



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung

EVU Partners
Dezember 2025

Abnahme- und Vergütungspflicht im Rahmen einer marktorientierten Grundversorgung

Datum: 11. März 2026

Ort: Bern

Auftraggeberin:

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

Auftragnehmer/in:

EVU Partners, Mühlemattstrasse 54, 5000 Aarau, www.evupartnes.ch

Autor/in:

Markus Flatt, EVU Partners, markus.flatt@evupartners.ch

Stephanie Thomet, EVU Partners, stephanie.thomet@evupartners.ch

Melanie Ridoli, EVU Partners, melanie.ridoli@evupartners.ch

BFE:

Matthias Gysler, Leiter Marktregulierung

Frank Rutschmann, Leiter Erneuerbare Energien

Wieland Hintz und später Leo-Philipp Heiniger, Verantwortlicher Solarenergie

Valentine Mauron, Fachspezialistin Marktregulierung

Thomas Moser, Stv. Leiter Energiemarkt- und Rohrleitungsrecht

Damien Vacheron, Fachspezialist Marktregulierung

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich die Autorenschaft verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003

Bern Tel. +41 58 462 56 11 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen	2
1. Einordnung der Problemstellung	4
2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten	14
3. Ausgestaltung einer «marktorientierten» Grundversorgung	29
4. Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht	34
5. Empfehlungen	51
Anhang	56

Auftrag, Zielsetzung und Fragestellungen

Auftrag und Zielsetzung

- Vor dem Hintergrund des Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU als Teil des Pakets zur «Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz–EU» hat der Bundesrat am 13. Juni 2025 einen Vorschlag zur Fortführung einer «regulierten» Grundversorgung sowie der Abnahme- und Vergütungspflicht für kleinere dezentrale Erzeugungsanlagen (EEA) in die Vernehmlassung geschickt.
- Dieser Vorschlag wurde im Rahmen der Vernehmlassung insbesondere von der Strombranche, aber auch von den Vertretern Erneuerbarer Energien und von der ElCom kritisiert. Dabei stehen insbesondere zwei Elemente des Vorschlags in der Kritik:
 - Beibehaltung einer Kostenregulierung in der Grundversorgung trotz Marktöffnung und Wechselmöglichkeit der Konsumenten;
 - Abschaffung der Minimalvergütung für EEA < 150 kW.
- Der Auftrag der Studie besteht nun darin, realistische Lösungsvarianten für eine «marktorientierte» Grundversorgung unter Berücksichtigung einer Abnahme- und Vergütungspflicht für kleinere EEA in einem liberalisierten Strommarkt zu erörtern.
- Ziel ist es zu klären, ob eine Grundversorgung ohne Gestehungskostenregulierung sinnvoll ist und wie sich eine solche mit einer Abnahme- und Vergütungspflicht kombinieren lässt. Dabei soll insbesondere untersucht werden, wie Verluste für die Grundversorger durch die Abnahme- und Vergütungspflicht minimiert werden können und welche Möglichkeiten zur Ausgestaltung und Finanzierung für eine Minimalvergütung bestehen.
- Die Studie enthält Einschätzungen aus fachlicher Sicht, jedoch keine umfassende politische Würdigung. Sämtliche anderen Themen im Kontext des Rahmen- bzw. Stromabkommens mit der EU werden vorliegend nicht behandelt.

Quellen: BFE (2025c).

Fragestellungen

Der vorliegende Bericht behandelt folgende zwei zentrale Fragestellungen im Hinblick auf eine vollständige Marktöffnung, eine marktorientierte Grundversorgung sowie die zukünftigen Ausgestaltungsmöglichkeiten der Abnahme- und Vergütungspflicht. Dabei werden mögliche Handlungsoptionen vorgestellt und deren Vor- und Nachteile erläutert.

- 1) Macht eine Grundversorgung ohne Gestehungskostenregulierung Sinn oder nicht?
- 2) Wie lassen sich Verluste im Rahmen der Abnahme- und Vergütungspflicht minimieren und welche Variante ist umzusetzen, damit der Grundversorger nicht die Kosten trägt?

