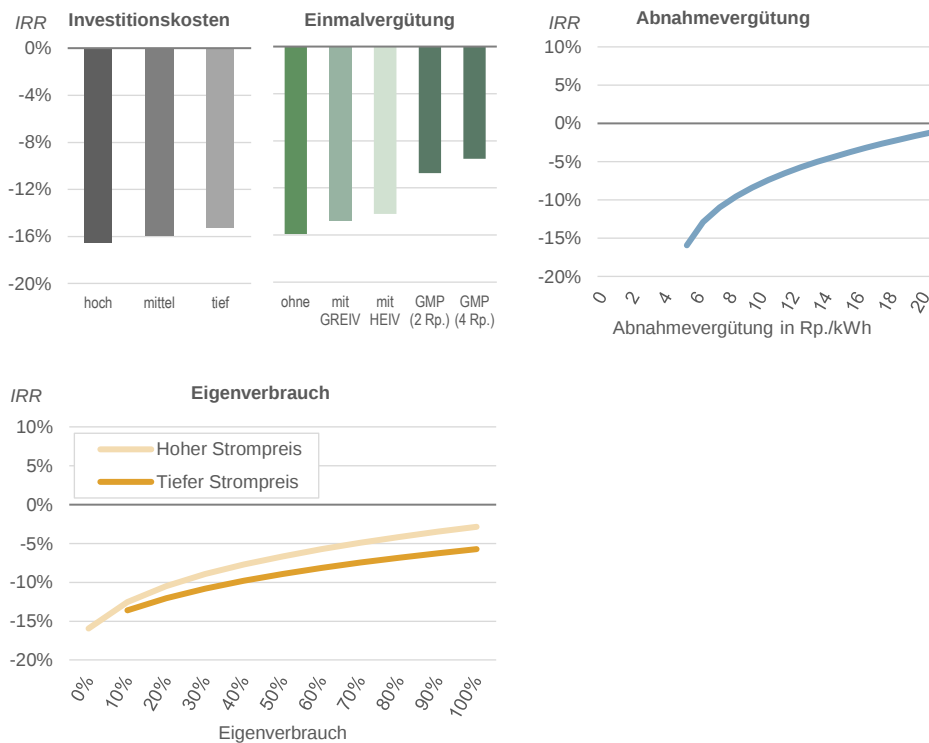


Abbildung 36: **250 kW Fassadenanlage:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Die grosse Einmalvergütung (GREIV) und die Einmalvergütung ohne Eigenverbrauch (HEIV) erhöhen den IRR nur wenig, trotz Neigungswinkelbonus. Die Anlage ist weniger unrentabel, wenn anstatt der Einmalvergütung die gleitende Marktpremie in Anspruch genommen wird. Ein IRR von 0% wird selbst bei sehr hoher Abnahmevergütung knapp nicht erreicht. Bei Anlagen bis 150 kW gilt eine Minimalvergütung, welche bei Betrieb ohne Eigenverbrauch höher ausfällt. Die Referenzanlage mit einer Leistung von 250 kW kann somit keine Minimalvergütung beanspruchen. Ohne Minimalvergütung kann die Abnahmevergütung tiefer ausfallen als die angenommenen 5 Rp./kWh, was zu tieferen IRR-Werten führen würde als ausgewiesen. Sehr hoher Eigenverbrauch bei hohem Strompreis bringt den IRR beinahe in den positiven Bereich. Die Steuereinsparungen allein machen die Anlage nicht rentabel.

Positiver IRR kann weder durch hohe Abnahmevergütung oder Eigenverbrauch erreicht werden

Mittlere Kombination bei -7%

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR an von -15.9% auf -7.2% (siehe Abbildung 37).

In der tiefen Kombination liegt der IRR bei -14.2% mit einem kleinen Beitrag von der Einmalvergütung. Bei der hohen Kombination ist der IRR immer noch negativ bei -3.3%. Wie bei der mittleren Kombination stammt der wichtigste Beitrag vom Eigenverbrauch. Dazu kommt ein relevanter Beitrag von einer erhöhten Abnahmevergütung.

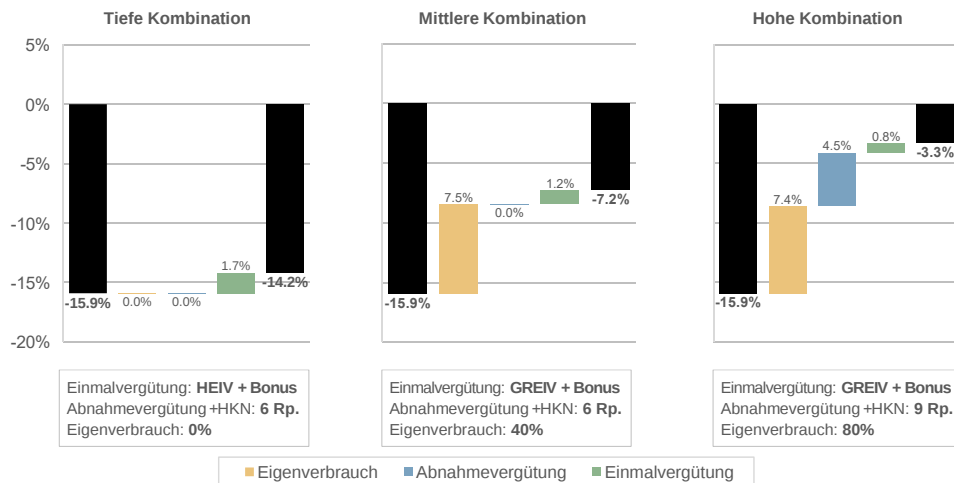


Abbildung 37: **250 kW Fassadenanlage:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Nicht einmal im Zusammenspiel aller Massnahmen bei positiver Ausgangslage steigt der IRR auf > 0%. Die wichtigsten Beiträge liefern der Eigenverbrauch und die allfällig erhöhte Abnahmevergütung. Einzelne Massnahmen vermögen die Anlage nicht rentabel zu machen. Auch im Zusammenspiel der Massnahmen ist eine Rentabilität nur im positiven Zusammenspiel der Massnahmen knapp gegeben. Die wichtigsten Beiträge liefern der Eigenverbrauch und potenziell eine höhere Abnahmevergütung.

Kombination der Massnahmen reicht nicht für Rentabilität

Wirksamkeit: Der bisherige Ausbau ist gemessen am langfristig nutzbaren Potenzial marginal. Angesichts der Ausbauzahlen und Rentabilitäten ist die Wirksamkeit als gering zu vermuten.

Wirksamkeit vermutlich gering

Effizienz: Die relativen Förderkosten bei der GREIV sind tiefer als bei der KLEIV, diejenigen der HEIV liegen höher. Das Ausmass der Mitnahmeeffekte ist ohne Befragungen kaum zu eruieren.

Effizienz unklar

7.3 Übrige Anlagentypen

Agri-PV-Anlagen

Einzelwirkungen: Für Agri-PV-Anlagen wird eine Referenzanlage von 1 MW definiert. Ohne jegliche Massnahmen sind diese Anlagen unrentabel (siehe Abbildung 38). Bei mittleren Investitionskosten liegt der IRR bei ca. -5%.

Agri-PV 1 MW:
Basis-IRR -5%

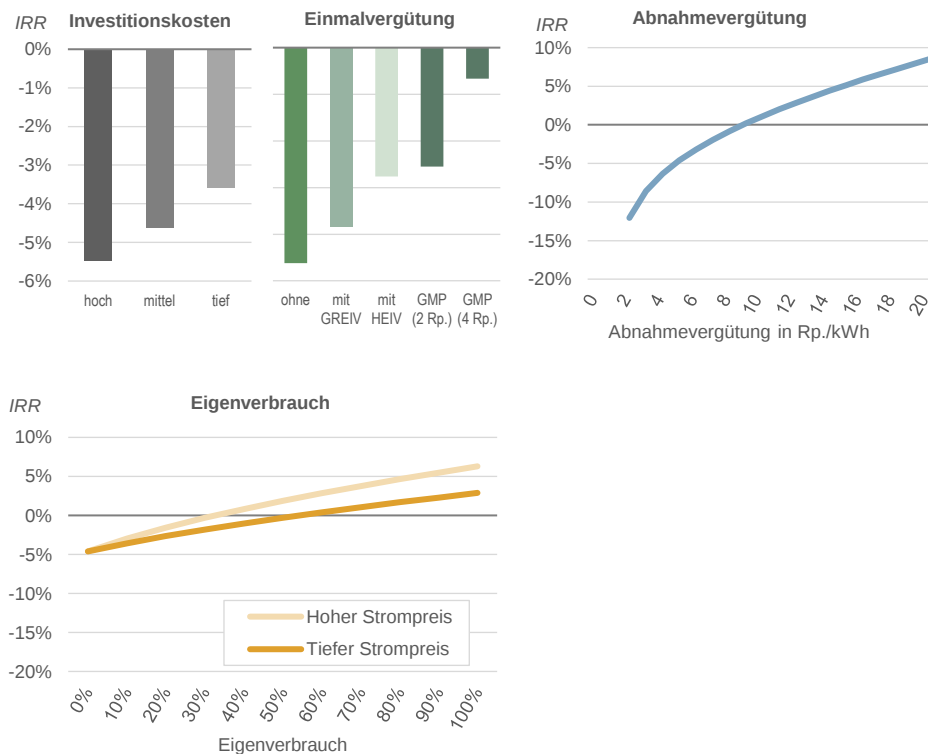


Abbildung 38: **1 MW Agri-PV-Anlage:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Keines der Fördermittel (Einmalvergütung oder gleitende Marktprämie) ermöglicht alleine einen rentablen Betrieb der Anlage. Die GREIV erhöht die Rentabilität nur etwas, eine gleitende Marktprämie von 4 Rp./kWh über 20 Jahre am stärksten. Bei einer Abnahmevergütung von 9 Rp./kWh über die Lebensdauer der Anlage von 25 Jahren wird ein IRR von 0% erreicht. Die Anlage kann keine Minimalvergütung in Anspruch nehmen, weswegen die Abnahmevergütung tiefer ausfallen kann als die angenommenen 5 Rp./kWh. Dies würde zu tieferen IRR-Werten führen als ausgewiesen. Ab einem Eigenverbrauchsanteil von 30 bis 50% kann ein positiver IRR erzielt werden.

IRR von 0% bei 9 Rp./kWh Abnahmevergütung oder 30 bis 50% Eigenverbrauch

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR relevant an von -4.6% auf 0.9% (siehe Abbildung 39). In der tiefen Kombination liegt der IRR bei -2.8% mit dem einzigen Beitrag der HEIV. Bei der hohen Kombination liegt der IRR bei 4.9% mit dem wichtigsten Beitrag wie bei der mittleren Kombination aus dem Eigenverbrauch.

Mittlere Kombination bei 1%

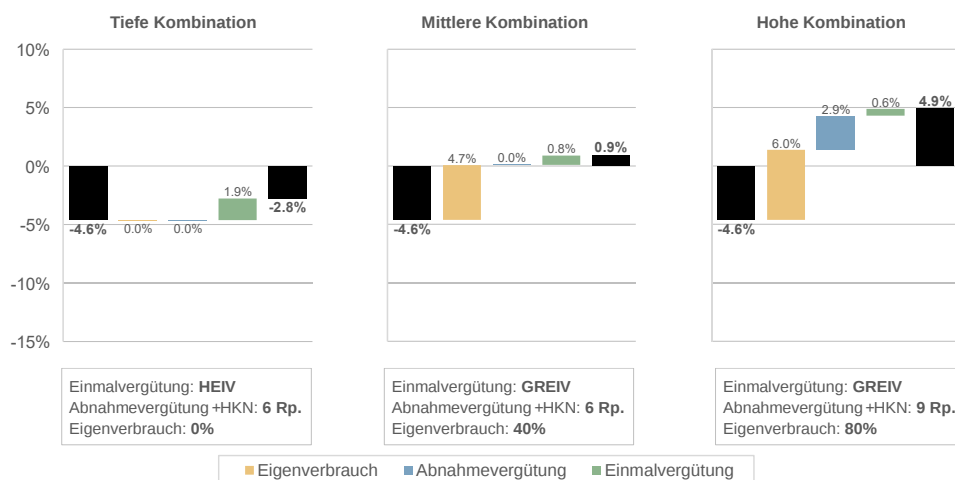


Abbildung 39: **1 MW Agri-PV-Anlage:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Die mittlere Kombination reicht mit einem IRR von 0.9% für die typische Anlagebetreiberin nicht aus. Agri-PV Anlagen gelangen nur mit einem hohen Eigenverbrauch und einer erhöhten Abnahmevergütung in einen für die meisten Investorinnen akzeptablen Renditebereich.

Hoher
Eigenverbrauch
entscheidend für
Rentabilität

Wirksamkeit: Es wurden bisher nur Pilotanlagen zu Forschungszwecken realisiert. Angesichts der Ausbauzahlen und Rentabilitäten ist die Wirksamkeit als gering zu vermuten.

Wirksamkeit ver-
mutlich gering

Effizienz: Die relativen Förderkosten sind wegen der Grösse der Anlage bei der GREIV tief, bei der HEIV mittel bis hoch. Die Mitnahmeeffekte sind angesichts der typischen Investoren und tiefen Rentabilitäten tief. Es besteht keine Gefahr der Überförderung. Die Effizienz der Förderung ist daher als mittel zu betrachten (mittlere Förderkosten, keine Mitnahmeeffekte, keine Überförderung).

Tiefe Mitnahmeeffekte

Alpine Freiflächenanlagen

Einzelwirkungen: Für alpine Freiflächenanlagen wird eine Referenzanlage von 10 MW gewählt. Ohne jegliche Massnahmen sind diese Anlagen bei verschiedenen Höhen der Investitionskosten unrentabel (siehe Abbildung 40). Bei mittleren Investitionskosten liegt der IRR bei ca. -6%.

Alpin 10 MW:
Basis-IRR -6%

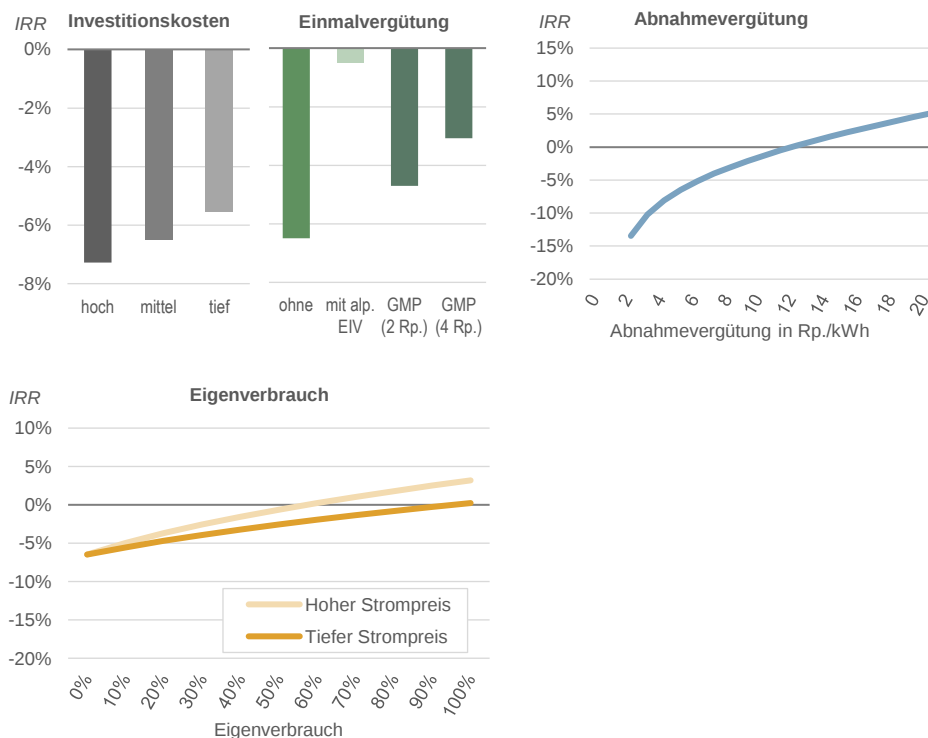


Abbildung 40: **10 MW alpine Freiflächenanlage:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Bei alpinen Freiflächenanlagen kann die alpine Einmalvergütung (alpine EIV) über 60 % der Investitionskosten beansprucht werden, welche alleine bereits fast zu einem IRR > 0 führt. Die gleitende Marktpremie wäre bei Fördersätzen von 2 bzw. 4 Rp./kWh klar weniger attraktiv. Erst bei einer Abnahmevergütung ab 12 Rp./kWh würde die Anlage unabhängig anderer Massnahmen einen positiven IRR erzielen. Die Referenzanlage kann keine Minimalvergütung in Anspruch nehmen, weswegen die Abnahmevergütung tiefer ausfallen kann als die angenommenen 5 Rp./kWh. Dies würde zu tieferen IRR-Werten führen als ausgewiesen. Ohne weitere Förderung müsste je nach Strompreis ein Eigenverbrauchsanteil von 50 bis 90% erreicht werden, um einen positiven IRR zu erzielen.

IRR von 0% bei 12 Rp./kWh Abnahmevergütung oder 50 bis 90% Eigenverbrauch

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR relevant an von -6.5% auf 5.2% (siehe Abbildung 41). Die alpine Einmalvergütung leistet dabei den grössten Beitrag, gefolgt von einem auch relevanten Beitrag des angenommenen Eigenverbrauchs von für alpine Anlagen hohen 40%. In der tiefen Kombination ohne Eigenverbrauch liegt der IRR bei -0.5%. Bei der hohen Kombination werden wie bei den anderen Anlagen 80% Eigenverbrauchen angenommen. Ein solch hoher Anteil ist bei alpinen Anlagen unrealistisch. Auch die jeweils in der hohen Kombination erhöhte Abnahmevergütung durch den Verteilnetzbetreiber ist bei alpinen Anlagen eher unrealistisch. Die hohe Kombination ergibt theoretisch einen IRR von 10.4%. Entstände bei einem Projekt tatsächlich eine so hohe

Mittlere Kombination bei 5%

Rentabilität, würde die alpine Einmalvergütung gekürzt, da ihre Höhe in der Wirtschaftlichkeitsrechnung allerhöchstens zu einem WACC von 5.1% führen darf und sonst gekürzt wird.

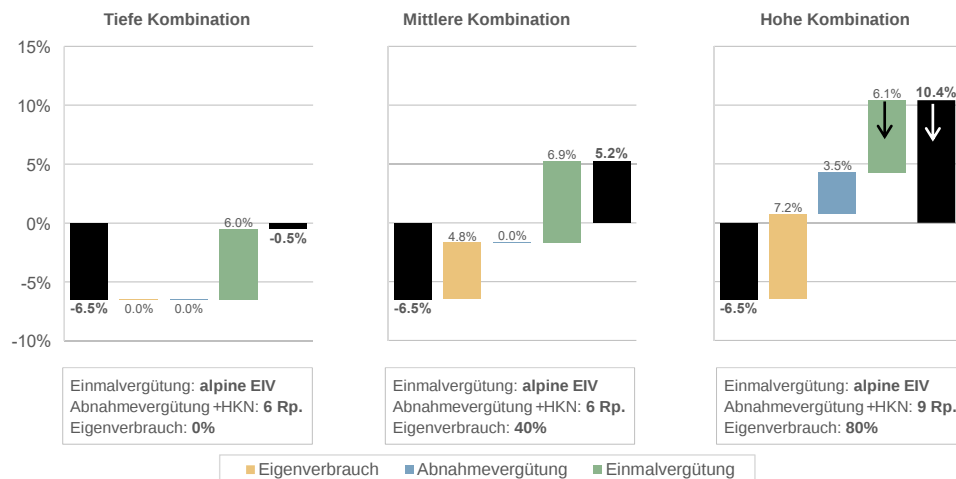


Abbildung 41: **10 MW alpine Freiflächenanlage:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende. Die Pfeile zeigen an, dass die Renditen der hohen Kombination theoretischer Natur sind und nicht realisiert werden könnten, weil die Einmalvergütung gekürzt würde (maximaler WACC von 5.1%).

Fazit Wirkung Massnahmen: Einzelne Massnahmen reichen für einen positiven IRR nicht aus. Mit hohem Eigenverbrauch liessen sich nur theoretisch hohe Renditen erzielen, denn hoher Eigenverbrauch lässt sich in den alpinen Lagen kaum realisieren und eine zu hohe Wirtschaftlichkeit würde ohnehin durch die Förderung begrenzt. Für die bei Grossanlagen erwartete Rendite von 5% (siehe Anhang A2) bedarf es neben der alpinen EIV entweder besonders tiefe Investitionskosten und/oder einen vergleichsweise hohen Eigenverbrauch.

Einzelne Massnahmen führen nicht zu einem IRR > 0%

Wirksamkeit: Die hohe Förderung und Vereinfachung von Bewilligungsverfahren im Rahmen des Solarexpress haben zur Planung von zahlreichen Anlagen geführt. Die Kosten für den Bau der Anlagen liegen höher als ursprünglich erhofft, der Ausbau dauert länger als erhofft. Über die Wirksamkeit kann noch nicht geurteilt werden.

Wirksamkeit ist unklar

Effizienz: Die relativen Förderkosten der alpinen Anlagen sind hoch (zwar grosse Anlagen, jedoch viele technische und weitere Herausforderungen). Es bestehen keine Mitnahmeeffekte, da die Anlagen ohne die Förderung sehr hohe Risiken und Investitionen bedingen und gleichzeitig unrentabel sind. Durch die Begrenzung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen auf einen WACC von 5.1% wird zudem einer Überförderung entgegengewirkt. Die Effizienz der Förderung ist daher als tief bis mittel zu betrachten (hohe Förderkosten, aber nur im notwendigen Mass und ohne Mitnahmeeffekte).

Keine Mitnahmeeffekte

PV-Anlagen auf Parkplätzen

Einzelwirkungen: Für PV-Anlagen auf Parkplätzen wird eine Referenzanlage von 500 kW definiert. Ohne jegliche Massnahmen sind diese Anlagen unrentabel (siehe Abbildung 42). Bei mittleren Investitionskosten liegt der IRR bei ca. -6%.