Beide Fragen sind – solange die Abnahme- und Vergütungspflicht beim Grundversorger bleibt – miteinander verknüpft und werden daher im Bericht im Rahmen möglicher Handlungsoptionen auch gemeinsam bzw. in Abhängigkeit voneinander diskutiert. Im Rahmen der Frage 2) stehen neben der Diskussion der Zumutbarkeit einer Kostentragung durch die Grundversorger folgende Aspekte zur Diskussion:

- a) Abnahmepflicht: Welche Alternativen zum Grundversorger bestehen (VNB, zentrale Abnahmestelle, weitere)?
- b) Minimalvergütung:
 - i. Ist eine Minimalvergütung überhaupt noch notwendig?
 - ii. Ist ein Auslaufen der Minimalvergütung denkbar?
 - iii. Bestehen Alternativen zur Minimalvergütung?
 - iv. Wie soll die Finanzierung bei einer Beibehaltung geregelt werden? (Grundversorgung vs. Netzzuschlag)?

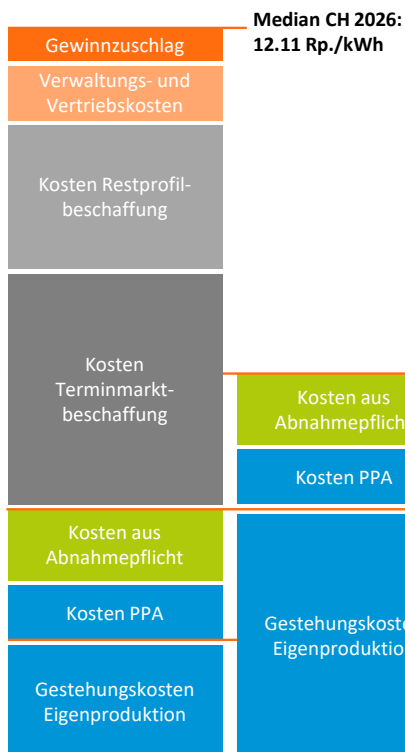
Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen	2
1. Einordnung der Problemstellung	4
2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten	14
3. Ausgestaltung einer «marktorientierten» Grundversorgung	29
4. Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht	34
5. Empfehlungen	51
Anhang	56

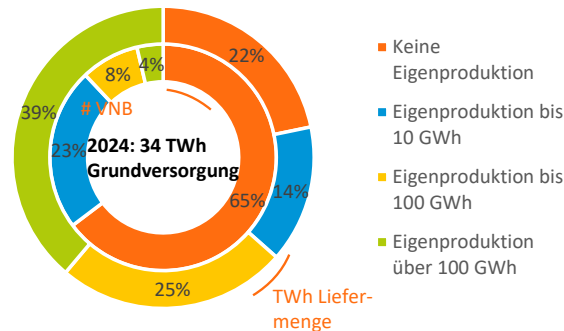
Der Vernehmlassungsentwurf zum Stromabkommen sieht die Beibehaltung einer «cost+» Regulierung bei der Grundversorgung unter Streichung des «Inlandvorrangs» vor

Grundversorgung nach neuem Stromgesetz («cost+») ab 1.1.2026

Kostenbasierte Grundversorgung



Struktur der Grundversorger heute



100% der «erweiterten»
Eigenproduktion bis max. 100%
der GV-Menge

Mindestanteil 1
nach Art. 6 Abs. 5 lit. a StromVG:
50% der «erweiterten»
Eigenproduktion

Beschreibung

- Die Grundversorgung erfolgt gemäss neuem Stromgesetz (Art. 6 StromVG) ab 2026 weiterhin auf einem strikten «cost+» Ansatz; die anrechenbaren Beschaffungs- und Gestehungskosten sowie die Gewinnerzielung sind abschliessend definiert.
- Ziel des Parlaments war, eine möglichst stabile, kostenbasierte Grundversorgung unter gleichzeitiger Förderung des Inlandzubaues zu erhalten.
- Die Gewinnerzielung wurde im Rahmen der Verordnung aufgrund des gestehungskostenbasierten Ansatzes auf die Kapitalverzinsung des Nettoumlaufvermögens minimiert; dies vor dem Hintergrund der mit dem «cost+» Ansatz verbundenen, minimalen Risiken.
- Gleichzeitig wurde die Grundversorgung bisher für verdeckte Förderungen genutzt und deren Existenz auch oft damit begründet:
 - Gestehungskosten «unwirtschaftlicher» EEA können über Grundversorgung gedeckt werden;
 - Zubau Erneuerbare (v.a. Dachsolar) soll über Rückliefervergütungen und Vergütungen für HKN auf Gestehungskostenniveau unterstützt werden.
- Die neuen Mindestanteile gemäss Art. 6 Abs. 5 StromVG zielen ebenfalls auf die Förderung der Inlandnachfrage nach erneuerbarer Energie ab. Dabei führt der Mindestanteil 1 zu einer jährlichen Optimierungsmöglichkeit: Während bei Marktpreisen unter Gestehungskosten der Mindestanteil 1 maximiert werden kann (100% der erweiterten Eigenproduktion bzw. max. 100% der Grundversorgungsmenge), ist in Zeiten höherer Marktpreise eine Reduzierung auf 50% möglich; dies stellt für die Grundversorger mit Eigenproduktion einen variablen «Hedge» dar.
- Der Vorschlag des Bundesrates sieht vor, dass diese Logiken ohne «Inlandvorrangs» und ohne Minimalvergütungen für EEA <150 kW bestehen bleiben sollen.

Die Tragung von Zusatzkosten bei gleichzeitig fehlender angemessener Gewinnerzielung ist mit einer Grundversorgung im Wettbewerb im Grundsatz nicht zu vereinen

Zwingende Vorgaben des EU-Rechts

- Mit dem EU-Stromabkommen muss die Schweiz im Kontext der Grundversorgung und der Einspeisevergütungen insbesondere folgende Bedingungen einhalten:
 - Vollständige Marktöffnung für alle Konsumenten gemäss den Bestimmungen der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie 2019/944; beinhaltend:
 - Gewährleistung einer Grundversorgung für Haushaltskunden mit Elektrizität einer bestimmten Qualität zu wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und diskriminierungsfreien Preisen (Art. 27);
 - Freie Versorgerwahl (Art. 4);
 - Konsequenter Entflechtung bezüglich Energielieferung;
 - Recht auf Wechsel innert kürzestmöglicher Zeit (max. 3 Wochen) und Wechselgebühren zum Ausgleich wirtschaftlicher Verluste (Art. 12);
 - Reduktion des Grundversorgungsanspruchs auf Haushalte und Unternehmen unterhalb einer gewissen Verbrauchsschwelle (Art. 7 des Vertrages);
 - Verzicht auf Inlandvorrang durch Gleichbehandlung aller Marktakteure (Art. 1 des Vertrags);
 - Bilanzkreisverantwortung für alle Marktteilnehmer sowie Verzicht auf Anreize für Produzenten zur Einspeisung bei negativen Preisen (Art. 5 EU-Binnenmarktverordnung 2019/943; Anhang III, Abschnitt A, Ziff. 2 des Vertrags) mit folgenden Ausnahmen:
 - Erneuerbare EEA von weniger als 400 kW bis 2025 (Art. 5, Abs. 2 lit. b);
 - Erneuerbare EEA von weniger als 200 kW ab 2026 (Art. 5, Abs. 5).