Parkplatz 500 kW:
Basis-IRR -6%

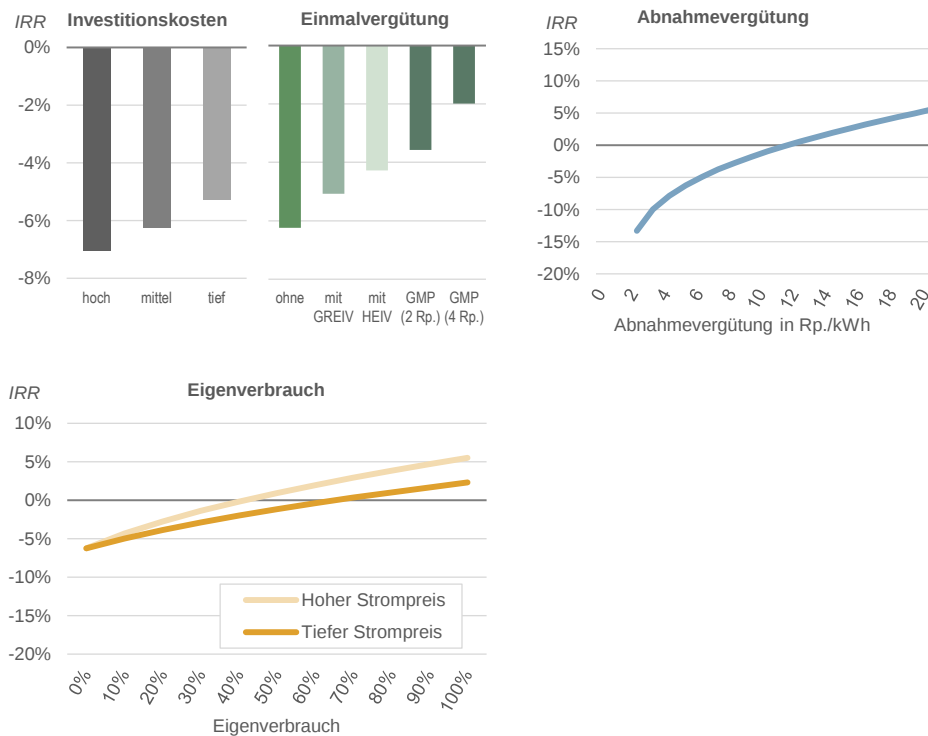


Abbildung 42: **500 kW Anlage auf Parkplatz:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp/kWh gerechnet.

Bei PV-Anlagen auf Parkplätzen erhöht die grosse Einmalvergütung inkl. Parkplatzbonus (GREIV) oder die hohe Einmalvergütung inkl. Parkplatzbonus (HEIV) die Rentabilität. Alternativ würde eine gleitende Marktpremie von 2 resp. 4 Rp./kWh eine höhere Wirtschaftlichkeit erzielen. Bei einer Abnahmevergütung ab 12 Rp./kWh wird der IRR der Anlage unabhängig anderer Massnahmen positiv. Die Referenzanlage kann keine Minimalvergütung in Anspruch nehmen, weswegen die Abnahmevergütung tiefer ausfallen kann als die angenommenen 5 Rp./kWh. Dies würde zu tieferen IRR-Werten führen als ausgewiesen. Ab einem Eigenverbrauchsanteil von 40% bis 60% erzielt die Anlage einen IRR von > 0.

IRR von 0% bei 12 Rp./kWh Abnahmevergütung oder 40 bis 60% Eigenverbrauch

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR relevant an von -6.2% auf 0.5% (siehe Abbildung 43). Trotz des Parkplatzbonus führt die Einmalvergütung nur zu einer geringen Erhöhung der Rentabilität. In der tiefen Kombination liegt der IRR bei -4.3%, bei der hohen Kombination bei 4.7%. Den wichtigsten Beitrag für die Rentabilität spielt der Eigenverbrauch.

Mittlere Kombination bei 0.5%

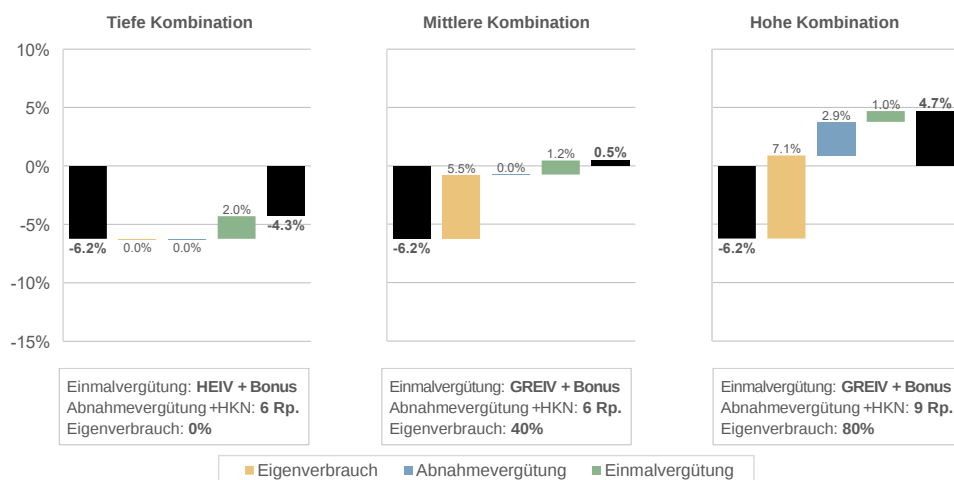


Abbildung 43: **500 kW Anlage auf Parkplatz:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Es braucht sowohl einen hohen Eigenverbrauch als auch eine Förderung, um auf die typischerweise in solchen Fällen erwarteten Renditen zu kommen.

Einmalvergütung und Eigenverbrauch nötig

Wirksamkeit: Der bisherige Ausbau ist gemessen am langfristig nutzbaren Potenzial marginal. Raumplanerische Hürden werden erst aktuell angepasst. So lässt sich die Wirksamkeit noch nicht beurteilen.

Wirksamkeit noch unklar

Effizienz: Die relativen Förderkosten variieren je nach Mechanismus von hoch zu tief (Marktprämie / HEIV oder GREIV). Die Mitnahmeeffekte sind angesichts der typischen Investoren und tiefen Rentabilitäten tief. Die Gefahr der Überförderung besteht zudem kaum. Die Effizienz der Förderung ist daher als mittel zu betrachten (mittlere Förderkosten, aber nur im notwendigen Mass und ohne Mitnahmeeffekte).

Tiefe Mitnahmeeffekte

PV-Anlagen auf Lärmschutzwänden

Einzelwirkungen: Für PV-Anlagen auf Lärmschutzwänden wird eine Referenzanlage von 200 kW definiert. Ohne jegliche Massnahmen sind diese Anlagen unrentabel (siehe Abbildung 44). Bei mittleren Investitionskosten liegt der IRR bei ca. -6%.

Lärmschutzwand
 200 kW:
 Basis-IRR -6%

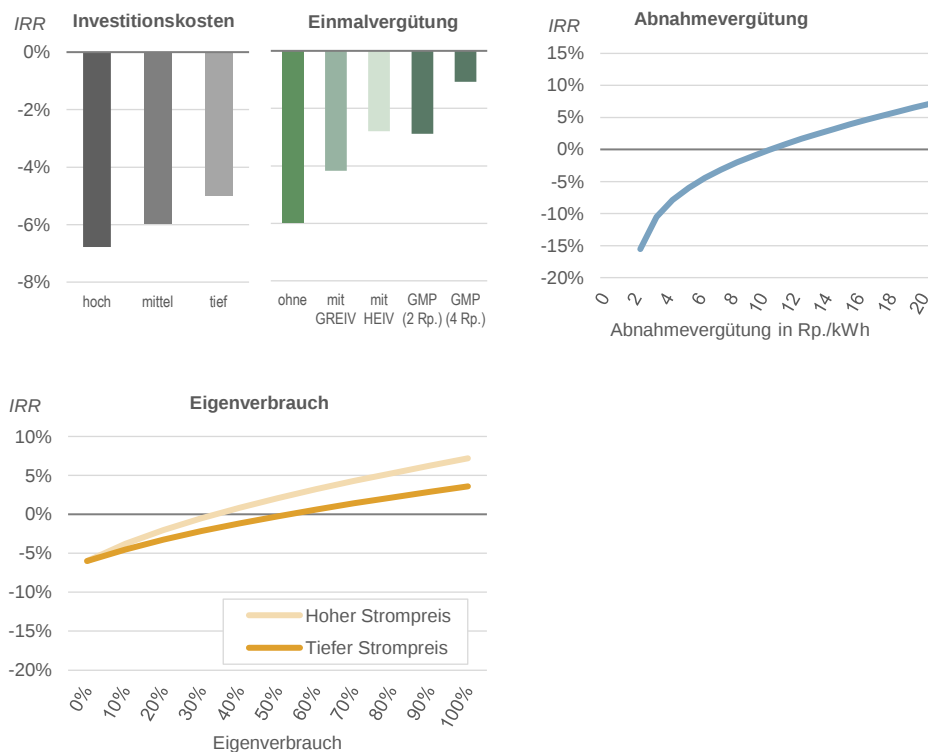


Abbildung 44: **200 kW Anlage auf Lärmschutzwand:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp/kWh gerechnet.

Bei PV-Anlagen auf Lärmschutzwänden erhöht die grosse Einmalvergütung (GREIV) oder die hohe Einmalvergütung (HEIV) die Rentabilität. Alternativ würde eine gleitende Marktprämie von 2 resp. 4 Rp./kWh eine höhere Wirtschaftlichkeit erzielen. Bei einer Abnahmevergütung ab 10 Rp./kWh gelangt der IRR der Anlage unabhängig anderer Massnahmen auf > 0 . Die Referenzanlage kann keine Minimalvergütung in Anspruch nehmen, weswegen die Abnahmevergütung tiefer ausfallen kann als die angenommenen 5 Rp./kWh. Dies würde zu tieferen IRR-Werten führen als ausgewiesen. Ab einem Eigenverbrauchsanteil von 30% bis 50% wird ebenfalls ein IRR von > 0 erzielt. Im Eigenverbrauch könnte der Strom fürs ASTRA z.B. für den Tunnelbetrieb oder auch für die SBB verwendet werden⁸³.

IRR von 0% bei 10 Rp./kWh Abnahmevergütung oder 30 bis 50% Eigenverbrauch

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR relevant an von -6.0% auf 2.3% (siehe Abbildung 45). In der tiefen Kombination liegt der IRR mit den Massnahmen bei -2.8%, bei der hohen Kombination bei 7.3% mit dem wichtigsten Beitrag aus einem hohen Eigenverbrauch.

Mittlere Kombination bei 2.3%

83 Bericht des Bundesrates (2021): Studie über das Potenzial der Lärmschutzwände entlang von Autobahnen und Bahnstrecken für die Produktion von Solarenergie. [Link](#)

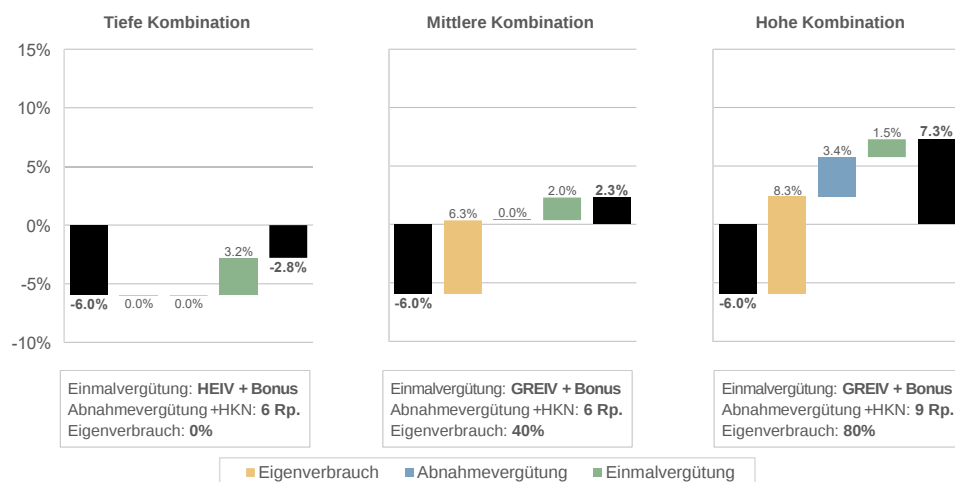


Abbildung 45: **200 kW Anlage auf Lärmschutzwand:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Es braucht sowohl einen relevanten Eigenverbrauch als auch eine Förderung, um auf die typischerweise in solchen Fällen erwarteten Renditen zu kommen. Würden alle Bedingungen stimmen, nämlich 80% Eigenverbrauch, erhöhte Abnahmevergütung (eher untypisch bei grossen Anlagen) und Förderung, entstünde eine unnötig hohe Rendite.

Einmalvergütung und Eigenverbrauch nötig

Wirksamkeit: Der bisherige Ausbau ist gemessen am langfristig nutzbaren Potenzial marginal trotz im positiven Fall hohen möglichen Renditen. Die bisherige Wirksamkeit ist als gering zu vermuten.

Wirksamkeit vermutlich gering

Effizienz: Die relativen Förderkosten variieren je nach Mechanismus von hoch zu tief (Marktprämie / HEIV oder GREIV). Die Mitnahmeeffekte sind angesichts der typischen Investoren und tiefen Rentabilitäten tief. Die Gefahr der Überförderung ist gering, da Verteilnetzbetreiber ihre Abnahmevergütungen nur für kleinere Anlagen erhöhen. Die Effizienz der Förderung ist daher als mittel zu betrachten (mittlere Förderkosten, aber (fast) nur im notwendigen Mass und mit wenigen Mitnahmeeffekte).

Tiefe Mitnahmeeffekte

PV-Anlagen auf Stauseen

Einzelwirkungen: Für PV-Anlagen auf Stauseen wird eine Referenzanlage von 500 kW definiert. Ohne jegliche Massnahmen sind diese Anlagen unrentabel (siehe Abbildung 46). Bei mittleren Investitionskosten liegt der IRR bei -9%.

Stausee 500 kW:
Basis-IRR -9%

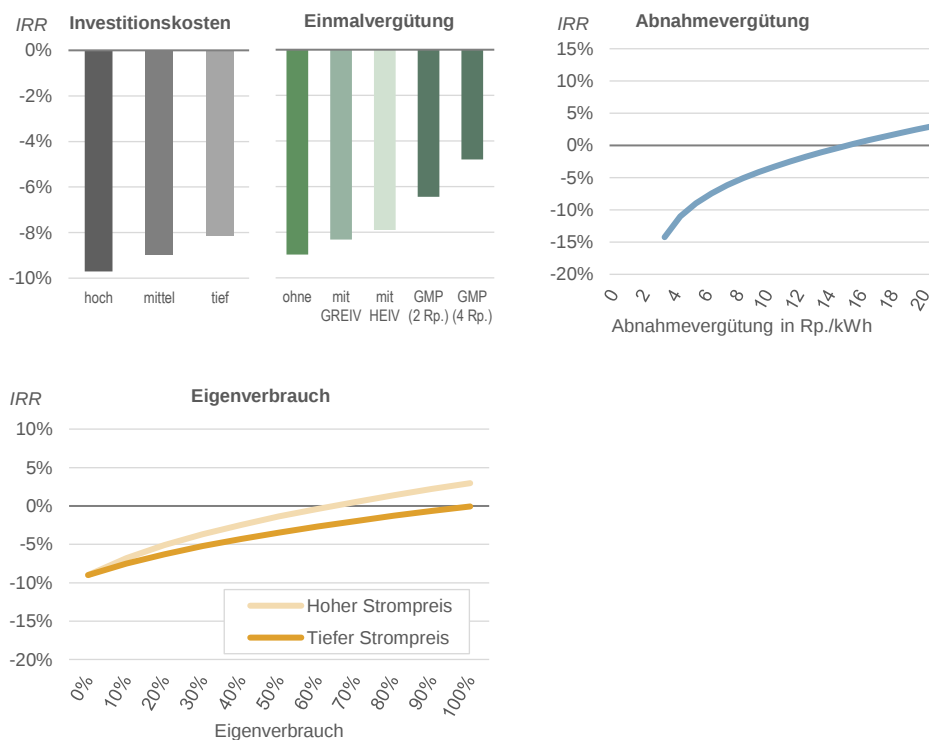


Abbildung 46: **500 kW Anlage auf Stausee:** Individuelle Wirkung von Massnahme auf den IRR der Anlage. Jede Graphik zeigt nur die Wirkung des einen Faktors bei der Annahme mittlerer Investitionskosten. Der darunterliegende Basis-IRR ist ohne jegliche Förderung, ohne Eigenverbrauch und lediglich mit einer Abnahmevergütung gemäss Marktpreis und einer Vergütung der HKN zu 1 Rp./kWh gerechnet.

Bei PV-Anlagen auf Stauseen erhöht die grosse Einmalvergütung (GREIV) oder die hohe Einmalvergütung (HEIV) inkl. Höhenbonus leicht die Rentabilität. Alternativ würde eine gleitende Marktpremie von 2 resp. 4 Rp./kWh eine höhere Wirtschaftlichkeit erzielen. Die Referenzanlage wäre erst bei einer Abnahmevergütung ab 15 Rp./kWh rentabel. Die Referenzanlage kann keine Minimalvergütung in Anspruch nehmen, weswegen die Abnahmevergütung tiefer ausfallen kann als die angenommenen 5 Rp./kWh. Dies würde zu tieferen IRR-Werten führen als ausgewiesen. Bei einem sehr hohen Eigenverbrauchsanteil von 60 bis 90% würde ein IRR von > 0 erzielt.

IRR von 0% bei 15 Rp./kWh Abnahmevergütung oder 60 bis 90% Eigenverbrauch

Massnahmen-Kombinationen: Die mittlere Kombination der Massnahmen steigert den IRR an von -9% auf -2.5% (siehe Abbildung 47). Die wichtigsten Faktoren für die Rentabilität sind der Eigenverbrauch und die Abnahmevergütung. In der tiefen Kombination liegt der IRR mit den Massnahmen bei -7.9%, bei der hohen Kombination bei 1.5%.

Mittlere Kombination bei -2.5%

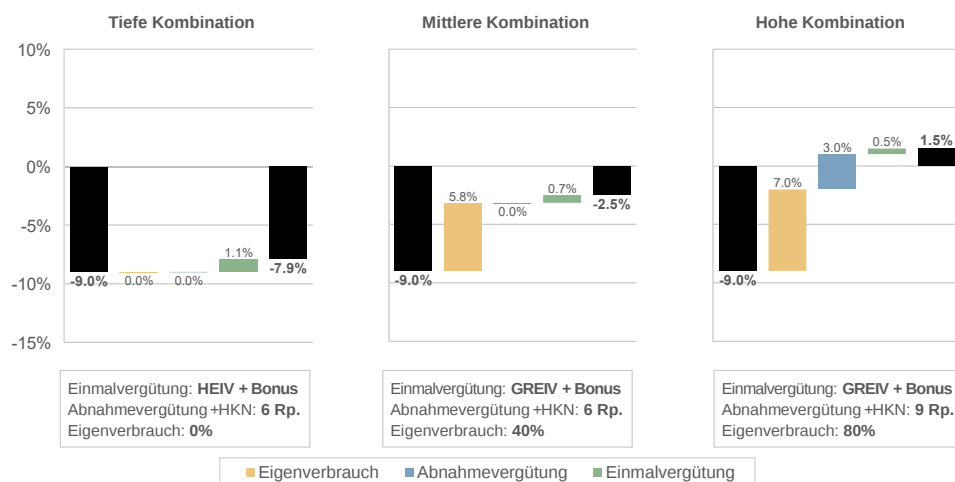


Abbildung 47: **500 kW Anlage auf Stausee:** Kombinierte Wirkung von Massnahmen auf den IRR der Anlage. Die schwarzen Balken zeigen links den IRR ohne Massnahmen und rechts mit allen Massnahmen. Die farbigen Balken zeigen den Beitrag der jeweiligen Massnahmen gemäss Legende.

Fazit Wirkung Massnahmen: Auch im idealen Fall mit sehr hohem Eigenverbrauch (unrealistisch auf Stauseen) und erhöhter Abnahmevergütung (untypisch für grössere Anlagen) lässt sich die erwartete Rendite von Investorinnen solcher risikoreichen und investitionsintensiven Anlagen nicht erreichen.

Trotz hoher Kombination werden Renditeerwartungen nicht erreicht

Wirksamkeit: Der bisherige Ausbau ist gemessen am langfristig nutzbaren Potenzial marginal. Angesichts der Ausbauzahlen und Rentabilitäten ist die Wirksamkeit als gering zu vermuten.

Wirksamkeit vermutlich gering

Effizienz: Die relativen Förderkosten variieren je nach Mechanismus von hoch zu tief (Marktpremie / HEIV oder GREIV). Die Mitnahmeeffekte sind angesichts der typischen Investoren und tiefen Rentabilitäten tief. Es besteht keine Gefahr der Überförderung. Die Effizienz der Förderung ist daher als mittel zu betrachten (mittlere Förderkosten, keine Mitnahmeeffekte, keine Überförderung).

Tiefe Mitnahmeeffekte

7.4 Übersicht der Wirkungen

Referenzanlagen und ihre Rentabilitäten

Die Rentabilitäten der unterschiedlichen Referenzanlagen ohne und mit Massnahmen unterscheiden sich beträchtlich (siehe Abbildung 48). Die Basisrendite ohne jegliche Förderung beträgt am unteren Ende bei den mittleren Fassaden -17% und am oberen Ende bei den grössten Dächern -1%. Die Umsetzung staatlicher Massnahmen ist daher bei allen Anlagentypen nötig, damit eine genügend hohe Rendite Investorinnen zum Bau solcher Anlagen bewegt.

Basis-Rentabilität von -17 bis -1%

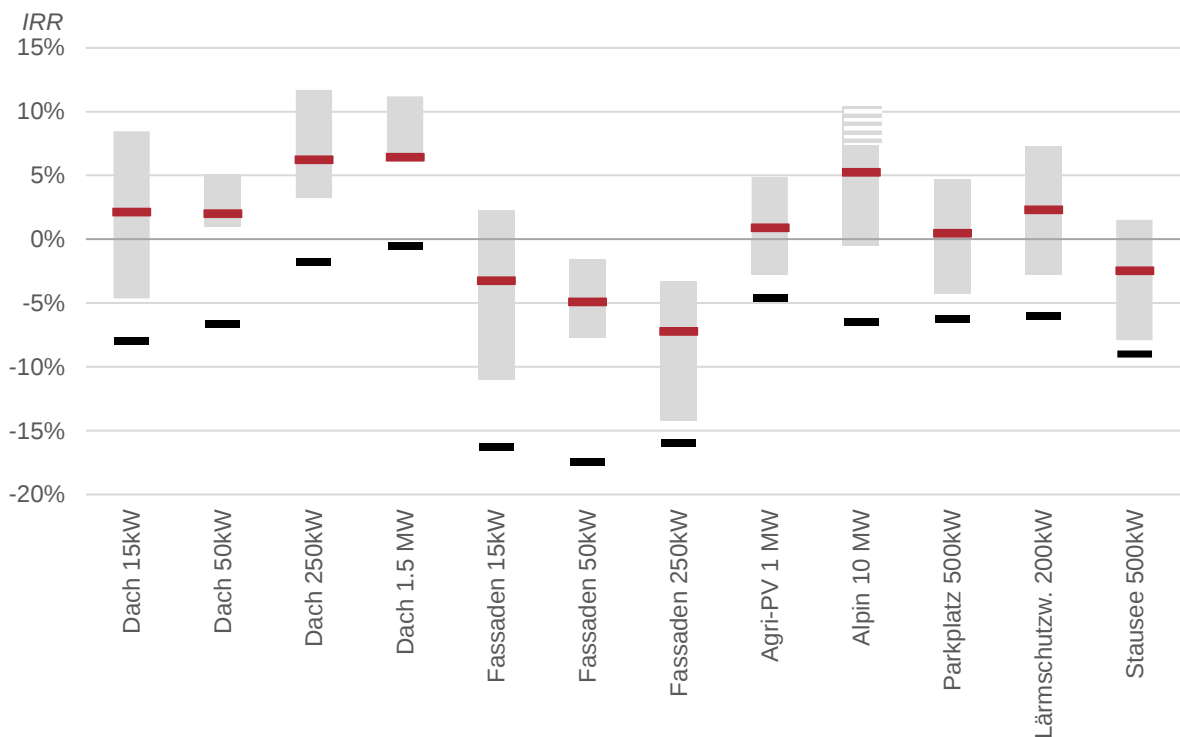


Abbildung 48: Übersicht des Basis-IRR ohne Massnahmen (schwarze Striche), der mittleren Kombination von Massnahmen (rote Striche), sowie die Bandbreite zwischen tiefer und hoher Kombination (graue Balken) aller untersuchten Referenzanlagen

Die Renditeerwartungen der Investorinnen unterscheidet sich nach Anlagentyp. Bei den grossen Anlagen ist eine genügend hohe Rendite von 4 bis 5% von essenzieller Bedeutung, bei kleinen Anlagen auf dem eigenen Wohnhaus werden auch deutlich tiefere Renditen akzeptiert (siehe Anhang A2). Ein Blick auf die mittleren Massnahmenkombinationen zeigt, dass vier Anlagentypen die Renditeerwartungen im mittleren Fall erfüllen: die kleinen Dachanlagen, die grossen und sehr grossen Dächer sowie die alpinen Anlagen. Bei Letzteren ist jedoch darauf hinzuweisen, dass der mittlere Fall wie bei allen Anlagentypen einen Eigenverbrauch von 40% annimmt. Dieser ist bei Wohnbauten sehr üblich, bei alpinen Anlagen jedoch nicht. Somit verbleiben nur noch Dachanlagen: die kleinen, grossen und sehr grossen.

Ein Blick auf die hohen Massnahmenkombinationen zeigt, bei welchen zusätzlichen Anlagentypen immerhin im glücklichen Zusammenspiel der Faktoren genügend Renditen erzielt werden können. Dazu gehören die meisten anderen Anlagentypen mit Ausnahme der mittleren und grossen Fassaden sowie die Stauseen.

Ein Blick auf die hohen Massnahmenkombinationen zeigt zudem, in welchen Fällen es bei einer entsprechenden Konstellation zu einer Überförderung kommen kann. Dazu gehören die kleinen, grossen und sehr grossen Dächer sowie die Lärmschutzwände. Bei den alpinen Anlagen sind die theoretisch hohen Renditen durch eine Begrenzung der alpinen EIV gedeckelt.

Kleine, grosse und sehr grosse Dachanlagen erfüllen Renditeerwartungen im mittleren Fall

Fassaden und Stauseen auch bei günstiger Ausgangslage unrentabel

Überförderung auch möglich, vor allem bei Dächern

Bedeutung der unterschiedlichen Massnahmen

Tabelle 9 zeigt zusätzlich zu den Renditeresultaten je Referenzanlage das jeweils unerschlossene Potenzial des Anlagentyps und eine Einschätzung

Eigenverbrauch am wichtigsten

der Bedeutung der unterschiedlichen Massnahmen. Die Übersicht zeigt die überragende Bedeutung des Eigenverbrauchs für die Rentabilität der Anlagen – und zwar bei allen Anlagentypen. Als Abnahmevergütung wurde in den meisten Fällen ein Marktpreis von 5 Rp./kWh sowie 1 Rp./kWh für HKN angenommen. In den Fällen mit Minimalvergütung (mittlere Dach- und Fassadenanlagen ohne Eigenverbrauch) sowie falls Verteilnetzbetreiber höhere Abnahmevergütungen zahlen, kann auch die Abnahmevergütung zu relevanten Renditeerhöhungen beitragen. Im Vergleich dazu spielen die unterschiedlichen Einmalvergütungen fast immer eine untergeordnete Rolle mit der Ausnahme der alpinen Freiflächenanlagen.

Steuereinsparungen schliesslich spielen bei den kleinen und mittleren Anlagen, die typischerweise von Privatpersonen gebaut werden, eine relevante Rolle, insbesondere bei den Anlagen bis 30 kW. Fallen die Steuererleichterungen wie vom Parlament geplant bald weg, reduziert dies die Rentabilität dieser Anlagen relevant. Bei den kleinen Dächern würde bei der mittleren Kombination der IRR knapp unter 0% fallen und bei der hohen Kombination wäre keine Überförderung mehr gegeben. Bei mittleren Anlagen wird der Strom oft über einen ZEV an die Mietenden verkauft. Da der Ertrag versteuert werden muss, ist die Bedeutung der Steuereinsparung bei solch mittleren Anlagen etwas kleiner.

Steuereinsparungen bei den kleinen Anlagen bedeutend

Referenzanlage	Noch nicht erschlossenes Potenzial	IRR ohne Massnahmen	Wirkung				IRR mit Massnahmen
			Eigenverbrauch	Abnahmevergütung	Einmalvergütung	Steuereinsparung	
Dächer							
Dach 0-30 kW	27 TWh	-8%	■■■■■	■●■■■	●■■■■	■■●■■	-5 bis +9%
Dach 30-100 kW	12 TWh	-7%	■■■●■	■●■■■	●■■■■	■■■■■	+1 bis +5%
Dach 100-500 kW	9 TWh	-2%	■■■■■	■■■■■	■■■■■	-	+3 bis +12%
Dach >500 kW	3 TWh	-1%	■■■■■	■■■■■	■■■■■	-	+7 bis +11%
Fassaden							
Fassade 0-30 kW	14 TWh	-16%	■■■■●	■■●■■	●■■■■	■■■■■	-11 bis +2%
Fassade 30-100 kW	5 TWh	-17%	■■■■■	■■■■■	●■■■■	■■■■■	-8 bis -2%
Fassade >100 kW	1 TWh	-16%	■■■●■	■■●■■	●■■■■	-	-14 bis -3%
Freiflächen							
Agri-PV	14 TWh	-5%	■■■■■	■●■■■	●■■■■	-	-3 bis +5%
alpin	6 TWh	-6%	■■■●■	■■■■■	■■■■■	-	-1 bis (+10%)
Infrastrukturen							
Parkplätze	1 TWh	-6%	■■■●■	■●■■■	●■■■■	-	-4 bis +5%
Lärmschutzwände	< 1 TWh	-6%	■■■■■	■●■■■	■■■■■	-	-3 bis +7%
Stauseen	1 TWh	-9%	■■■●■	■●■■■	●■■■■	-	-8 bis +2%

Tabelle 9: Übersicht des unerschlossenen Potenzials sowie der Wirkung der einzelnen Massnahmen auf die Referenzanlagen. Ein vollständiger Kreis entspricht einer IRR-Erhöhung von ca. 2 Prozentpunkten. Dabei wurde pro Massnahme der höchste Beitrag gewählt, unabhängig der Kombination (tief/mittel/hoch).

Sensitivitäten: Bedeutung saisonaler Preisdifferenzen

Wie im Vorgehenskapitel 2.3 eingeführt, stellt sich die Frage, ob künftig stärkere saisonale Preisdifferenzen die oben dargestellten Resultate verändern würde. Dazu wurden zwei Sensitivitäten mit einer tieferen und etwas höheren Differenz gewählt. Die Auswertung der Sensitivitäten für 5 der Referenzanlagen zeigt, dass die Auswirkungen gering sind (siehe Abbildung 49). Dies ist dadurch zu erklären, dass gemäss Annahmen im Winter die Strompreise etwa doppelt so stark steigen, als dass sie im Sommer sinken. Da aber auch die Stromproduktion im Sommer etwa doppelt so hoch ist wie im Winter, kompensieren die höheren Einnahmen im Winter die Verluste im Sommer.

Gleichbleibende Rentabilitäten bei saisonalen Preisdifferenzen

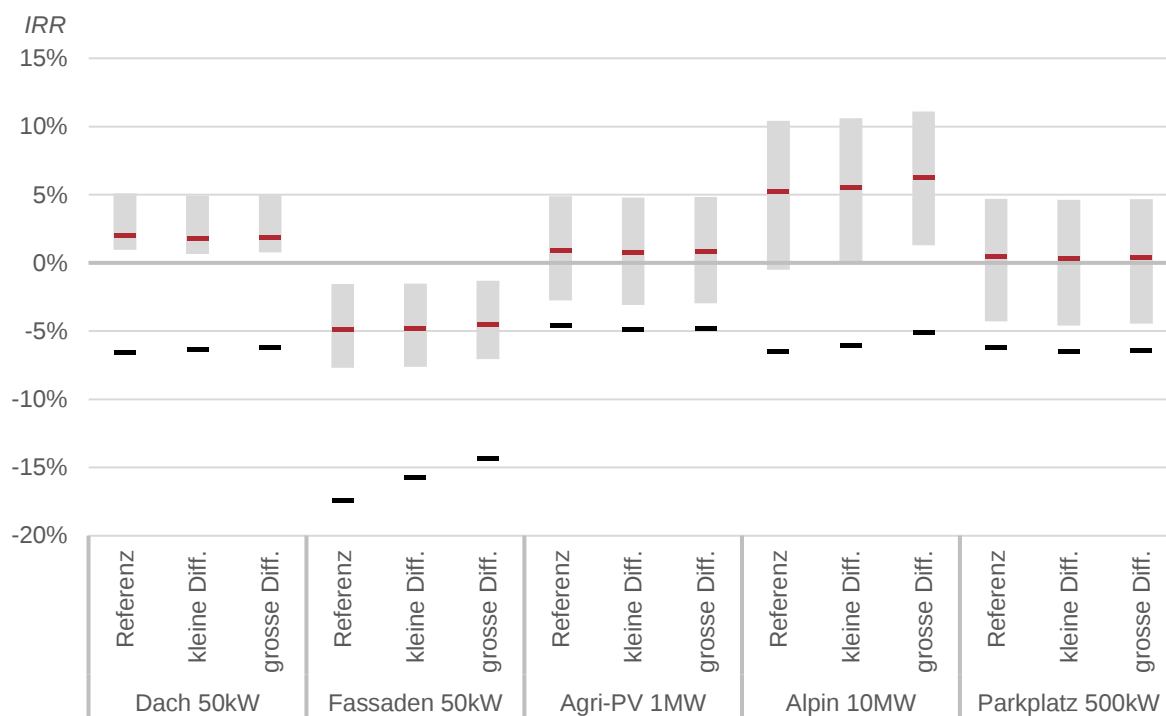


Abbildung 49 5 Anlagentypen und die Rentabilitäten gemäss Referenz und gemäss den beiden Sensitivitäten (kleine oder grosse saisonale Preisdifferenz): Basis-IRR ohne Massnahmen (schwarze Striche), der mittleren Kombination von Massnahmen (rote Striche), sowie die Bandbreite zwischen tiefer und hoher Kombination (graue Balken).

Bei der Fassadenanlage und der alpinen Anlage erhöht sich die mittlere Rentabilität mit der angenommenen saisonalen Preisdifferenz leicht. Für die anderen drei Referenzanlagen hingegen nimmt der IRR leicht ab. Dies, weil die alpinen Anlagen (43%) und die Fassadenanlagen (35%) einen höheren Anteil der Stromproduktion im Winterhalbjahr haben, verglichen mit den Dach-, Agri-PV- und Parkplatz-Anlagen (je 27%). Produziert ein Anlagentyp nur wenig Strom im Winter, dann sinkt dessen Rentabilität bei hohen Preisen im Winter und tiefen im Sommer.

Alpine und Fassaden-Anlagen profitieren von saisonaler Preisdifferenz

8. Nutzungsszenarien

Die Kapitel 6 und 7 widmen sich der Analyse der bisherigen staatlichen Massnahmen im Bereich Photovoltaik. Neben diesem Hauptthema empfahl die EFK dem BFE zudem, eine Strategie zur Nutzung der Potenziale auszuarbeiten und darin insbesondere die Bedeutung der Freiflächen zu betrachten. Wichtiges Fundament einer Strategie zur Nutzung der Potenziale ist die Kenntnis der bestehenden Potenziale. Die Analyse im Kapitel 3.2 zeigt, dass die grössten langfristig nutzbaren Potenziale auf den kleinen Dächern und Fassaden liegen (siehe Abbildung 50).

Grundlagen für eine Strategie zur Nutzung der PV-Potenziale

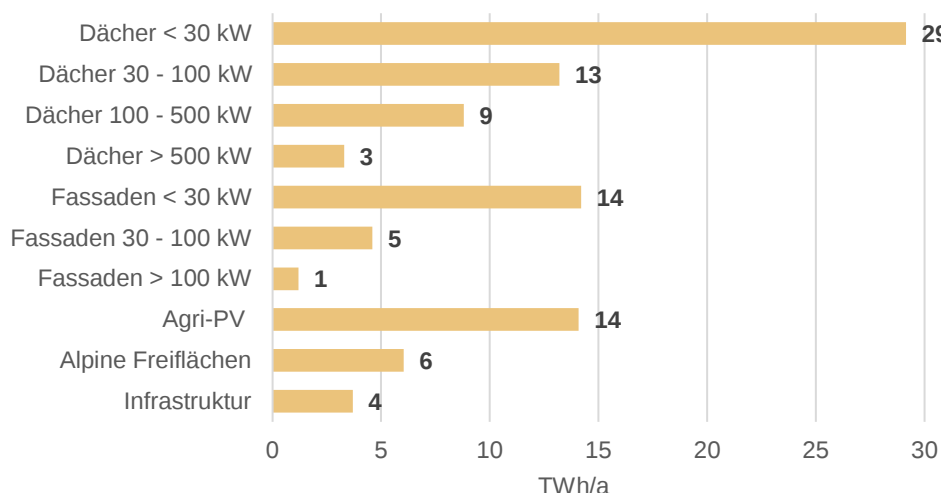


Abbildung 50: Übersicht des langfristigen nutzbaren PV-Potenzials der Schweiz nach unterschiedlichen Anlagentypen

Die EFK mutmasste in ihrem Bericht, dass ein priorisierter Ausbau der grösseren Anlagen (alpine Freiflächen, Agri-PV) effizienter sein könnte, da bei grösseren Systemen die spezifischen Kosten grundsätzlich sinken. Daher werden in diesem Kapitel die vorhandenen Potenziale stark segmentiert, um auf dieser Grundlage unterschiedliche Nutzungsszenarien zusammenstellen zu können.

Detaillierte Betrachtung der Potenziale

8.1 Charakterisierung der Teilsegmente

Das gesamte langfristig nutzbare PV-Potenzial der Schweiz wurde dazu fein unterteilt. Jeder Anlagentyp wurde in viele kleine Teilsegmente unterteilt. Beispielsweise wurden die Dachanlagen bis 30 kW in insgesamt 120 Teilsegmente unterteilt anhand von unterschiedlichen Kombinationen aus Eigenverbrauch, Höhe des mit dem Eigenverbrauch substituierten Stroms, Höhe der Investitionskosten, Renditeerwartungen und Abnahmevergütungen (siehe Anhang A2 für die detaillierten Annahmen). Es resultieren dabei über alle Anlagentypen insgesamt 744 Teilsegmente.

Unterteilung des Potenzials in viele Teilsegmente

Für jedes dieser Teilsegmente wurde zudem das jeweilige Potenzial (MWh/TWh) abgeschätzt. Die Abschätzung des Potenzials war teilweise

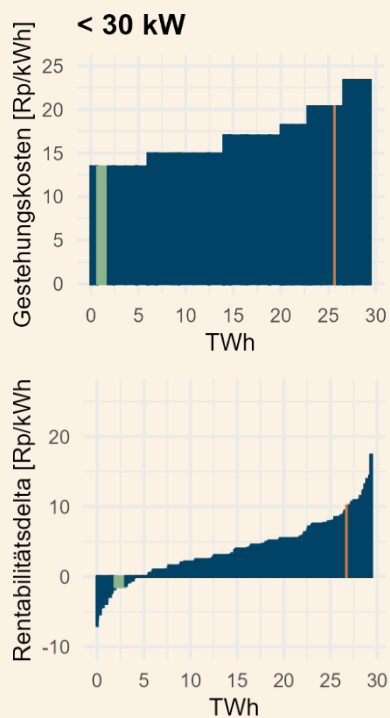
Schätzung des Potenzials pro Teilsegment

einfach (Potenzial nach Dachgrößen bekannt / Durchschnittskosten bekannt, daher symmetrische Aufteilung von tiefen, mittleren und hohen Kosten, etc.). Bei anderen Faktoren war die Abschätzung jedoch sehr anspruchsvoll, da keine Daten bekannt sind (bspw. Verteilung Eigenverbrauch bei Agri-PV). Dies ist eine der wichtigen Grenzen der vorliegenden Methode.

Für jedes dieser Teilsegmente wurden die Gesteungskosten sowie das «Rentabilitätsdelta» berechnet (zu Details siehe Vorgehen in Kapitel 2.4). Als «Rentabilitätsdelta» werden diejenigen Mittel bezeichnet, welche zusätzlich zum Eigenverbrauch und der Abnahmevergütung fehlen, damit die Anlage die von den typischen Investoren und Investorinnen gewünschte Rentabilität ausweist. Heute tragen die Investitionsbeiträge resp. Marktprämien sowie Steuereinsparungen dazu bei, dieses Delta zu verkleinern (z.B. Fassadenanlagen) oder zu decken (kleine, grosse und sehr grosse Dachanlagen).

«Rentabilitätsdelta»: fehlende Mittel bis zur gewünschten Rentabilität

Box: Darstellung der Teilsegmente eines Anlagentyps



- Die Y-Achse zeigt im oberen Bild die Gesteungskosten und im unteren Bild das «Rentabilitätsdelta» eines Anlagentyps illustrativ am Beispiel der Dachanlagen unter 30 kW.
- Die X-Achse zeigt, wie gross das Potenzial des Anlagentyps ist (in TWh).
- Jeder Anlagentyp besteht aus vielen Teilsegmenten, welche in den Stufen sichtbar sind. Exemplarisch sind zwei dieser Teilsegmente in grün und orange eingefärbt.
- Das grüne Teilsegment bspw. stellt Dachanlagen bis 30 kW auf einem Wohngebäude dar, mit 40% Eigenverbrauch, eher tiefen Investitionskosten, einer hohen Abnahmevergütung von 10 Rp./kWh und einer tiefen Renditeerwartung von 1%. Das negative Rentabilitätsdelta dieses Teilsegments bedeutet, dass dieser spezifische Anlagentyp gemäss Annahmen bereits ohne Einmalvergütungen oder Steuererleichterung rentabel ist.
- Das orange Teilsegment stellt Dachanlagen bis 30 kW auf einem Nichtwohngebäude dar mit 40% Eigenverbrauch, mittleren Investitionskosten, einer Abnahmevergütung von 5 Rp./kWh und einer höheren Renditeerwartung von 4.3%. Das Rentabilitätsdelta von ca. 10 Rp./kWh bedeutet, dass zusätzliche Mittel von 10 Rp./kWh notwendig sind, damit dieser spezifische Anlagentyp rentabel wird.

Bei der Betrachtung der Analysen ist zu berücksichtigen, dass das gesamte Potenzial betrachtet wird, also inklusive der bereits umgesetzten Anlagen.

Dachanlagen

Die Gesteungskosten der Dachanlagen zeigen wie erwartet, dass die Kosten mit der Grösse der Anlage fallen (siehe Abbildung 51 oben). Während kleine Anlagen Gesteungskosten zwischen ca. 13 und 23 Rp./kWh aufweisen, erreichen sie bei grossen Anlagen zwischen 8 und 10 Rp./kWh. Die

Gesteungskosten auf Dächern von 8 bis 23 Rp./kWh

Abbildungen zeigen zudem die relevanten Bandbreiten der Gestehungskosten, insbesondere bei den kleineren Anlagen. Bei den grossen Anlagen sind nur drei Stufen erkennbar (hohe, mittlere und tiefe Investitionskosten), bei den kleineren jedoch sechs. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei den grossen Anlagen nur von einem Diskontierungssatz von 4.3% ausgegangen wird, bei den kleineren Anlagen jedoch je nach Investorin von einem Satz von 1% oder 4.3%.