Konsequenzen für die Schweizer Umsetzung

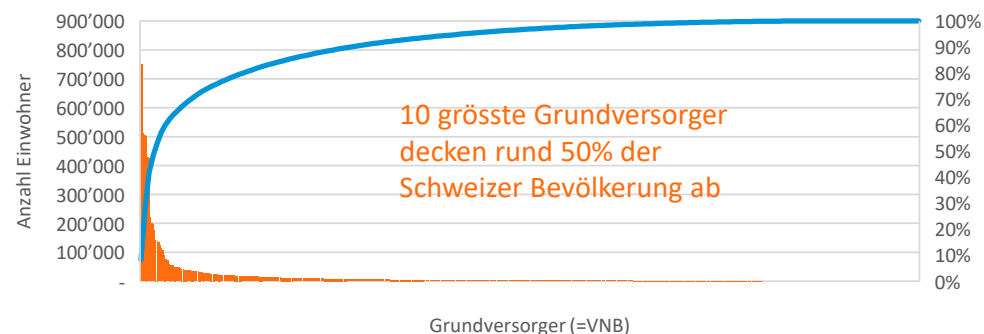
- Die Vorgaben des EU-Stromabkommens lassen sich unter Vornahme einer korrekten Wechselgebühr, welche den wirtschaftlichen Verlust ausgleicht, theoretisch auch mit einer «cost+» Regulierung in der Grundversorgung kombinieren.
- Da jedoch die Grundversorgung neu im Wettbewerb zu Marktangeboten steht, muss sie sich letztlich doch am Marktpreis orientieren. Eine reine «cost+» Betrachtung greift aus folgenden Gründen zu kurz:
 - Gestehungskostenbasierte Tarife und Marktpreise weichen periodisch voneinander ab, was die Wechselbereitschaft systematisch erhöht;
 - Gestehungskostenbasierte Tarife sind bei tiefen Marktpreisen nicht vollständig durchsetzbar, so dass das Risiko von Verlusten beim Grundversorger steigt;
 - Mehrkosten aus einer Abnahme- und Vergütungspflicht können zunehmend nicht mehr über die (kleiner werdende) Grundversorgung refinanziert werden;
 - Die gestiegenen Risiken eines Grundversorgers im Wettbewerb werden mit der minimalen Gewinndefinition (NUV-Verzinsung) nicht angemessen reflektiert;
 - Gestehungskostenvorgaben für die «erweiterte Eigenproduktion» sowie der Mindestanteil 1 für Erneuerbare sind ohne Inlandbezug nicht mehr zielführend bzw. würden insbesondere bei Grundversorgern mit ausländischen Kraftwerksbeteiligungen zu nicht sachgerechten Ergebnissen führen.
- Die Abnahme- und Vergütungspflicht kann neu nur noch für EEA unter 400 bzw. 200 kW zur Anwendung kommen, wobei eine Minimalvergütung möglich bleibt; deren Finanzierung kann jedoch nicht mehr über die Grundversorgung erfolgen.
- Die Möglichkeiten für eine «marktorientierte» Grundversorgung und eine Neuregelung der Abnahme- und Vergütungspflicht sind daher zu prüfen.

Grundversorgungspflicht ist im europäischen Strommarkt je nach Land unterschiedlich geregelt; Rolle des «Grundversorgers» in der Schweiz bisher direkt an Verteilnetzbetreiberstatus gekoppelt

Vorgaben und Regelungen in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten

- Art. 27 EU-Strombinnenmarktrichtlinie:
 - Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass alle Haushaltskunden und, soweit die Mitgliedstaaten es für angezeigt halten, Kleinunternehmen in ihrem Hoheitsgebiet über eine Grundversorgung verfügen, d.h. das Recht auf Versorgung mit Elektrizität einer bestimmten Qualität zu wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und diskriminierungsfreien Preisen haben. Zur Gewährleistung der Bereitstellung der Grundversorgung können die Mitgliedstaaten einen Versorger letzter Instanz benennen.
- 4 Kategorien an EU-Ländern in Bezug auf die Grundversorgung:
 - (1) Staaten ohne regulierte Preise: Deutschland, Österreich, Niederlande oder Griechenland; Niederlande kennt jährliche Angemessenheitsprüfung durch Regulierungsbehörde zur Verhinderung exzessiver Preise;
 - (2) Staaten mit Ausnahmeregelungen aufgrund ihrer geographischen Lage & Grösse: Zypern / Malta;
 - (3) Staaten mit auslaufenden regulierten Endkundenpreise: Italien, Portugal, Bulgarien und Litauen;
 - (4) Staaten mit dauerhaften regulierten Endkundenpreise: Spanien, Frankreich, Slowakei, Polen und Ungarn; die Preissetzung variiert in den jeweiligen Ländern. In Spanien und Frankreich sind ausgewählte Versorger verpflichtet, ihren Kunden die regulierten Preise (PVPC in Spanien bzw. Tarif Bleu in Frankreich) anzubieten. In beiden Fällen sind die regulierten Preise an Marktpreise gekoppelt, wobei sich günstigere Angebote im freien Markt finden. In Ungarn hingegen werden regulierte Preise bewusst unter Marktpreisniveau gesetzt.