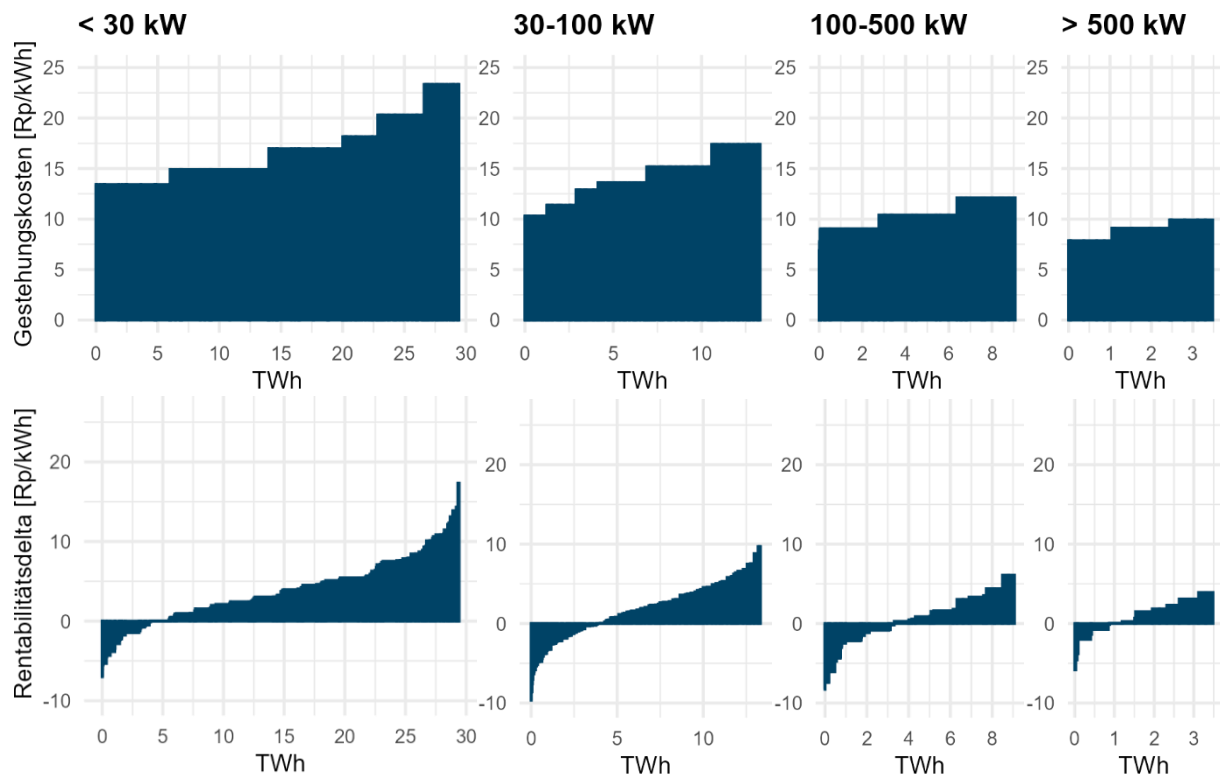


Abbildung 51: Gestehungskosten (oben) und Rentabilitätsdelta (unten) aller Dach-Anlagentypen

Die Analyse der Rentabilitätsdeltas der Dachanlagen zeigt, dass in allen Grössen kategorien ein Teil der Anlagen bereits mit dem Eigenverbrauch und der Abnahmevergütung rentabel betrieben werden kann (siehe Abbildung 51 unten). Sie weisen eine negative Rentabilitätsdifferenz aus, es bedarf also keiner weiteren Investitionsbeiträge oder Steuererleichterungen zur Rentabilität. Dies ist auf unterschiedliche Faktoren zurückzuführen – grösstenteils sind dies Teilsegmente mit hohen Eigenverbrauchsanteilen und tiefen Investitionskosten. Der Anteil der bereits rentablen Anlagen ist bei den beiden grossen Anlagentypen grösser, was auf die im Vergleich tieferen Investitionskosten zurückzuführen ist.

Viele Dachanlagen ohne Förderung rentabel

Fassadenanlagen

Die Gestehungskosten der Fassadenanlagen zeigen wie erwartet, dass die Kosten sehr viel höher liegen als bei den Dachanlagen (siehe Abbildung 52 oben). Sie liegen zwischen 21 und 47 Rp./kWh. Dies ist auf die Kombination von höheren Investitionskosten pro Kilowatt und tieferem spezifischem Ertrag der Fassadenanlagen zurückzuführen. Die Bandbreite der

Gestehungskosten an Fassaden zwischen 21 und 47 Rp./kWh

Gestehungskosten ist fast grössenunabhängig, da die Investitionskosten grössenunabhängig sind: Kleinere Flächen bringen höhere Fixkosten mit sich, aber geringere Kosten bezüglich des Brandschutzes. Bei grösseren Anlagen ist es genau umgekehrt.

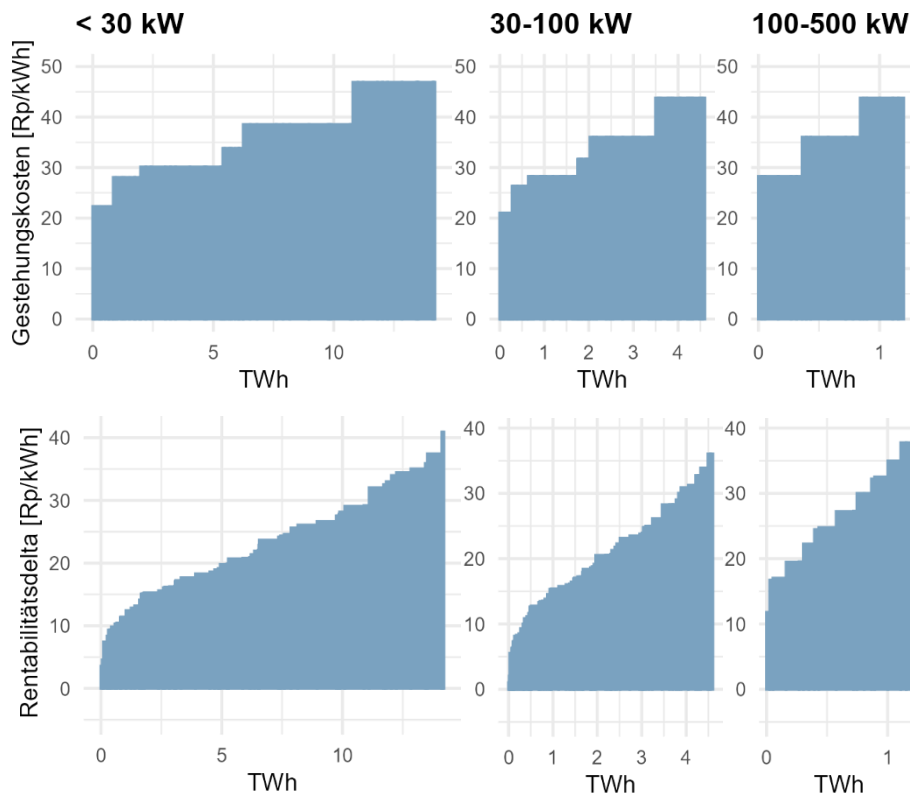


Abbildung 52: Gestehungskosten (oben) und Rentabilitätsdelta (unten) aller Fassade-Anlagentypen.

Die Rentabilitätsdeltas der Fassadenanlagen zeigen, dass trotz Eigenverbrauch und der Abnahmevergütung alle Anlagen zusätzliche Mittel benötigen, um die gewünschte Rentabilität (teils 1%, teils 4.3%) zu erreichen (siehe Abbildung 52 unten). Je nach Teilsegment fehlen zwischen 1 und 41 Rp./kWh bis zur Rentabilität.

Alle Fassadenanlagen unrentabel

Übrige Anlagen

Die Gestehungskosten der übrigen Anlagentypen spannen eine grosse Bandbreite von ca. 10 Rp./kWh bis zu über 30 Rp./kWh (siehe Abbildung 53 oben). Die unterschiedlichen Stufen bei der Agri-PV und Alpin sind auf unterschiedliche Investitionskosten zurückzuführen (tief, mittel, hoch). Bei der Infrastruktur sind die zusätzlichen Stufen auf die unterschiedlichen Infrastrukturtypen zurückzuführen.

Gestehungskosten von 10 bis 30 Rp./kWh

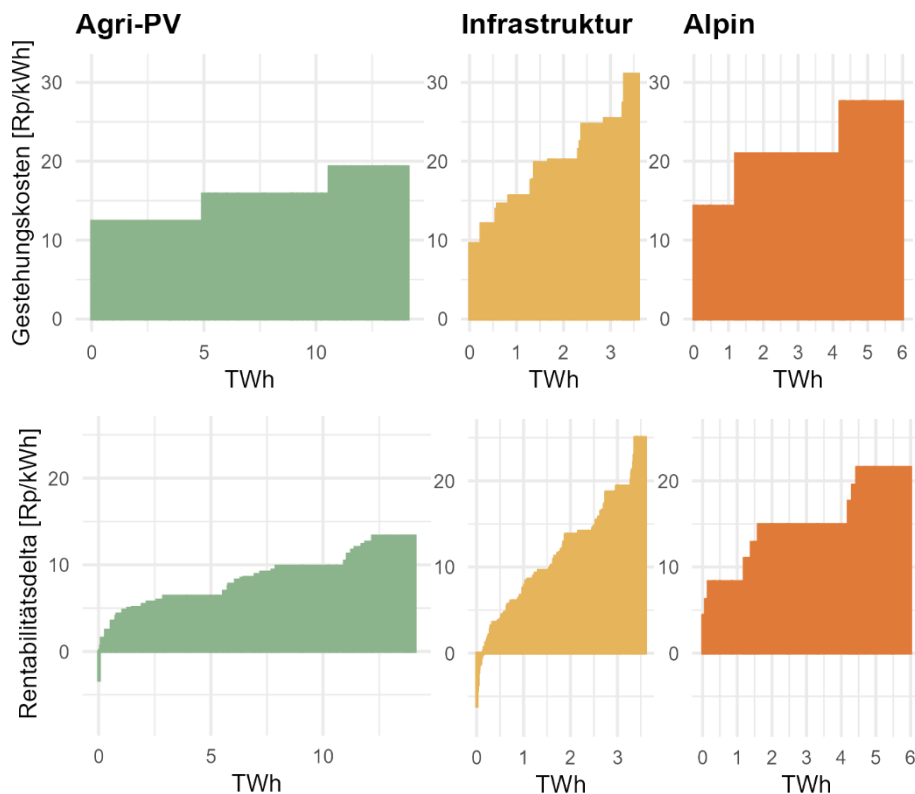


Abbildung 53: Gestehungskosten (oben) und Rentabilitätsdelta (unten) der übrigen Anlagentypen.

Die Rentabilitätsdeltas der Fassadenanlagen zeigen, dass Eigenverbrauch und Abnahmevergütung nur in sehr wenigen Einzelfällen im Bereich Agri-PV und Infrastrukturen ausreichen, um die gewünschte Rentabilität von 5% zu erreichen (siehe Abbildung 53 unten). Je nach Teilsegment fehlen bis zu 25 Rp./kWh bis zur Rentabilität.

Anlagen mit wenigen Annahmen unrentabel

8.2 Nutzungsszenarien

Die Teilsegmente des Schweizer PV-Potenzials wurden zu unterschiedlichen Nutzungsszenarien zusammengestellt, um das angenommene Ziel von 37 TWh durch PV bis 2050 gemäss Vorgabe des neuen Stromgesetzes⁸⁴ zu erreichen. Diese fünf Szenarien werden im Folgenden einzeln beschrieben und anschliessend verglichen.

Fünf Szenarien für 37 TWh Solarstrom

Minimale Gestehungskosten

Werden in einem Szenario die Teilsegmente mit den geringsten Gestehungskosten zusammengestellt, werden alle Anlagen mit Gestehungskosten von bis zu ca. 15 Rp./kWh berücksichtigt (siehe Abbildung 54).

Gestehungskosten von unter 15 Rp./kWh

84 Energiegesetz (EnG), in Kraft ab 01.01.2025 ([Link](#))

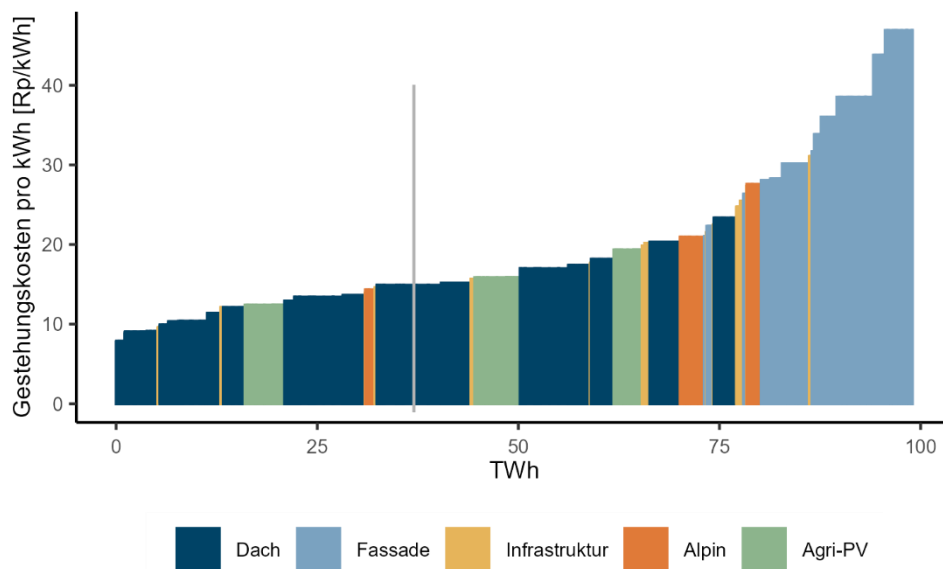


Abbildung 54: Szenario minimale Gestehungskosten: Gestehungskosten aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials, aufsteigend sortiert.

Es resultiert ein Produktionspark aus hauptsächlich Dachanlagen und Agri-PV (siehe Abbildung 55). Alpine und Infrastrukturanlagen spielen auch eine gewisse Rolle, Fassadenanlagen kommen darin gar nicht vor. Mit dieser Zusammensetzung beträgt die gesamte Leistung der Photovoltaik in der Schweiz 38.4 GW, 29.4 GW auf der Netzebene 7 (Niederspannungsnetz) und 9 GW auf der Netzebene 5 (Mittelspannungsnetz). Der relativ hohe Anteil auf Netzebene 5 ist zu unter anderem auf den Ausbau der Agri-PV in diesem Szenario zurückzuführen.

Anlagenpark von Dächern und Agri-PV

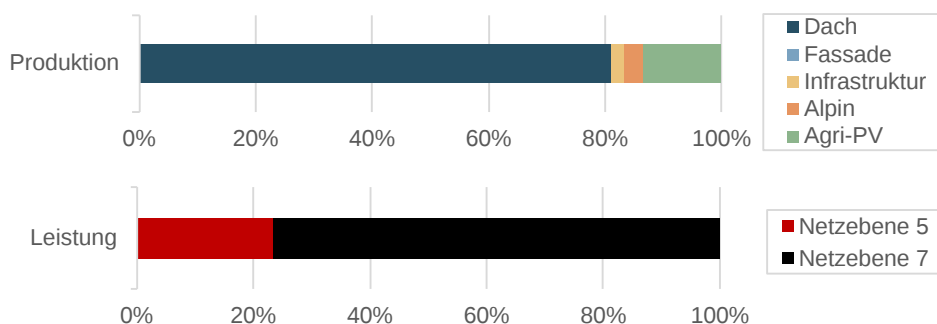


Abbildung 55: Szenario minimale Gestehungskosten: Gesamte Produktion nach Anlagentyp (oben) sowie gesamte Leistung nach Netzebene (unten)

Das Szenario der minimalen Gestehungskosten ergibt Gestehungskosten von 80.6 Mrd. Fr. für den gesamten Anlagenpark. Die tiefsten Gestehungskosten führen nicht zum tiefsten Rentabilitätsdelta, wie Abbildung 56 zeigt. Dieses beläuft sich auf 12.8 Mrd. Fr. So werden beispielsweise viele Agri-PV Teilsegmente berücksichtigt (erster grüner Block), welche ein viel grösseres Rentabilitätsdelta aufweisen als diverse Dachanlagen mit negativen Rentabilitätsdeltas (nichtberücksichtigte Teilsegmente in dunkelblau).

Tiefe Gestehungskosten führen teilweise zu hohen Rentabilitätsdeltas

Dieser Unterschied ist darauf zurückzuführen, dass die Dachanlagen zwar teurer sind, aufgrund der Vorteile des Eigenverbrauchs jedoch keiner oder weniger Förderung bedürfen als die Agri-PV Anlagen, die typischerweise sehr wenig Eigenverbrauch ausweisen.

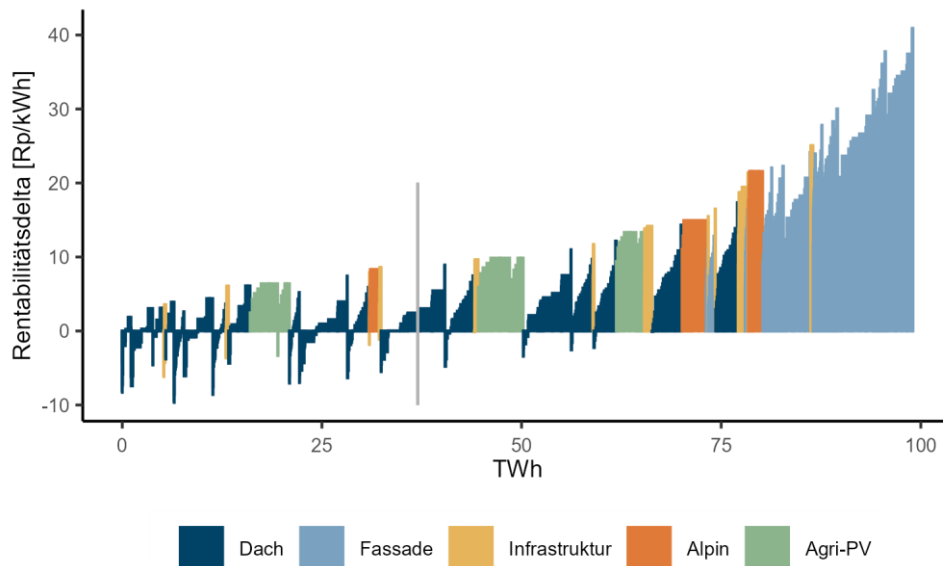


Abbildung 56: Szenario minimale Gestehungskosten: Rentabilitätsdelta aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials, nach aufsteigenden Gestehungskosten sortiert.

Minimales Rentabilitätsdelta

Werden in einem Szenario die Teilsegmente mit den geringsten Rentabilitätsdeltas zusammengestellt, zeigt sich, dass gemäss den getroffenen Annahmen Dachanlagen im Umfang von ca. 12 TWh bereits mit dem Eigenverbrauch und der Abnahmevergütung die Rentabilitätsanforderungen der typischen Investoren und Investorinnen erreicht werden und keine zusätzliche Förderung über Einmalvergütungen, Marktprämien oder Steuereinsparungen nötig sind (siehe Abbildung 57). Die gesamten zusätzlichen benötigten Mittel, um einen Produktionspark von 37 TWh zu installieren, betragen 8.3 Mrd. Fr. Die Gestehungskosten belaufen sich auf 89.8 Mrd. Fr.

12 TWh bereits
ohne Förderung
rentabel

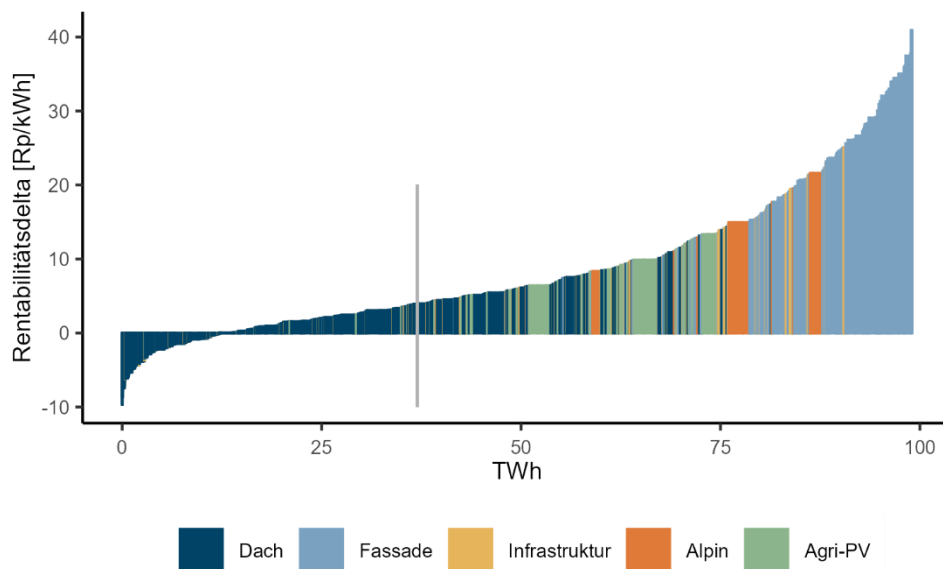


Abbildung 57: Szenario minimales Rentabilitätsdelta: Rentabilitätsdeltas aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials, nach aufsteigenden Rentabilitätsdeltas sortiert.

Es resultiert in diesem Szenario ein Produktionspark aus grösstenteils Dachanlagen (siehe Abbildung 58). Geringe Rollen spielen Agri-PV, Infrastrukturanlagen sowie alpine Anlagen. Auch in diesem Szenario kommen Fassadenanlagen gar nicht vor. Mit dieser Zusammensetzung beträgt die gesamte Leistung der Photovoltaik in der Schweiz 39.5 GW, 35.1 GW auf der Netzebene 7 und 4.4 GW auf der Netzebene 5.

Anlagenpark aus Dachanlagen

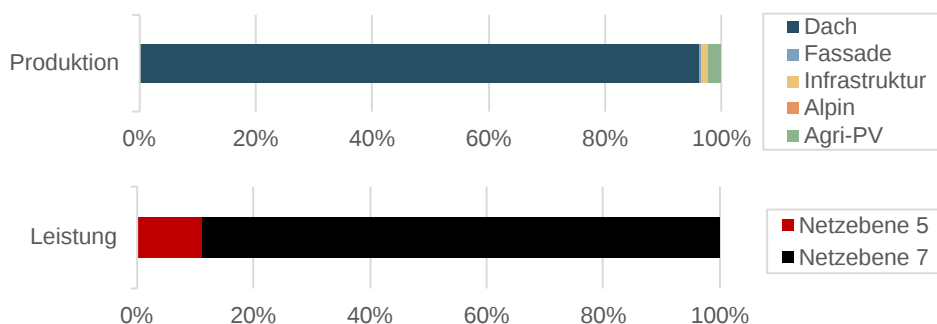


Abbildung 58: Szenario minimales Rentabilitätsdelta: Gesamte Produktion nach Anlagentyp (oben) sowie gesamte Leistung nach Netzebene (unten)

Wird das Rentabilitätsdelta mit der aktuellen Förderung über die Einmalvergütung verglichen, zeigt sich, dass für viele Dachanlagen keine Förderung nötig wäre, für andere Dachanlagen jedoch schon (siehe Abbildung 59). Bei den anderen Anlagentypen liegt die Förderung in den meisten Fällen unter dem Betrag, der nötig wäre. Eine Ausnahme ist das erste sichtbare Teilsegment der alpinen Anlagen zwischen 55 und 60 TWh. Hier reicht die aktuelle Förderung für alpine Anlagen für den Bau einiger weniger Teilsegmente aus. Es sind alpine Anlagen mit tiefen Investitionskosten. Es gibt auch alpine

Unterschiede zwischen Rentabilitätsdelta und aktuell ausbezahlten Förderung

Anlagen mit tiefen Investitionskosten und zusätzlich Eigenverbrauch. Diese liegen in der Hierarchie weiter vorne, sind jedoch so selten, dass der dünne orange Strich kaum sichtbar ist.

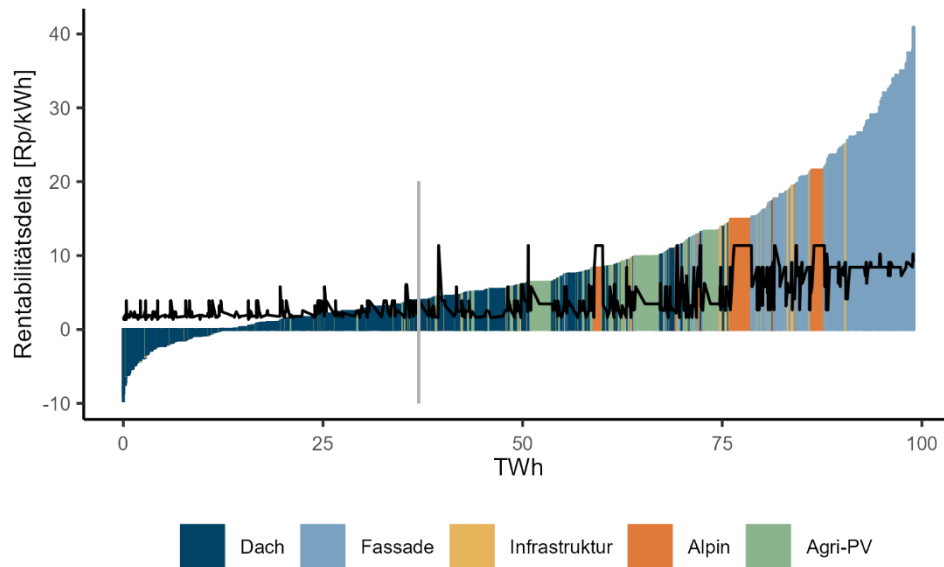


Abbildung 59: Szenario minimales Rentabilitätsdelta: Rentabilitätsdeltas aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials, nach aufsteigenden Rentabilitätsdeltas sortiert. Schwarze Linie: aktuelle Förderung dieses Anlagentyps in Rp./kWh in Form von Einmalvergütungen (ohne Steuereinsparungen).

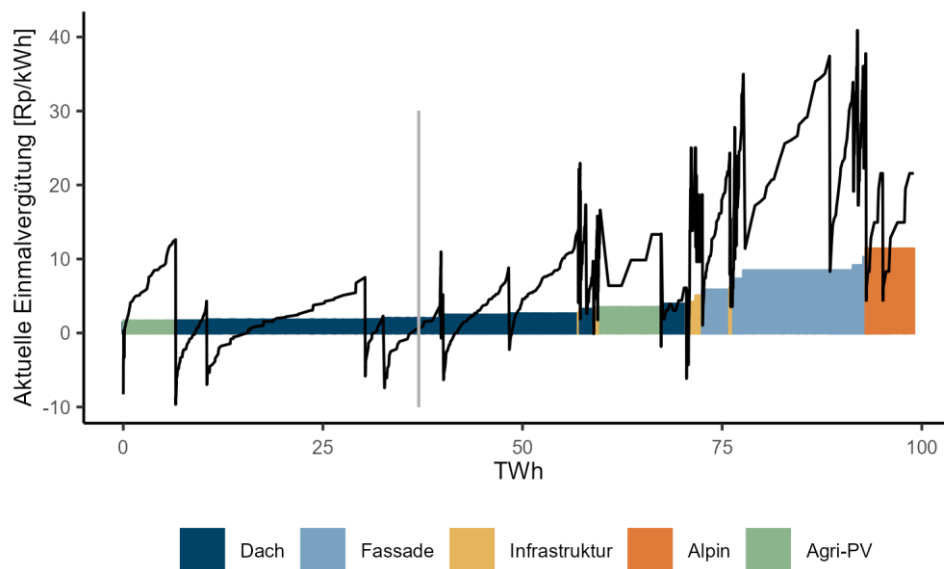


Abbildung 60 Aktuelle Förderung jedes Anlagentyps in Rp./kWh in Form von Einmalvergütungen (ohne Steuereinsparungen), nach aufsteigender Förderung sortiert (farbige Kästen). Schwarze Linie: Rentabilitätsdeltas aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials.

Abbildung 60 kehrt die vorhergehende Darstellung um. Nun zeigen die farbigen Balken die heutigen Einmalvergütungen (ohne Steuerersparnisse). Das Rentabilitätsdelta ist als schwarzer Strich dargestellt. So zeigt

beispielsweise der erste grüne Balken die tiefe heutige Einspeisevergütung, welche diese Agri-PV-Anlagen erhalten würden. Der schwarze Strich zeigt die Rentabilitätsdeltas. Der schwarze Strich liegt zu überwiegendem Anteil über dem grünen Balken – es bräuchte theoretisch also viel mehr Mittel als heute über die Einmalvergütung geboten würde. Beim nächsten blauen Balken ändert sich dies – hier liegt ein relevanter Teil des schwarzen Strichs unter der Höhe des Balkens. Diese Dachanlagen bräuchten die Einmalvergütung also nicht. Die Abbildung zeigt, dass die meisten bereits ohne Förderung rentablen Anlagen Dachanlagen sind und dass die relevant höheren Einmalvergütungen im Bereich Fassade und alpine Anlagen meist trotzdem zu tief sind, als dass sie für den rentablen Bau und Betrieb ausreichen. In beiden Fällen können insbesondere eine Senkung der Kosten (z.B. durch Standardisierung der Anlagen) das Rentabilitätsdelta senken, auch bei gleichbleibender Förderung.

Minimales Rentabilitätsdelta für Winterstrom

In diesem Szenario werden die Teilsegmente mit dem geringsten Rentabilitätsdelta für Winterstrom berücksichtigt. Dabei wurde das gesamte Rentabilitätsdelta einer Anlage nur durch die Winterstrom-Produktion geteilt. Aus diesem Grund ist das Rentabilitätsdelta pro Kilowattstunde sehr viel höher als bei den übrigen Szenarien. In diesem Szenario werden insgesamt 10 TWh Winterstrom produziert. Dies entspricht einer Steigerung von 1 % oder 0.1 TWh gegenüber dem Szenario «Minimales Rentabilitätsdelta».

Förderung von günstigstem Winterstrom führt zu 10 TWh Winterstrom

In diesem Szenario, verglichen mit dem Szenario minimalen Rentabilitätsdelta, verschieben sich die alpinen Anlagen leicht nach vorne, ebenso die Fassadenanlagen. Das Bild im Bereich der angestrebten Zielproduktion von 37 TWh verändert sich jedoch nur unwesentlich. Einige wenige alpinen und Fassadenanlagen werden im Vergleich zum vorherigen Szenario anstelle von Dachanlagen berücksichtigt. Die höhere Winterproduktion der alpinen und Fassadenanlagen reicht nicht aus, um ihre Nachteile der Kosten und Rentabilität wettzumachen. Die gesamten zusätzlichen benötigten Mittel für die Zielproduktion betragen 8.4 Mrd. Fr., die Gestehungskosten belaufen sich auf 90 Mrd. Fr.

Kaum Unterschiede zu Minimales Rentabilitätsdelta

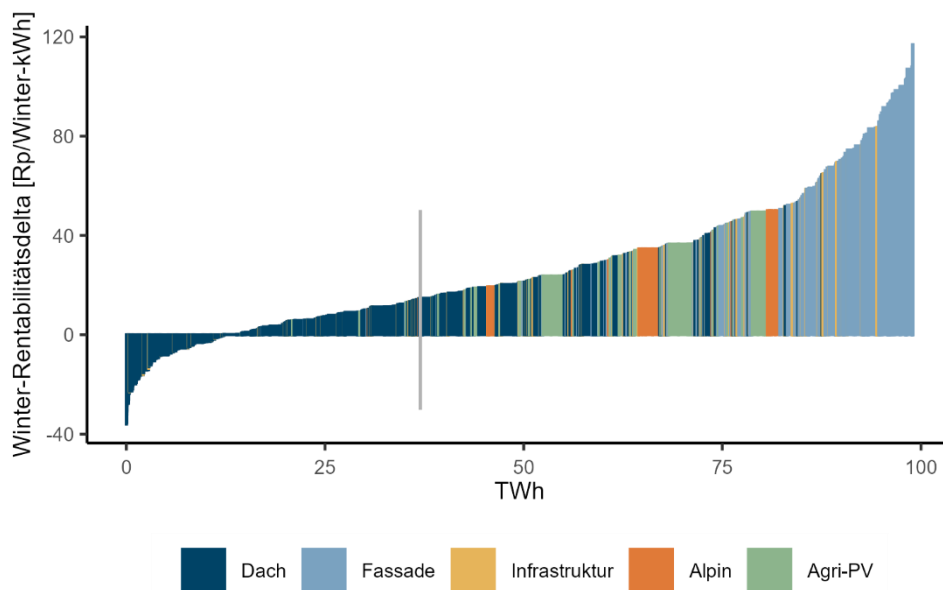


Abbildung 61: Szenario minimales Rentabilitätsdelta für Winterstrom: Rentabilitätsdeltas aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials geteilt durch die Winterstrom-Produktion, nach aufsteigenden Rentabilitätsdeltas sortiert

Es resultiert ein fast identischer Produktionspark aus grösstenteils Dachanlagen (siehe Abbildung 62). Infrastrukturanlagen und Agri-PV spielen eine untergeordnete Rolle. Mit dieser Zusammensetzung beträgt die gesamte Leistung der Photovoltaik in der Schweiz 39.5 GW, 35.2 GW auf der Netzebene 7 und 4.3 GW auf der Netzebene 5.

Produktionspark aus Dachanlagen

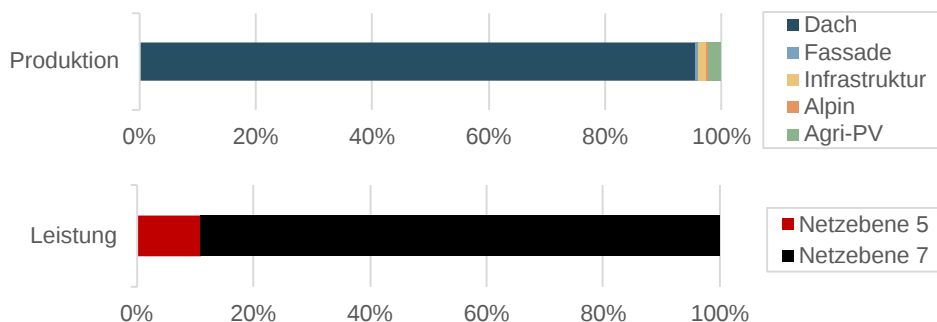


Abbildung 62: Szenario minimales Rentabilitätsdelta für Winterstrom: Gesamte Produktion nach Anlagentyp (oben) sowie gesamte Leistung nach Netzebene (unten)

Minimales Rentabilitätsdelta ohne Anlagen in unbebauten Gebieten

In diesem Szenario werden die Teilsegmente mit den tiefsten Rentabilitätsdeltas berücksichtigt, aber Anlagen in unbebauten Gebieten (Agri-PV, alpine Anlagen sowie Infrastruktur-Anlagen auf Stauseen, Staumauern und der restlichen Infrastruktur, wie Böschungen, Lawinenverbauungen, etc.) von vornherein ausgeschlossen. Das Bild im Bereich der angestrebten Zielproduktion von 37 TWh ändert sich durch diesen Ausschluss nur wenig (siehe Abbildung 63), da die Anlagentypen in unbebauten Gebieten darin ohnehin kaum vertreten waren. Einige wenige Teilsegmente der alpinen Anlagen und

Kaum Unterschiede zu Minimales Rentabilitätsdelta

Agri-PV werden neu nicht mehr berücksichtigt. Die gesamten zusätzlichen benötigten Mittel für die Zielproduktion betragen 9 Mrd. Fr., die Gesteinskosten belaufen sich auf 91.3 Mrd. Fr.

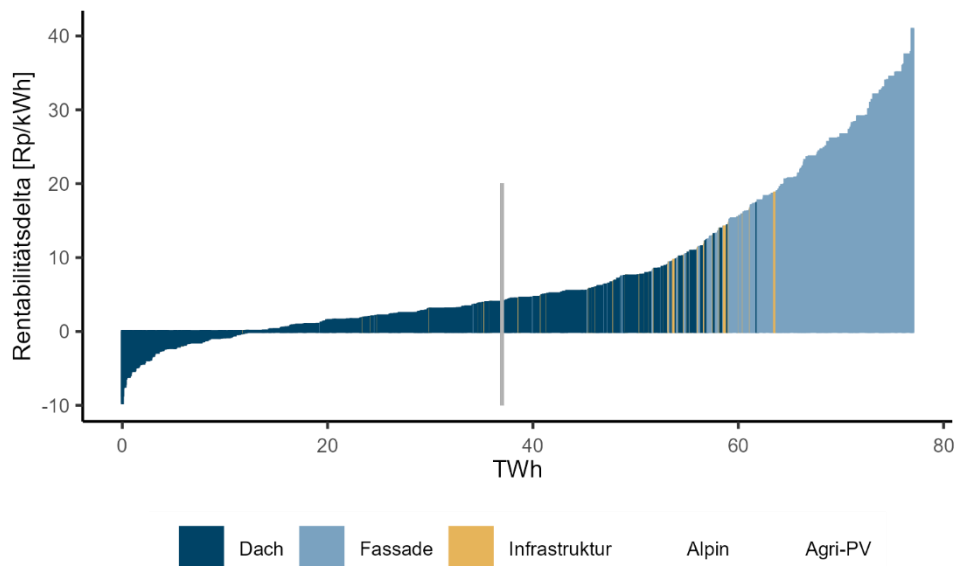


Abbildung 63: Szenario minimales Rentabilitätsdelta ohne Anlagen in unbebauten Gebieten: Rentabilitätsdeltas aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials, nach aufsteigenden Rentabilitätsdeltas sortiert

Es resultiert ein Produktionspark aus fast ausschliesslich Dachanlagen (siehe Abbildung 64). Alpine und Agri-PV kommen definitionsgemäss nicht vor. Mit dieser Zusammensetzung beträgt die gesamte Leistung der Photovoltaik in der Schweiz 39.7 GW, 36 GW auf der Netzebene 7 und 3.7 GW auf der Netzebene 5.

Produktionspark aus Dächern

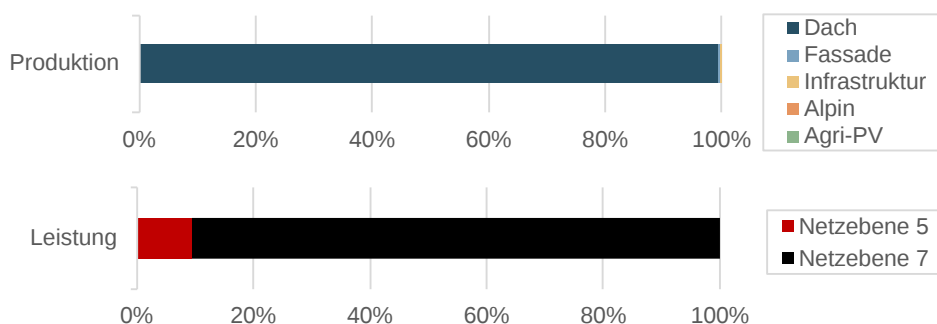


Abbildung 64: Szenario minimale Rentabilitätsdelta ohne Anlagen in unbebauten Gebieten: Gesamte Produktion nach Anlagentyp (oben) sowie gesamte Leistung nach Netzebene (unten)

Gleiche anteilige Nutzung aller Anlagentypen

In diesem Szenario werden von jedem Anlagentyp der gleiche Anteil des langfristig nutzbaren Potenzials berücksichtigt, um auf die Zielproduktion von 37 TWh zu gelangen (konkret 39%). Das Bild verändert sich dadurch definitionsgemäss fundamental (siehe Abbildung 65). Alle Anlagentypen sind

Grosse Spannbreite beim Rentabilitätsdelta von -10 bis 21 Rp./kWh

repräsentiert, mit einem Rentabilitätsdelta von ca. -10 Rp./kWh für günstige grosse Dachanlagen mit viel Eigenverbrauch bis zu 21 Rp./kWh für günstige Fassadenanlagen mit viel Eigenverbrauch.

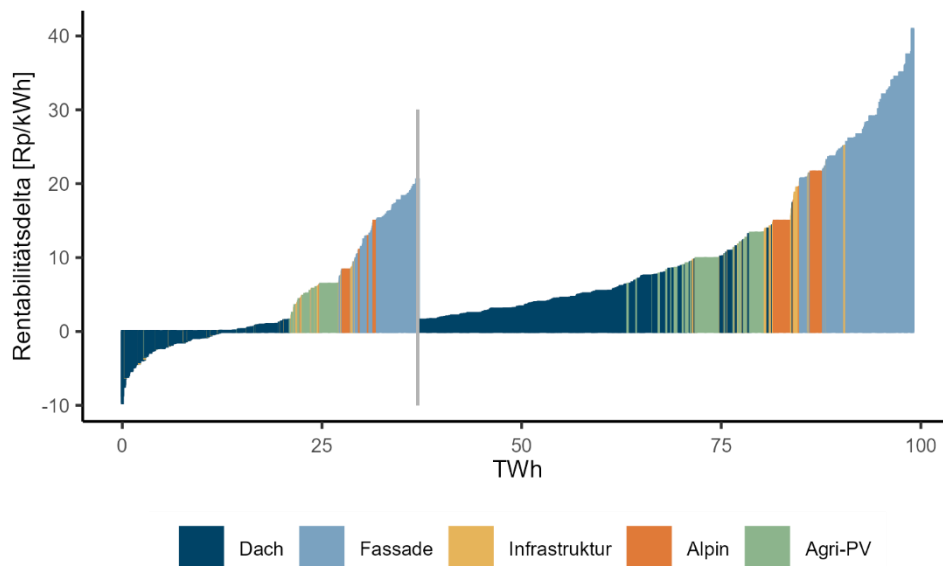


Abbildung 65: Szenario gleiche anteilige Nutzung aller Anlagentypen: Rentabilitätsdeltas aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials, bis zur Zielproduktion nach aufsteigenden Rentabilitätsdeltas sortiert

Dieses Szenario führt zu einer grundlegend anderen Zusammensetzung des Produktionsparks im Vergleich zu den anderen Szenarien. Definitionsgemäss entspricht die Aufteilung der Anlagentypen dem langfristig nutzbaren Potenzial. Mehr als die Hälfte der Anlagen liegt auf Dächern, gefolgt von Fassaden und Agri-PV (siehe Abbildung 66). Mit dieser Zusammensetzung beträgt die gesamte Leistung der Photovoltaik in der Schweiz 42.7 GW, 34.4 GW auf der Netzebene 7 und 8.3 GW auf der Netzebene 5.

Neu grosser Anteil an Fassadenanlagen

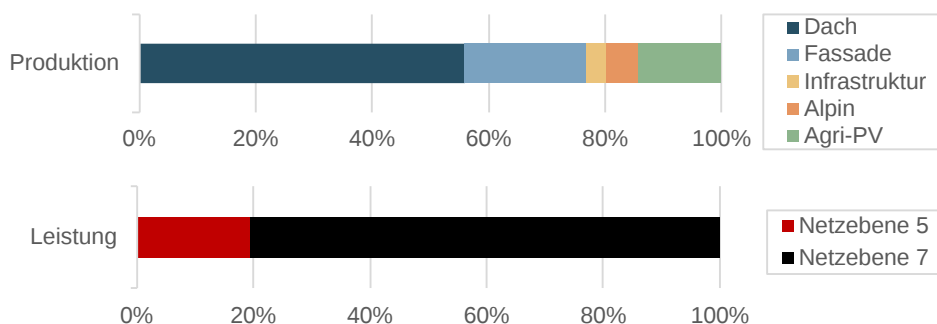


Abbildung 66: Szenario gleiche anteilige Nutzung aller Anlagentypen: Gesamte Produktion nach Anlagentyp (oben) sowie gesamte Leistung nach Netzebene (unten)

8.3 Vergleich der Nutzungsszenarien

In diesem Unterkapitel werden die fünf unterschiedlichen Nutzungsszenarien nach ihrer Zusammensetzung der Anlagentypen, der Belastung der Netzebenen, den Gestehungskosten und den Rentabilitätsdeltas miteinander verglichen.