Verteilung der Grundversorger zu Anzahl Einwohner (2024)



- Für die Schweiz sieht der Bundesrat im Vernehmlassungsentwurf in Art. 6 Abs. 1 StromVG vor, dass der Grundversorger aufgrund der Netzgebietszuteilung definiert wird. In Abs. 3 wird neu explizit ergänzt, dass «*ein Grundversorger einen Dritten mit der Grundversorgung beauftragen*» kann.
- Laufende Abklärungen unter geltendem Recht mit der ElCom zeigen, dass damit keine vollständige Delegation erreicht werden kann. Einerseits soll die sog. «Gewährleistungsverantwortung» beim Grundversorger verbleiben, andererseits ist eine Delegation aufgrund der Mindestanteile und Kostenvorgaben, welche sich jeweils auf den einzelnen Grundversorger beziehen, nicht sinnvoll möglich. Wenn mit der Beauftragung nur eine reine «Ausführung» der Grundversorgung pro Netzgebiet einzeln resultiert, fehlen die aus unserer Sicht zunehmend wichtigen Skalen- und Portfolioeffekte.
- Entsprechend beziehen wir im Rahmen der Lösungsfindung die Ermöglichung einer vollständigen Delegation des Grundversorgungsauftrags an einen anderen Lieferanten mit ein.

Die Bedürfnisse der «schutzbedürftigen» sowie nicht wechselfreudigen Konsumenten dürften sich primär auf Vermeidung von Aufwand, angemessene (marktübliche) und stabile Preise in der Grundversorgung beschränken

Vorgaben zum Kundenschutz und Wechselraten in der EU

- Schutzbedürftige Kunden sind nach Art. 28 der EU-Binnenmarktrichtlinie 2019/944 durch die einzelnen Mitgliedstaaten zu definieren. Für die Definition des Begriffs «schutzbedürftiger Kunde» können die Höhe des Einkommens, der Anteil der Energieausgaben am verfügbaren Einkommen, die Energieeffizienz von Wohnungen, die kritische Abhängigkeit von elektrischen Geräten für gesundheitliche Zwecke, das Alter und weitere Kriterien herangezogen werden. Insbesondere treffen die Mitgliedstaaten Vorkehrungen, um Endkunden in abgelegenen Gebieten zu schützen. Die Mitgliedstaaten haben einen hohen Verbraucherschutz, insbesondere bei der Transparenz der Vertragsbedingungen, allgemeinen Informationen und Streitbeilegungsverfahren zu gewährleisten.
- Durch diese Massnahmen dürfen die wirksame Öffnung des Marktes oder das Funktionieren des Marktes nicht beeinträchtigt werden.
- **Lieferantenwechsel in % der Haushaltskunden in ausgewählten Ländern**
Die nachfolgende Tabelle zeigt die Rate der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden in den Jahren 2021 bis 2023 in Deutschland, Österreich und Schweden im Vergleich. Reine Vertragswechsel sind nicht berücksichtigt.

	2023	2022	2021
Deutschland	12%	8% ³⁾	9.7%
Österreich ¹⁾	8.2%	5.3% ³⁾	8.4%
Schweden ²⁾	10.3%	15.4%	10.4%

¹⁾ Eigene Berechnungen auf Basis der Anzahl Lieferantenwechsel und der Anzahl Haushalte in Österreich

²⁾ Auswahl aufgrund Vergleichbarkeit in Kaufkraft und Datenverfügbarkeit

³⁾ Einbruch infolge Energiekrise mangels verfügbarer / zahlbarer Marktangebote

- Für die Schweiz wird die erstmalige Wechselrate gemäss jüngsten Befragungen von gfs.bern auf rund 20% geschätzt. Wiederkehrend dürfte die Wechselrate tiefer liegen. Neben der Kundenzufriedenheit wird sie insbesondere auch von der Preisentwicklung zwischen Markt und regulierter Grundversorgung abhängig sein.