Vergleich von vier Kennzahlen

Beim Vergleich der Zusammensetzung der Anlagentypen fällt zunächst die Dominanz der Dachanlagen auf (siehe Abbildung 67). Sie spielen in allen Nutzungsszenarien eine massgebende Rolle zur Erreichung der Zielproduktion. Sollen die Rentabilitätsdeltas der berücksichtigten Anlagen für die Zielproduktion minimiert werden, nimmt die Bedeutung der Dachanlagen nochmals zu. Sie decken in allen dieser drei Nutzungsszenarien mindestens 35 TWh ab. Dies ist auf die günstigen Kosten vor allem grosser Dachanlagen zurückzuführen, aber auch auf die relevanten Eigenverbrauchsmöglichkeiten in Gebäuden, welche zu einer höheren Wirtschaftlichkeit führen.

Dominanz von Dachanlagen in allen Szenarien

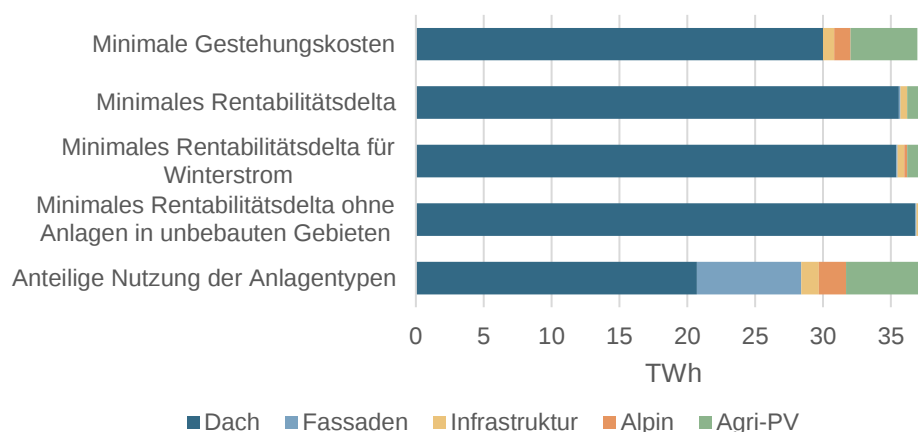


Abbildung 67: Zielproduktion von 37 TWh der unterschiedlichen Anlagentypen je nach Nutzungsszenario

Werden hingegen die Gestehungskosten minimiert, spielen die Agri-PV und die alpinen Anlagen eine etwas stärkere Rolle. Sie können aufgrund ihrer Grösse die Gestehungskosten tief halten. Die für eine Rentabilität nötige Förderung, das Rentabilitätsdelta, ist jedoch viel höher, da diese Anlagen oft über keinen oder nur einen geringen Eigenverbrauch verfügen. Schliesslich entspricht das letzte Szenario definitionsgemäss den Anteilen des langfristig nutzbaren Potenzials. Es ist das einzige Nutzungsszenario mit relevanten Anteilen von Fassadenanlagen.

Tiefe Gestehungskosten bedeuten nicht automatisch tiefe Rentabilitätsdeltas

Je nach Nutzungsszenario führt die Vorgabe von 37 TWh Zielproduktion zu einem unterschiedlich hohen Bedarf an installierter PV-Leistung in der Schweiz, konkret von 38 GW bis zu 43 GW (siehe Abbildung 68). Die tiefste Leistung erfordert das Nutzungsszenario mit den minimalen Gestehungskosten, da darin viele Anlagentypen mit hohen Jahreserträgen berücksichtigt sind (alpine Anlagen, Agri-PV, teilweise Infrastruktur). Umgekehrt die höchste Leistung erfordert das Nutzungsszenario, bei welchem von jedem Anlagentyp 39% des langfristig nutzbaren Potenzials berücksichtigt wird. Dies ist vor allem auf den hohen Anteil von Fassadenanlagen zurückzuführen, welche

Höchster Leistungsausbau bei relevantem Anteil Fassadenanlagen

einen geringen Jahresertrag ausweisen. Die Unterschiede der drei übrigen Nutzungsszenarien sind gering.

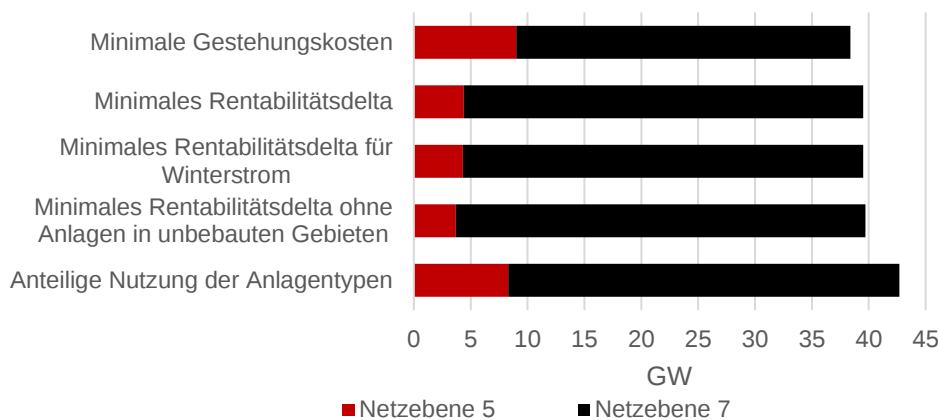


Abbildung 68: Notwendige Leistung für die Zielproduktion von 37 TWh pro Netzebenen und je nach Nutzungsszenario

Der Vergleich zeigt zudem die unterschiedliche Belastung der Netzebenen 5 (Mittelspannungsnetz) und 7 (Niederspannungsnetz). Die drei Szenarien mit minimalen Rentabilitätsdeltas fokussieren auf Dachanlagen und speisen entsprechend hauptsächlich in das Niederspannungsnetz ein, ca. zu 90%. Die übrigen beiden Nutzungsszenarien speisen etwas stärker in das Mittelspannungsnetz ein, da sie höhere Anteile von Agri-PV und alpiner PV ausweisen.

Einspeisung zu sehr grossen Teilen ins Niederspannungsnetz

Die geringsten Gestehungskosten im entsprechenden Nutzungsszenario liegt bei 81 Mrd. Fr. für die gesamten 37 TWh (siehe Abbildung 69). Die drei Szenarien zur Minimierung der Rentabilitätsdeltas liegen bei 90 bis 91 Mrd. Fr. und das teuerste Szenario mit der anteiligen Nutzung der Anlagentypen bei 105 Mrd. Fr. Dies liegt vor allem am relevanten Anteil von Fassadenanlagen in diesem Szenario.

Gestehungskosten von 81 bis 105 Mrd. Fr.

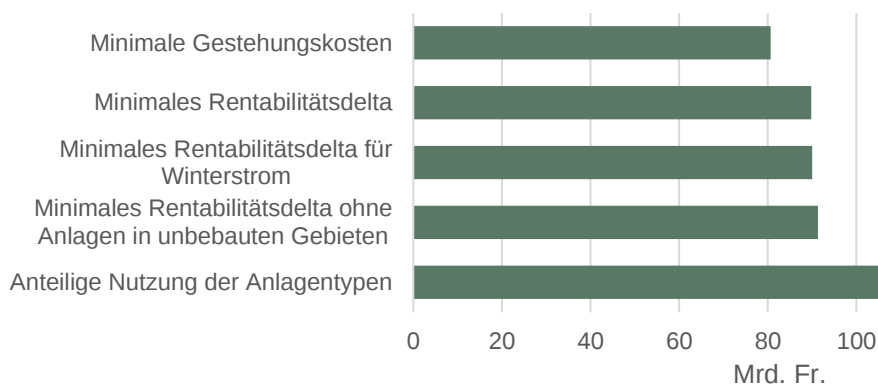


Abbildung 69: Die Gestehungskosten für die Zielproduktion von 37 TWh je Nutzungsszenario

Wie im Beschrieb der Nutzungsszenarien bereits erwähnt, bedeuten tiefe Gestehungskosten nicht unbedingt tiefe Rentabilitätsdeltas. So zeigt der Vergleich der Rentabilitätsdelta von rund 13 Mrd. Fr. bei den minimalen Gestehungskosten, während die drei Rentabilitätsdelta-minimierenden Szenarien zwischen 8 und 9 Mrd. Fr. liegen (im Vergleich Einsparungen von rund 4 bis 5 Mrd. Fr.). Die anteilige Nutzung erhöht das Rentabilitätsdelta auf 29 Mrd. Fr. Dies ist auf die hohen Rentabilitätsdeltas der Fassadenanlagen (hohe Kosten, tiefe Produktion) und der alpinen Anlagen (hohe Kosten, tiefer Eigenverbrauch) zurückzuführen.

Rentabilitätsdeltas von 8 bis 29 Mrd. Fr.

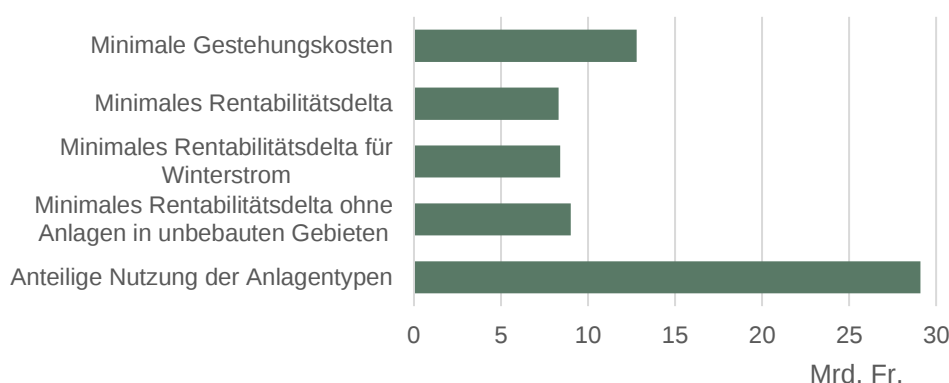


Abbildung 70: Die zusätzlich benötigten Mittel, damit die Zielproduktion von 37 TWh die Rentabilitätsdeltawartungen der typischen InvestorInnen erfüllt

8.4 Sensitivitätsanalyse: saisonale Preisdifferenzen

Wie sensitiv die Nutzungsszenarien auf saisonale Preisdifferenzen reagieren wird in diesem Kapitel untersucht. Dazu wird das Nutzungsszenario mit dem minimalen Rentabilitätsdelta einmal ohne saisonale Preisdifferenz, einmal mit einer kleinen und einmal mit einer grossen saisonalen Preisdifferenz dargestellt (siehe Vorgehen und Annahmen im Kapitel 2.3). Es bestehen kaum Unterschiede zwischen den drei Szenarien (siehe Abbildung 71). Die Zusammensetzung der Anlagentypen, die Aufteilung nach Netzebene und die Gestehungskosten sind fast identisch. Die Summe der Rentabilitätsdeltas für die Zielproduktion von 37 TWh steigt jedoch von 8.3 Mrd. Fr. im Referenzszenario auf 9 Mrd. Fr. im Szenario mit der kleinen saisonalen Preisdifferenz und auf 8.7 Mrd. Fr. im Szenario mit der grossen Differenz. Die gestiegenen Rentabilitätsdeltas sind dadurch zu erklären, dass der grösste Teil der Zielproduktion mit Dachanlagen erreicht wird und deren IRR sinkt leicht, wenn eine saisonale Preisdifferenz eingeführt wird (siehe Abbildung 49).

Keine grossen Unterschiede aufgrund der saisonalen Preisdifferenz

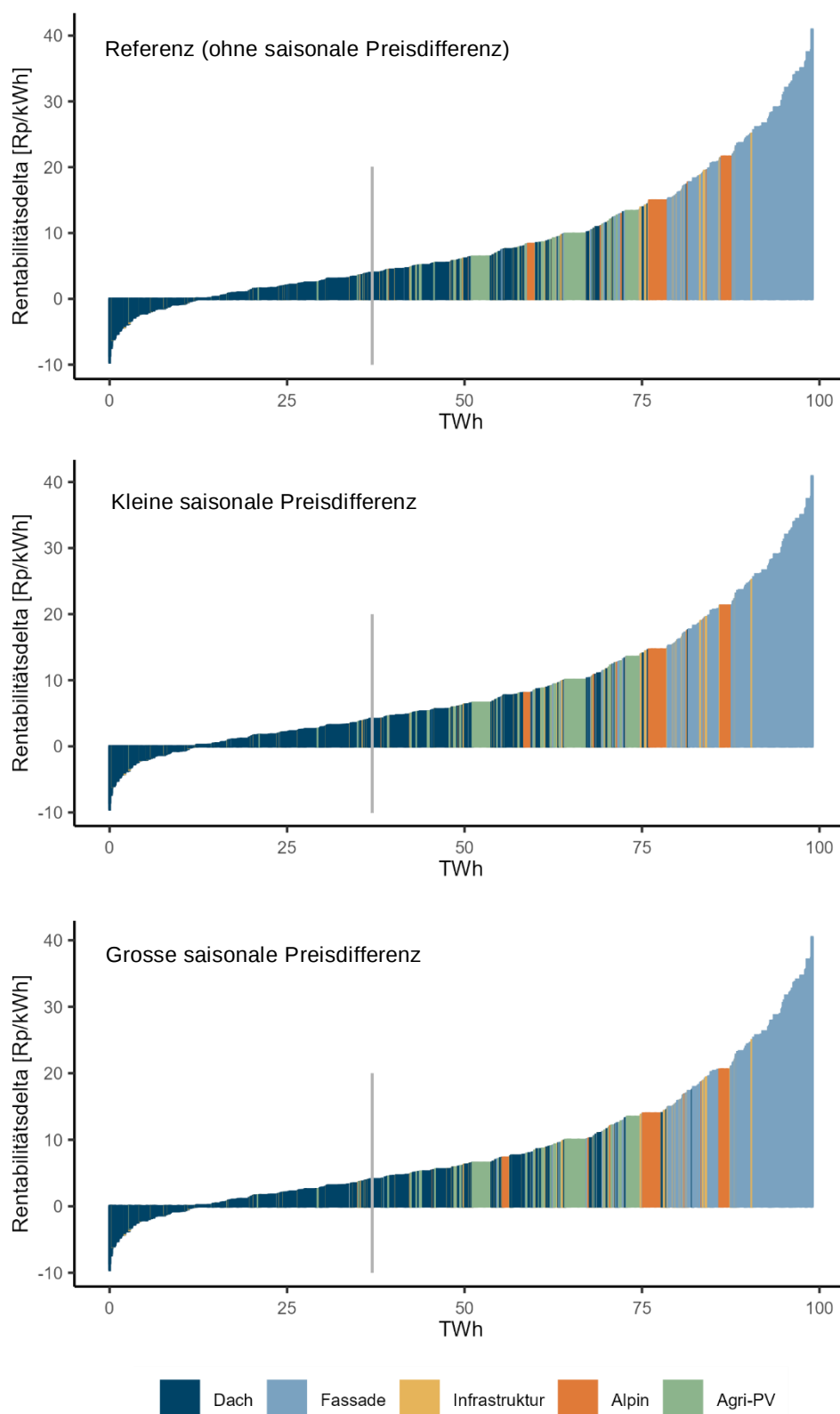


Abbildung 71: Auswirkung der unterschiedlichen saisonalen Preisdifferenzen auf das Nutzungsszenario minimales Rentabilitätsdelta: Die oberste Grafik zeigt das Referenzszenario ohne saisonale Preisdifferenz, die mittlere das Szenario mit der kleinen Preisdifferenz und die unterste das Szenario mit der grossen Preisdifferenz. In jeder Grafik werden die Rentabilitätsdeltas aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials abgebildet, nach aufsteigenden Rentabilitätsdeltas sortiert.

9. Optimierungsmassnahmen

Zielgrössen der Optimierung

Ein zentrales Ziel der vorliegenden Studie ist es, anhand der Analyse der Massnahmen, ihrer Wirkungen und Zusammenspiels mehrere Optimierungsmassnahmen zu identifizieren. Dabei lautet die Vorgabe nicht, die gesamte Förderlandschaft fundamental in Frage zu stellen und gänzlich ein anderes Set an Instrumenten vorzuschlagen. Stattdessen sollen die bestehenden Massnahmen optimiert oder besser koordiniert werden.

Keine fundamentale Umgestaltung, sondern Justierung

Die Zielgrössen der Optimierung sind die **Wirksamkeit** und **Effizienz** der Förderung. Die Massnahmen sind **wirksam**, wenn sie zu einem Zubau der Photovoltaik auf die Zielproduktion von 37 TWh bis 2050 führen. Die Massnahmen sind **effizient**, wenn sie diesen Ausbau zu möglichst geringen Kosten erzielen.

Wirksamkeit und Effizienz als Zielgrössen der Optimierung

Zu fördernde Anlagentypen

Welche Anlagen für möglichst geringe Kosten gefördert werden sollten, lässt sich aus dem Nutzungsszenario des minimalen Rentabilitätsdeltas vom Kapitel 8.2 ablesen, das nachfolgend ein zweites Mal dargestellt wird (Abbildung 72). Es sind zu über 90% Dachanlagen. Dies ist aus einer Kombination aus tiefen Investitionskosten (ausser bei den kleinsten Anlagen) sowie der häufigen Möglichkeit von Eigenverbrauch zurückzuführen. Die übrigen Anlagen sind teurer und/oder können viel seltener den Strom vor Ort verbrauchen.

Geringstes Rentabilitätsdelta bei Dachanlagen

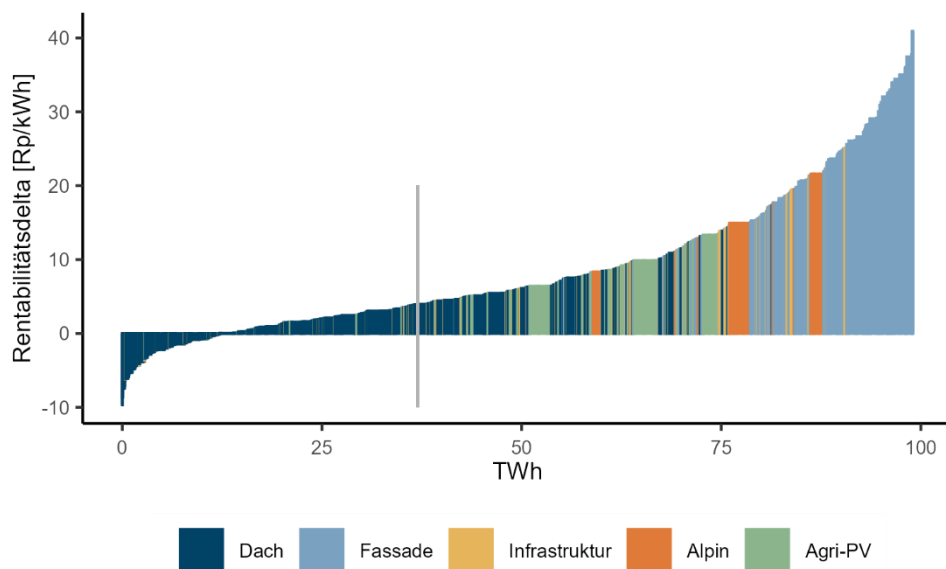


Abbildung 72: Szenario minimales Rentabilitätsdelta: Rentabilitätsdeltas aller Teilsegmente des gesamten Schweizer PV-Potenzials, nach aufsteigenden Rentabilitätsdeltas sortiert

Die Dachanlagen sind nicht nur günstiger als die übrigen Anlagentypen, sondern reichen in ihrem Umfang auch aus, die Zielproduktion von 37 TWh zu

Andere Anlagentypen nicht nötig

erreichen. Es ist also nicht aus Kapazitätsgründen notwendig, die anderen Anlagentypen trotz höheren Förderkosten zu fördern.

Bei den Dachanlagen stellt sich die Frage, ob es überhaupt der Anlagen ohne Eigenverbrauch bedarf, um die Zielproduktion von 37 TWh zu erreichen. Die Analyse zeigt, dass es nur sehr wenige Dachanlagen innerhalb der 37 TWh Zielproduktion sind, welche gemäss den getroffenen Annahmen über keinen Eigenverbrauch verfügen (ca. 2.2 TWh). Im Vergleich zum Total von 5.2 TWh Dachpotenzial ohne Eigenverbrauch macht dies jedoch immerhin 42% aus. Zudem ist dabei auch die Sicht der Investorin zu berücksichtigen. Ist auf einem grossen Dach eine eigenverbrauchsoptimierte Anlage sehr rentabel und eine flächendeckende Anlage weniger rentabel, wird nicht immer die flächendeckende Anlage realisiert. In diesem Fall greift aktuell die Förderung der HEIV, in dem eine optimierte Anlage mit GREIV und eine Anlage ohne Eigenverbrauch mit HEIV gebaut werden kann, die sonst oft nicht gebaut worden wäre. Ein solcher Fall eines grossen Dachs zeigt auch die Grenzen der im Rahmen der Studie getroffenen Annahmen zur Rentabilität. Gemäss der Annahmen wäre das Dach auch ohne Förderung rentabel und bedarf keiner Förderung – in der Realität kann es jedoch sein, dass ohne Förderung nur ein Teil des Dachs genutzt wird.

Es braucht auch Dachanlagen ohne Eigenverbrauch

Auf Grund dieser Analysen und Überlegungen lässt sich ableiten, dass für eine effiziente Förderung der Fokus auf Dachanlagen sinnvoll ist. Konkret lässt sich daraus die mögliche Optimierungsmassnahme ableiten, heutige (zusätzliche) hohe Förderungen für die anderen Anlagentypen zu streichen, konkret den Bonus für Fassadenanlagen und die Einmalvergütung für alpine Anlagen. Die Beurteilung der möglichen Massnahme folgt weiter unten.

Streichung der teuren Förderung für unnötige Anlagentypen

Schliesslich gilt es zu prüfen, ob es Anlagentypen gibt, welche aus Sicht Vollzug eine tiefe Effizienz ausweisen, da der Vollzugaufwand nicht im Verhältnis steht zur ausbezahlten Fördersumme. Heute besteht eine Untergrenze von 2 kW. Der Vollzugaufwand für die Prüfung einer solch kleinen Anlage ist relevant und ähnlich hoch wie bei grösseren Anlagen, führt jedoch bei der KLEIV zu einer Fördersumme von unter 1'000 Fr. So besteht eine Optimierungsmassnahme darin, aus Gründen der Effizienz die Untergrenze zu erhöhen.

Erhöhung der Untergrenze der Einmalvergütung

Minimierung von Mitnahmeeffekten

Neben der Frage, welche Anlagentypen aus Sicht der Effizienz zu fördern sind, ist für eine hohe Effizienz auch innerhalb aller Anlagentypen darauf hinzuwirken, Mitnahmeeffekte zu minimieren. Mitnahmeeffekte entstehen, wenn Investoren und Investorinnen die PV-Anlagen auch ohne die Förderung (z.B. Einmalvergütung oder Steuereinsparung) in gleichem Umfang und gleicher Geschwindigkeit gebaut hätten.

Definition Mitnahmeeffekte

Ganz offensichtlich entstehen relevante Mitnahmeeffekte bei der Förderung von PV-Anlagen, da rund 12 TWh des Potenzials gemäss den getroffenen Annahmen auch ohne Förderung rentabel betrieben werden können. Dies sind fast ausschliesslich Dachanlagen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Annahmen bezüglich der Eigenverbrauchsanteile etwas höher geschätzt

Mitnahmeeffekte bei bereits rentablen Anlagen: unterschiedliche Kombinationen

sind als heute üblich, um den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und Elektromobilität in den nächsten Jahrzehnten bis zum Zieljahr 2050 in den Resultaten darzustellen. Hier ist zu berücksichtigen, dass die Erhöhung des Eigenverbrauchs mit Investitionen verbunden ist (z.B. Elektroauto, aber auch neue Steuerung von Produktionsprozessen), die im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt wurden. Sind alle Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit günstig, ist die Dachanlage auch ohne Förderung bereits rentabel. Sind zwei oder drei Faktoren günstig (bspw. hoher Eigenverbrauch und hoher Stromtarif oder günstige Grossanlage), wird die Dachanlage im Nutzungsszenario für die Zielproduktion berücksichtigt. Sind viele Faktoren ungünstig (bspw. kleine Anlagen oder tiefe Investitionskosten sowie tiefe Stromtarife oder kein Eigenverbrauch), wird das Dach nicht berücksichtigt. Es entstehen also Mitnahmeeffekte bei teilweise sehr unterschiedlichen Dachanlagen, je nach individueller Kombination der Einflussfaktoren.

Die Analysen zur Wirtschaftlichkeit in Kapitel 7 zeigen, dass der Eigenverbrauch innerhalb all dieser Einflussfaktoren als zentral zu werten ist. Viele Anlagen mit hohem Eigenverbrauch sind auch ohne Einmalvergütung oder Steuereinsparung rentabel. Hohe Mitnahmeeffekte entstehen also in vielen Fällen bei Anlagen mit hohem Eigenverbrauch.

Wichtiger Faktor:
Eigenverbrauch

Mitnahmeeffekte gibt es bei der Photovoltaik auch offensichtlich bei Neubauten, da hier eine Pflicht zum Bau von PV-Anlagen besteht. In den MuKE 2025 ist eine Ausweitung dieser Pflicht auf bestehenden Bauten für den Zeitpunkt einer Dachsanierung geplant.

Mitnahmeeffekt bei
Neubauten wegen
Pflicht

Es gibt weitere Indikatoren, die auf erhöhte Mitnahmeeffekte verweisen könnten. Dazu gehören:

- *Die sehr hohe Rentabilität eines Marktsegmentes.* Die Analyse der Rentabilität der verschiedenen Referenzanlagen (siehe Abbildung 48 in Kapitel 7.4) zeigt, dass vor allem grosse Dachanlagen (250 kW / 1.5 MW) hohe mittlere Renditen ausweisen. Dabei ist jedoch auch zu berücksichtigen, dass vor allem die kleinen Dachanlagen zwar eine tiefere Rendite ausweisen, aber die Erwartungen der typischen Investorinnen und Investoren auch tiefer sind. In diesen Segmenten ist ein erhöhter Anteil an Mitnahmeeffekten wahrscheinlich.
- *Die überdurchschnittliche Ausschöpfung eines Marktsegmentes.* Die überdurchschnittliche bisherige Ausschöpfung eines Marktsegmentes kann ein Hinweis auf erhöhte Mitnahmeeffekte sein. Die Analyse der bisherigen Ausschöpfung von Dächern in Abbildung 73 zeigt, dass grosse Dächer über 100 kW (mittlere Renditen von > 5%) bisher um rund einen Faktor 3 stärker ausgeschöpft wurden als die kleineren Anlagen (mittlere Renditen von 2%) (Ausschöpfung 7% vs. 22%).

Hohe Rentabilität
bei grossen Dächern

Hohe Ausschöpfung
bei grossen Dächern

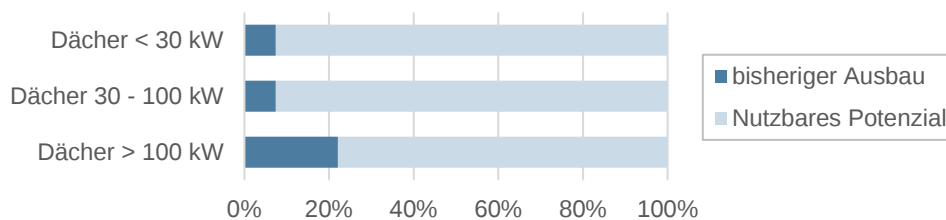


Abbildung 73: Prozentuale Ausschöpfung des langfristig nutzbaren Potenzials für Photovoltaik auf Dachanlagen.

Die Analysen zeigen, dass grosse Dachanlagen mit den Fördermassnahmen eine hohe Rentabilität ausweisen und überdurchschnittlich ausgebaut werden. Dies könnte ein Hinweis auf erhöhte Mitnahmeeffekte sein. Ein Blick auf die aktuelle Fördereffizienz (siehe Abbildung 74) zeigt jedoch auch, dass die Einmalvergütung für die grossen Anlagen (GREIV) absolut gesehen relevant tiefer liegt als für die kleinen Anlagen (KLEIV). Ein Fokus auf die grossen Anlagen ist aus Sicht Fördereffizienz, aber auch aus Sicht Fachkräfte (weniger Personal pro kW) wünschenswert.

Förderung grosser Dachanlagen effizient

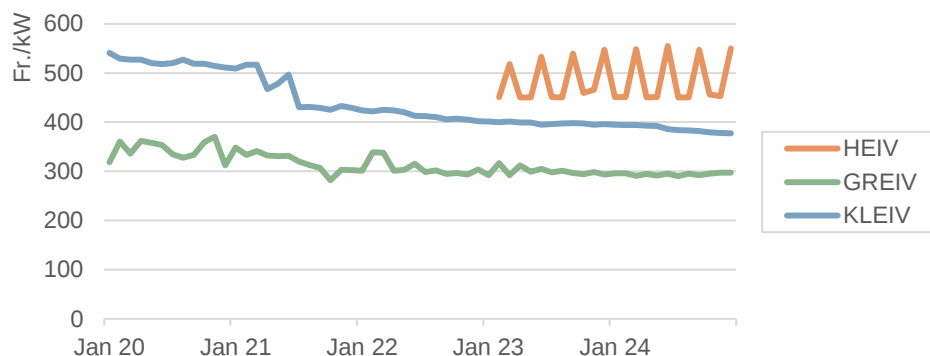


Abbildung 74: Förderbetrag pro Kilowatt zugebauter Leistung der Anmeldungen der drei Einmalvergütungen seit Januar 2010 (Quelle: BFE)

Auf Grund dieser Analysen und Überlegungen lassen sich weitere mögliche Optimierungsmassnahmen ableiten, um Mitnahmeeffekte zu senken:

Sechs mögliche Optimierungsmassnahmen

- Streichung der zusätzlichen Förderungen für teure Anlagentypen
- Erhöhung der Untergrenze für die Einmalvergütung
- Generelle Flexibilisierung der Einmalvergütungen in Abhängigkeit der diversen Rentabilitätsfaktoren
- Kürzung der Einmalvergütungen gezielt bei hohem Eigenverbrauch
- Vermehrtes Auktionieren der Einmalvergütungen
- Streichung der Einmalvergütungen für PV-Anlagen auf Neubauten

Beschrieb und Bewertung der Optimierungsmassnahmen

In diesem Unterkapitel werden die oben hergeleiteten Optimierungsmassnahmen näher beschrieben und bewertet.

Streichung der zusätzlichen Förderungen für besondere Anlagentypen

Beschrieb	Streichung aller heutigen zusätzlichen Förderungen für alle besonderen Anlagentypen. Konkret geht es um die Streichung des Bonus für Fassadenanlagen, des Bonus für Parkplatzanlagen sowie die Streichung der privilegierten Einmalvergütung für alpine Anlagen.
Betroffene Anlagentypen	Fassadenanlagen, alpine Anlagen, Parkplatzanlagen
Vollzugstauglichkeit	<i>Hohe Vollzugstauglichkeit:</i> Die Streichung der Boni stellt keine Herausforderungen. Die Streichung der Einmalvergütung für alpine Anlagen verlangt lediglich eine klare Abgrenzung bezüglich der bereits in Entwicklung befindenden Anlagen.
Wirkung auf Wirksamkeit und Effizienz	<i>Steigerung Effizienz:</i> Durch die Streichung der höheren Förderung werden weniger Fassadenanlagen, alpine Anlagen und Parkplatzanlagen gebaut. Die Fördermittel werden stattdessen für die Dachanlagen eingesetzt, welche zu tieferen Förderkosten Strom produzieren. Damit ist die Wirksamkeit weiterhin gegeben und die Effizienz erhöht.
Nebenwirkungen	<i>Nebenwirkungen:</i> Während bei den Dachanlagen in den letzten Jahren aufgrund des grossen Zubaus von einem reifen Segment gesprochen werden kann, sind es die zwei betroffenen Anlagentypen (Fassaden und alpine Anlagen) noch nicht. Die für die Anlagentypen hinterlegten Kosten zeigen entsprechend auch viel grössere Bandbreiten (siehe Abbildung 17). Mit einem Erfahrungszuwachs könnten diese Kosten gesenkt werden und sich die Nutzungsszenarien verschieben. Eine Abschaffung der Boni bremst den Erfahrungszuwachs und senkt das Potenzial der Kostensenkung. Dies gilt insbesondere für die alpinen Anlagen mit bereits heute eher tiefen Gestehungskosten (siehe Abbildung 18).

Erhöhung der Untergrenze für die Einmalvergütung

Beschrieb	Die heutige Untergrenze liegt bei 2 kW Leistung. Dies führt zu einer Fördersumme von unter 1'000 Fr., der dem Aufwand der Vollzugsstelle für die Prüfung und Auszahlung gegenübersteht. Die Massnahme besteht darin, die Untergrenze zu erhöhen, bspw. auf 5 kW.
Betroffene Anlagentypen	Alle Anlagen zwischen der heutigen Untergrenze von 2 kW und einer künftig potenziell höheren Untergrenze
Vollzugstauglichkeit	<i>Hohe Vollzugstauglichkeit:</i> Es besteht bereits heute eine Untergrenze, eine Verschiebung dieser Grenze bedeutet nur einen geringen Initialaufwand.
Wirkung auf Wirksamkeit und Effizienz	<i>Steigerung Vollzugseffizienz:</i> Durch die Streichung der kleinen Anlagen reduziert sich der Vollzugaufwand stark überproportional zum dadurch verlorenen Zubau. <i>Wirksamkeit:</i> Mit dem Einstellen der Förderung könnten kleine Anlagen nicht mehr gebaut werden. Sie machen jedoch einen sehr kleinen Anteil des Ausbaus aus. Es stellt sich zudem die Frage, ob die Erhöhung der Untergrenze in diversen Fällen nicht zum Bau einer grösseren Anlage animieren würde.
Nebenwirkungen	<i>Keine relevanten Nebenwirkungen</i> zu erwarten.

Generelle Flexibilisierung der Einmalvergütungen

Beschrieb	Die Analysen haben gezeigt, dass viele Anlagen gemäss getroffenen Annahmen rentabel wären und dass dies aus jeweils sehr individuellen Kombinationen von Rentabilitätsfaktoren herührt (teure Anlagen, aber viel Eigenverbrauch und hoher Stromtarif oder günstige grosse Anlagen, etc.). Die eidgenössische Finanzkontrolle stellte dies auch fest und kritisierte, dass die Einmalvergütung unabhängig ist von all diesen anderen Faktoren. So besteht eine mögliche Optimierungsmassnahme darin, die Einmalvergütung von diesen Faktoren abhängig zu machen. Die Einmalvergütung könnte bspw. vom Eigenverbrauch, von der kommunalen und kantonalen Förderung und von den jeweils geltenden Stromtarifen abhängig gemacht werden. Je positiver diese Faktoren bereits wären, desto tiefer würde die Einmalvergütung ausfallen. In Teilen wurde die Förderung bereits flexibilisiert, indem beispielsweise die Höhe der alpinen EIV in Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit der Anlage festgelegt wird oder auch die HEIV für Anlagen ohne Eigenverbrauch eingeführt wurde. Auch kommt in den Auktionen ein wettbewerbliches «pay-as-bid» Verfahren zur Anwendung. Damit ist ein Anreiz gegeben, den effektiven Förderbedarf anzubieten.
Betroffene Anlagentypen	Im Grundsatz alle Anlagentypen
Vollzugstauglichkeit	<i>Schlechte Vollzugstauglichkeit:</i> Würde die Einmalvergütung aller Anlagen von diversen Faktoren abhängig gemacht, müsste Pro-novo all diese Faktoren überprüfen. Sie müssten alle kommunalen und kantonalen Förderungen kennen und mit einbeziehen, ebenso den geschätzten Eigenverbrauch der Anlage. Die grösste Herausforderung wäre die Berücksichtigung der unterschiedlichen Stromtarife, da sich diese über die Lebensdauer einer Anlage nicht voraussagen lassen. Entweder wäre dies gar nicht möglich oder würde allenfalls eine Zusatzzahlung oder Rückzahlung mehrere Jahre nach der Förderung erfordern. Dies erscheint nicht mit vernünftigem Aufwand realisierbar.
Wirkung auf Wirksamkeit und Effizienz	<i>Steigerung Effizienz:</i> Wäre eine differenzierte Förderung möglich und vollzugstauglich würde diese Massnahme die Effizienz der Einmalvergütung relevant steigern, indem sie bestehende Mitnahmeeffekte reduzieren würde.
Nebenwirkungen	<i>Nebenwirkungen:</i> Viele Städte und Kantone würden vermutlich ihre Förderung streichen, falls die Einmalvergütung um ihren Beitrag gekürzt würde. Somit bestünde die gleiche Förderung wie zuvor, einfach mit deutlich höherem Vollzugaufwand für die Pro-novo.

Kürzung der Einmalvergütungen gezielt bei hohem Eigenverbrauch

Beschrieb	Die Analysen haben gezeigt, dass einer der wichtigsten Faktoren für die Mitnahmeeffekte ein hoher Eigenverbrauch ist. Dieser Tatsache wird in der heutigen Förderung bereits Rechnung getragen, indem eine höhere Einmalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch eingeführt wurde (HEIV) und für mittlere Anlagen ohne Eigenverbrauch eine höhere Minimalvergütung gilt. Die Massnahme besteht darin, die Einmalvergütung je nach Eigenverbrauch anzupassen und angesichts der hohen Anzahl bereits rentabler Anlagen die Einmalvergütung bei hohem Eigenverbrauch zu senken. Dazu könnten grobe Kategorien des Eigenverbrauchs (tief / mittel / hoch) gebildet werden und die Einmalvergütung davon abhängig gemacht werden.
-----------	--

Betroffene Anlagentypen	Im Grundsatz alle Anlagentypen
Vollzugstauglichkeit	<i>Mittlere Vollzugstauglichkeit:</i> Die Vollzugstauglichkeit wäre bereits viel höher als bei der generellen Flexibilisierung. Neu müssten die Gesuchstellenden ihren Eigenverbrauch schätzen und für das Gesuch belegen. Pronovo müsste diese Angaben prüfen. Die Schätzung des genauen Eigenverbrauchs ist anspruchsvoll und bedarf eines Aufwands. Zudem kann er sich über die Lebensdauer der Anlage relevant verändern (Veränderung der Anzahl Personen in Wohngebäuden, Umstellung auf Wärmepumpen, Wechsel auf Elektrofahrzeuge, etc.).
Wirkung auf Wirksamkeit und Effizienz	<i>Steigerung Effizienz:</i> Die Massnahme steigert die Effizienz der Einmalvergütung relevant, indem sie bestehende Mitnahmeeffekte gezielt reduziert.
Nebenwirkungen	<i>Nebenwirkungen:</i> Wenn der Eigenverbrauch für die Höhe der Förderung relevant ist, besteht ein Anreiz, diesen möglichst tief auszuweisen und ev. sogar mit der sonst gewünschten Umstellung auf Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zuzuwarten, bis die PV-Anlage erstellt ist.

Vermehrtes Auktionieren der Einmalvergütungen

Beschrieb	Die Analysen haben gezeigt, dass viele Anlagen gemäss getroffenen Annahmen rentabel wären und dass dies aus jeweils sehr individuellen Kombinationen von Rentabilitätsfaktoren herrührt. Eine Option besteht daher darin, Auktionen nicht nur bei der hohen Einmalvergütung über 150 kW und der gleitenden Marktprämie durchzuführen, sondern auch bei der GREIV resp. allenfalls den Schwellenwert zusätzlich zu senken.
Betroffene Anlagentypen	Im Grundsatz alle Anlagentypen aber einer gewissen Mindestleistung
Vollzugstauglichkeit	<i>Mittlere bis hohe Vollzugstauglichkeit:</i> Gewisse Einmalvergütungen werden heute bereits auktioniert. Dies zeigt, dass die Vollzugstauglichkeit grundsätzlich gegeben ist. Das Auktionieren ist jedoch seitens Pronovo viel aufwändiger als die fixe Vergabe. Dabei ist das Kosten-/Nutzenverhältnis bei wenigen Anlagen mit hohen Leistung deutlich besser als bei sehr vielen Anlagen bei wenig Leistung, vor allem da sehr viel mehr Aufwand pro geförderte Leistung entsteht.
Wirkung auf Wirksamkeit und Effizienz	<i>Steigerung Effizienz:</i> Durch das Auktionieren werden die unterschiedlichen Rentabilitätsfaktoren berücksichtigt. Durch den Wettbewerb um die Förderung werden sinkt der notwendige Förderbeitrag für die bereits rentablen Anlagen. Damit steigert die Massnahme die Effizienz der Einmalvergütung relevant, indem sie bestehende Mitnahmeeffekte gezielt reduziert. <i>Senkung der Wirksamkeit:</i> In den Fällen, wo bspw. durch Arbeiten am Dach ein eher kurzes Zeitfenster für den Bau einer Anlage besteht, kann das Auktionieren dazu führen, dass eine in der aktuellen Auktion nur leicht teurere Anlage keine Förderung erhält und nicht gebaut wird. Dadurch werden für die Zielproduktion nötige und erwünschte Potenziale nicht zum günstigen Zeitpunkt erschlossen. Auch die grössere Unsicherheit, welche dieses Instrument für die Investorinnen und Investoren bedeutet, kann zu mehr Zurückhaltung bei der Eingabe und dadurch insgesamt zu einer Abnahme der Wirksamkeit führen.
Nebenwirkungen	<i>Keine relevanten Nebenwirkungen zu erwarten</i>

Streichung der Einmalvergütungen für PV-Anlagen auf Neubauten	
Beschrieb	Bei Neubauten besteht national resp. in vielen Kantonen eine Pflicht zur Stromerzeugung (siehe Kapitel 6.1). Diese Massnahme bedeutet die Streichung der Einmalvergütung in diesen Fällen. Dabei wäre zu klären, ob die Einmalvergütung insgesamt gestrichen würde oder ob nur für den Pflichtanteil der Anlage.
Vollzugstauglichkeit	<i>Hohe Vollzugstauglichkeit:</i> Pronovo müsste bei der Prüfung der Fördergesuche neu prüfen, ob sich die Anlage auf einem Neubau befindet. Würde die Einmalvergütung nur auf dem Pflichtteil gestrichen, müsste Pronovo zudem die aktuellen Pflichtanteile aller Kantone kennen und anwenden.
Betroffene Anlagentypen	Dachanlagen auf Neubauten
Wirkung auf Wirksamkeit und Effizienz	<i>Steigerung Effizienz:</i> Der Pflichtanteil der PV-Anlagen auf Neubauten sind als Mitnahmeeffekte zu werten. Werden die Anlagen nicht mehr gefördert, werden die Anlagen trotzdem gebaut. Die Streichung der Förderung erhöht die Effizienz der insgesamt eingesetzten Mittel.
Nebenwirkungen	<i>Nebenwirkungen:</i> Es ist geplant, die vorgeschriebene Mindestleistungen zu erhöhen sowie die Vorschrift auf Dachsanierungen auszuweiten (MuKE 2025, siehe Kapitel 6.1). Die Streichung der Förderung für Neubauten führt vermutlich zu einer tieferen Akzeptanz für diese Ausweitung der Vorschriften.

A1 Quellen zur Bestimmung der PV-Potenziale

Anlagentyp	Quellen für theoretisches Potenzial	Quellen für langfristig nutzbares Potenzial
Dach / Fassade	— Anderegg, D., Strebel, S., Rohrer, J. (2022): Photovoltaik Potenzial auf Dachflächen in der Schweiz – Synthese aus Sonnendach.ch und einer repräsentativen Stichprobe an Dachbelegungen. ZHAW, IUNR. — Swissolar (2020): Detailanalyse des Solarpotenzials auf Dächern und Fassaden	— Hügi, M. et al. (2023): Potential for PV installations in Switzerland. Meta Study. <i>(noch nicht veröffentlicht)</i>
Freiflächen Agri-PV	— Anderegg, D., Jäger, M., Strebel, S., Rohrer, J. (2024): Potenzialabschätzungen für Agri-PV in der Schweizer Landwirtschaft. ZHAW, IUNR. — Jäger et al. (2022): Machbarkeitsstudie Agri-Photovoltaik in der Schweizer Landwirtschaft. ZHAW.	— Abschätzung BFE, u.a. basierend auf Experteneinschätzung in: Bucher, C. (2022): Photovoltaik-Potenziale der Schweiz. Berner Fachhochschule, PV Lab.
Freiflächen alpin	— Meteotest (2023): Das Potenzial der alpinen PV-Anlagen in der Schweiz — Schwarz, M. (2022): Alpenstrom jetzt! — Meteotest & Swissolar (2019): Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude	— Meteotest (2023): Das Potenzial der alpinen PV-Anlagen in der Schweiz
Infrastruktur	— Energie Zukunft Schweiz (2021): Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen. Bericht zur Studie InfraSolaire.	— Energie Zukunft Schweiz (2021): Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen. Bericht zur Studie InfraSolaire.

Tabelle 10: Berücksichtigte Quellen zur Bestimmung der PV-Potenziale

A2 Aufbau des Mengengerüsts für Nutzungsszenarien

Vorgehen und Quellen

Die Potenziale der verschiedenen Anlagentypen entspricht der Aufteilung in Kap. 3.2. Die Aufteilung in verschiedene Grössenklassen von weiteren Anlagentypen als Gebäude und Fassaden wurde auf Basis typischer bisheriger Anlagen, sowie Einschätzungen der interviewten Fachpersonen und des BFE vorgenommen.

Aufteilung der
Potenziale in
Anlagentypen und
Grössenklassen

Als wichtiger Faktor für die Rentabilität wurden danach für jede unterschiedliche Anlage angenommen, wie häufig verschiedene Anteile an Eigenverbrauch erreicht werden können. Die Abschätzung des Eigenverbrauchs basiert wo immer möglich auf Studien (z.B. für Dachanlagen^{85 86}, Agri-PV-Anlagen^{87 88} oder für Infrastrukturanlagen⁸⁹) – alternativ wurde mittels Statistiken und in Absprache mit Fachpersonen des BFE aufgrund der typischen Produktionsmengen und -profile, Standorte, Verbrauchsstrukturen eine Experteneinschätzung gemacht. Dabei ist zu beachten, dass die Einschätzung nicht für bisher gebaute Anlagen gilt, sondern für das gesamte langfristig nutzbare Potenzial.

Annahmen zum
Eigenverbrauch

Die mittleren Investitionskosten wurden von Kap. 5 übernommen. Um je nach Anlage unterschiedliche Kosten abzubilden, wurden jeweils eine günstiger und ein teurerer Fall ergänzt. Die Bandbreite und die Verteilung zwischen den drei Fällen basieren wiederum auf Studien (z.B. für Dachanlagen⁹⁰, Fassadenanlagen⁹¹, alpine Anlagen⁹²) oder Einschätzungen der interviewten Fachpersonen. Asymmetrische Aufteilungen auf die hohe oder tiefe Sensitivität der Investitionskosten wurden genutzt, um darzustellen, dass die Kosten in Zukunft eher sinken oder steigen.

Annahmen zu den
Investitionskosten

Um die Erträge durch Eigenverbrauch zu ermitteln, wurde für jede Anlage eine typische Tarifkategorie für den substituierten Strom definiert (für Zuteilung siehe Übersichten unten). Für die entsprechenden Kategorien wurden Median, 25%- und 75%-Perzentil aller Tarife der Jahre 2015 bis 2025 gemäss Elcom⁹³ berechnet (siehe Tabelle 11). Mit der Aufteilung in die Tarifen «tief» und «hoch» wird der Preisspanne der Tarife in der Schweiz Rechnung getragen. Der Mediantarif wurde nur in der Analyse der Wirkung der Massnahmen verwendet (siehe Kapitel 7). Berücksichtigt wurden nur die variablen Teile der Tarife, da die Fixkosten sich durch die Menge an Eigenverbrauch

Annahmen zu den
Stromtarifen

85 EBP & Planair (2022): Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2020.

86 Frontier / Energie Zukunft Schweiz (2019): Auktionen für Photovoltaikanlagen

87 Agrocleantech (2018): Eigenverbrauch von PV-Strom auf dem Landwirtschaftsbetrieb

88 BFS (2024): Landwirtschaftliche Strukturerhebung 2023. [Link](#)

89 Energie Zukunft Schweiz (2021): Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen. Bericht zur Studie InfraSolaire.

90 Energie Schweiz: Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudien 2018-2023 (jährlich publiziert)

91 SUPSI / Becquerel Institute (2020): Building Integrated Photovoltaics: A practical handbook for solar buildings' stakeholders. Status Report 2020.

92 <https://alpine-pv.ch/statistics/>

93 Elcom (2024): Strompreise Schweiz. [Link](#) (Jahre 2015-2025, ohne leere und klar fehlerhafte Werte)

nicht verändern und damit nicht eingespart werden können. Für grössere Anlagen auf Wohngebäuden wurde angenommen, dass der Eigenverbrauch über einen ZEV abgewickelt wird. Da der ZEV-Tarif maximal 80% des H4-Tarifs betragen darf, wurden ein entsprechend reduzierter Tarif verwendet.

Tarif	Mediantarif 2015-2025 (exkl. Fixkosten) [Rp/kWh]	Tarif «hoch» (75%-Perzentil) [Rp/kWh]	Tarif «tief» (25%-Perzentil) [Rp/kWh]
C1	19.3	22.8	16.5
C2	18.3	22.2	15.6
C3	15.3	19.1	12.9
C6	12.2	15.6	10.0
H4	80%: 14.6 (100%: 18.3)	80%: 17.4 (100%: 21.8)	80%: 12.5 (100%: 15.6)
H5	16.9	20.7	14.6

Tabelle 11: Übersicht der in dieser Studie verwendeten Stromtarife

Als Annahme der erwarteten Rendite der Investorinnen und Investoren (berücksichtigt in Form des WACC) wurde auf das langjährige Mittel der Analysen des BFE über die Jahre 2018 bis 2024 abgestützt⁹⁴. Für standardisierte Anlagen auf Gebäuden wurde der kalkulatorische Zinssatz für PV allgemein verwendet (4.3%), für alle anderen der langjährige Wert für Grossanlagen (5%). Bei kleinen Dachanlagen wurde zudem jeweils ein gewisser Anteil privater, nicht-renditeorientierter Investorinnen und Investoren mit einem Zinssatz von 1% angenommen. Dies entspricht ungefähr den Kosten für eine Hypothek bei einer Bank.

Annahmen zur erwarteten Rendite

94 BFE (2024): WACC – Kalkulatorischer Zinssatz. [Link](#). und BFE (2022): Kapitalkostensätze bei den Fördersystemen für die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien.

Übersicht und Annahmen der Mengengerüste

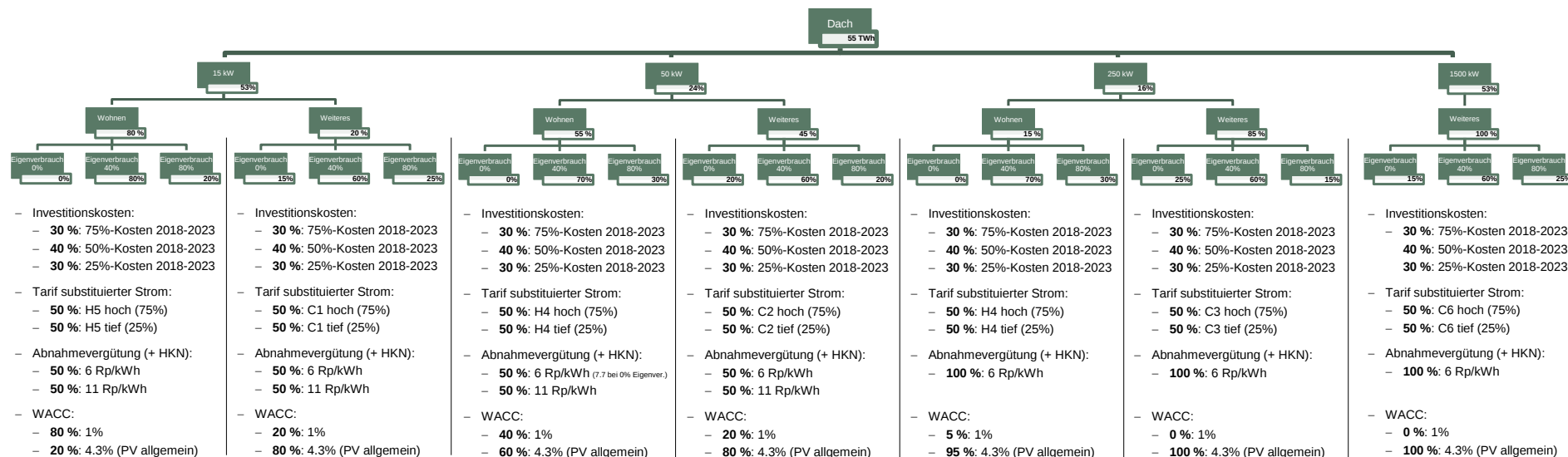


Abbildung 75: Annahmen zum Mengengerüst des PV-Potenzials auf **Dächern**. Fettgedruckte Prozentzahlen beschreiben jeweils die angenommene Aufteilung. Für alle Teile des Potenzialbaums (grün) wurden sämtliche Kombinationen der darunter dokumentierten Investitionskosten, Stromtarife, Abnahmevergütungen und WACC als Teilsegmente gebildet. Der Wert der HKN wurde als 1 Rp/kWh angenommen.

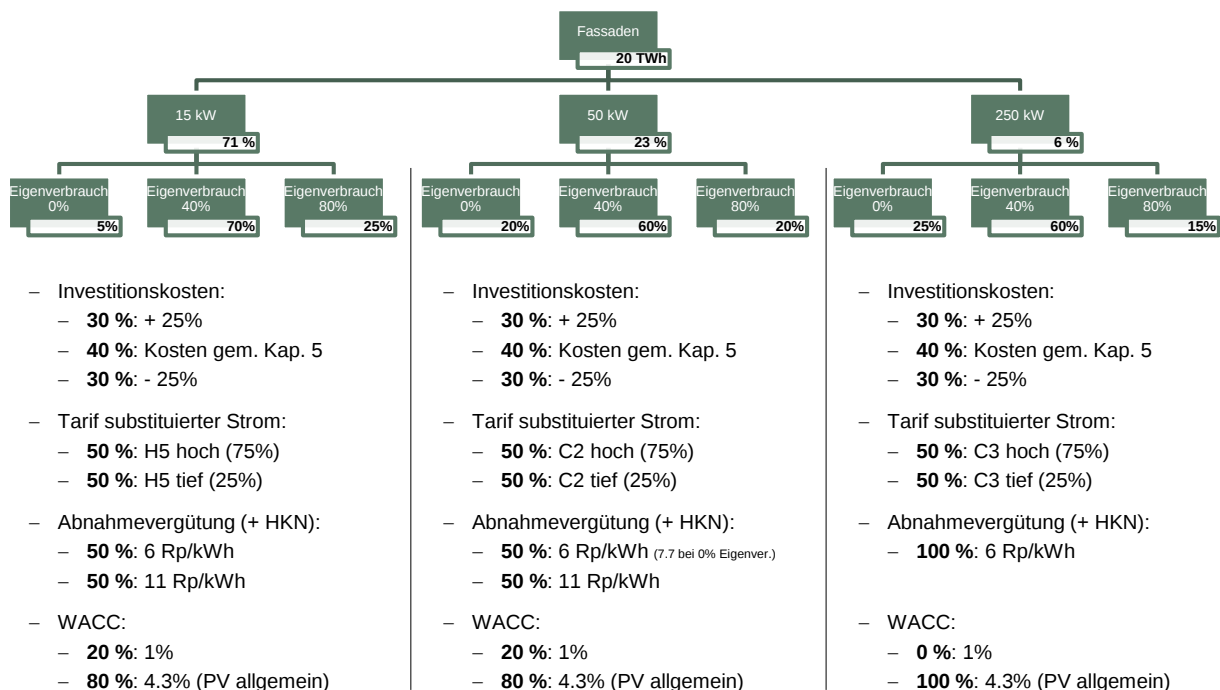


Abbildung 76: Annahmen zum Mengengerüst des PV-Potenzials an **Fassaden**. Fettgedruckte Prozentzahlen beschreiben jeweils die angenommene Aufteilung. Für alle Teile des Potenzialbaums (grün) wurden sämtliche Kombinationen der darunter dokumentierten Investitionskosten, Stromtarife, Abnahmevergütungen und WACC als Teilsegmente gebildet. Der Wert der HKN wurde als 1 Rp/kWh angenommen.

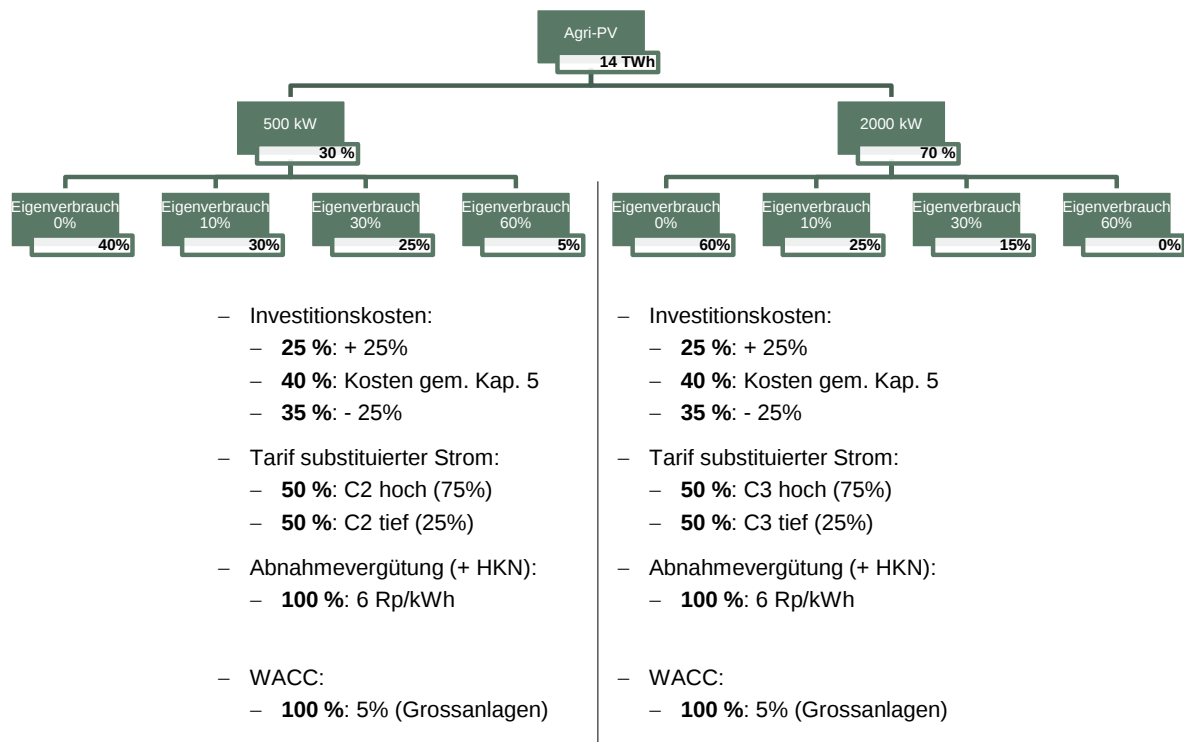
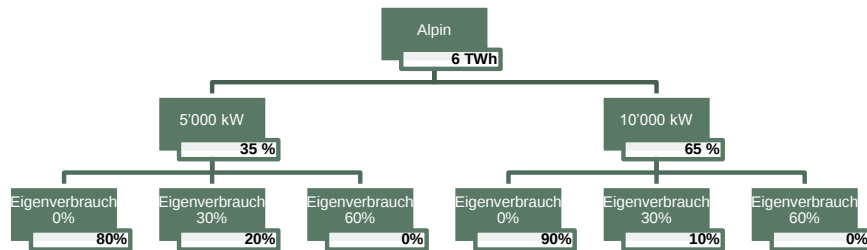


Abbildung 77: Annahmen zum Mengengerüst des PV-Potenzials von **Agri-PV**. Fettgedruckte Prozentzahlen beschreiben jeweils die angenommene Aufteilung. Für alle Teile des Potenzialbaums (grün) wurden sämtliche Kombinationen der darunter

dokumentierten Investitionskosten, Stromtarife, Abnahmevergütungen und WACC als Teilsegmente gebildet. Der Wert der HKN wurde als 1 Rp/kWh angenommen.



- | | |
|-------------------------------|-------------------------------|
| – Investitionskosten: | – Investitionskosten: |
| – 30 %: + 35% | – 30 %: + 35% |
| – 50 %: Kosten gem. Kap. 5 | – 50 %: Kosten gem. Kap. 5 |
| – 20 %: - 35% | – 20 %: - 35% |
| – Tarif substituierter Strom: | – Tarif substituierter Strom: |
| – 50 %: C3 hoch (75%) | – 50 %: C3 hoch (75%) |
| – 50 %: C3 tief (25%) | – 50 %: C3 tief (25%) |
| – Abnahmevergütung (+ HKN): | – Abnahmevergütung (+ HKN): |
| – 100 %: 6 Rp/kWh | – 100 %: 6 Rp/kWh |
| – WACC: | – WACC: |
| – 100 %: 5% (Grossanlagen) | – 100 %: 5% (Grossanlagen) |

Abbildung 78: Annahmen zum Mengengerüst des PV-Potenzials von **alpinen Freiflächen**. Fettgedruckte Prozentzahlen beschreiben jeweils die angenommene Aufteilung. Für alle Teile des Potenzialbaums (grün) wurden sämtliche Kombinationen der darunter dokumentierten Investitionskosten, Stromtarife, Abnahmevergütungen und WACC als Teilsegmente gebildet. Der Wert der HKN wurde als 1 Rp/kWh angenommen.

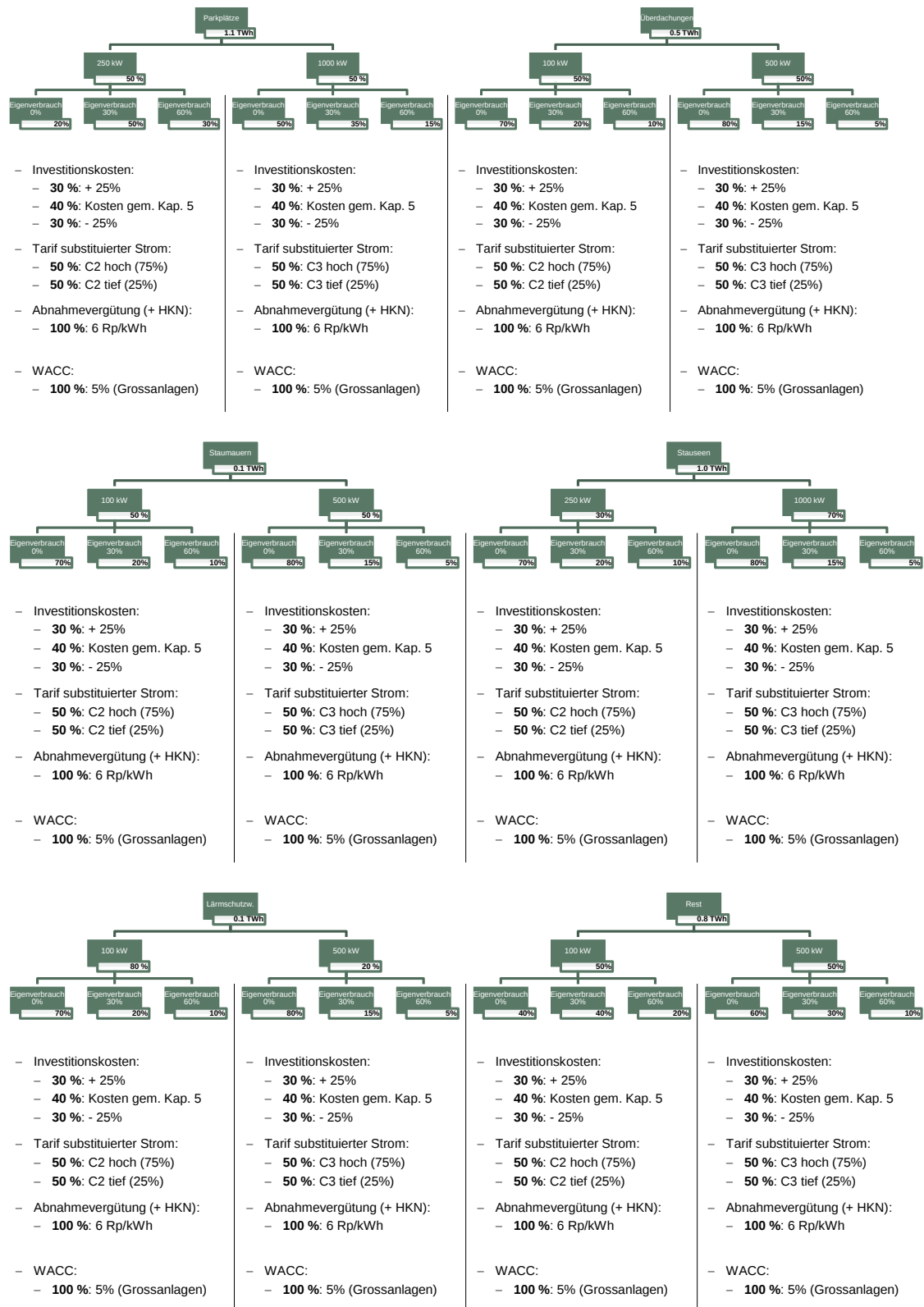


Abbildung 79: Annahmen zum Mengengerüst des PV-Potenzials von **Infrastrukturen**. Fettgedruckte Prozentzahlen beschreiben jeweils die angenommene Aufteilung. Für alle Teile des Potenzialbaums (grün) wurden sämtliche Kombinationen der darunter dokumentierten Investitionskosten, Stromtarife, Abnahmevergütungen und WACC als Teilsegmente gebildet. Der Wert der HKN wurde als 1 Rp/kWh angenommen. Der Teil «Rest» beinhaltet Böschungen, Abwasserreinigungsanlagen, Umspannwerke, Lawinenverbauungen, Deponien, Kies- und Steinbrüche und Armeeinfrastruktur.