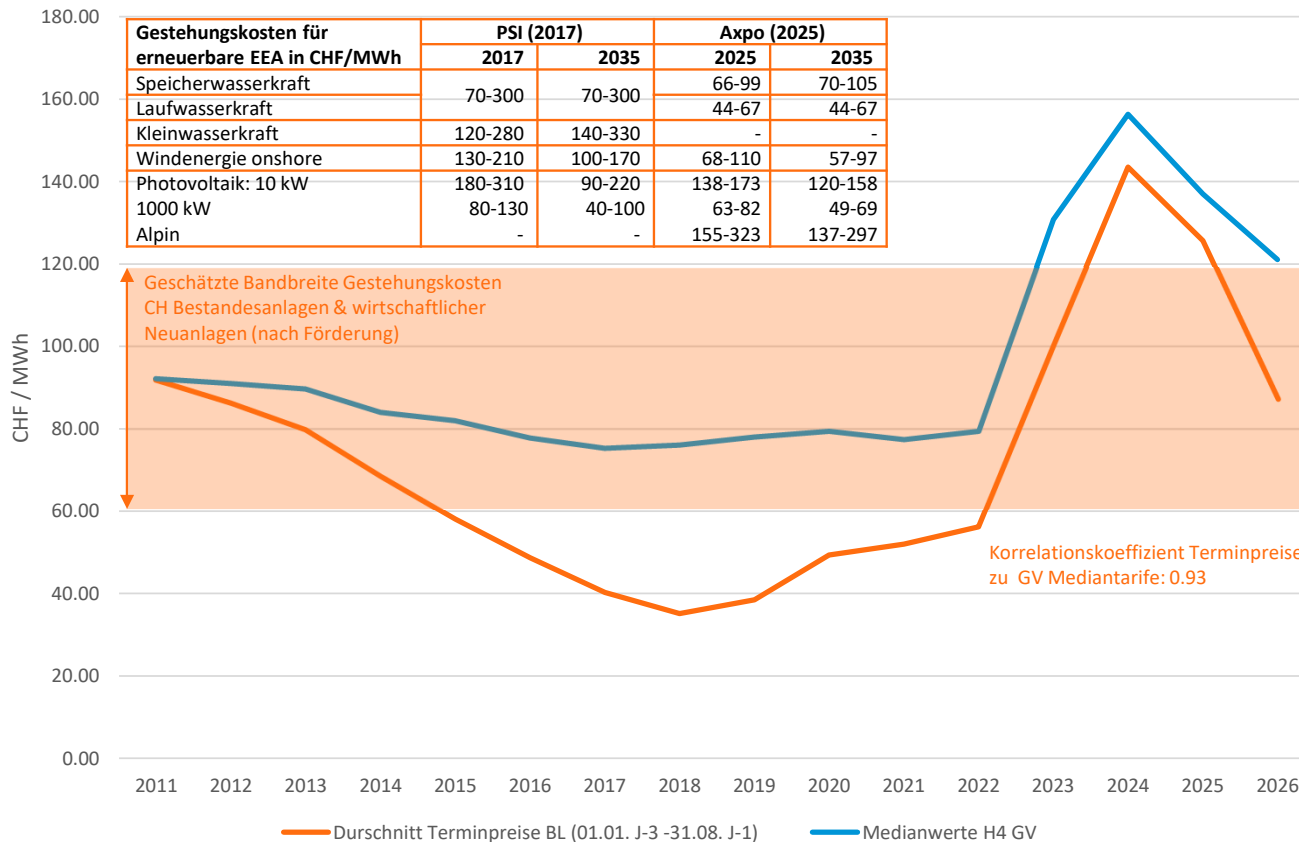
Konsequenzen für die Schweizer Umsetzung

- Der Schweiz wurde die Beibehaltung einer preisregulierten Grundversorgung «zum Schutz von Haushalten und kleiner Unternehmen» in Art. 7 des Vertrages explizit zugestanden:
 - Keine Bestimmung ist so auszulegen, dass sie die Schweiz daran hindert, Verbraucherschutzmassnahmen zu beschliessen, die Haushalte und Unternehmen unterhalb einer gewissen Verbrauchsschwelle berechtigen, von einer Grundversorgung zu profitieren, einschliesslich der Dienstleistungen eines Versorgers letzter Instanz;
 - Das Abkommen ist auch nicht so auszulegen, dass es einer Preisregulierung für die Grundversorgung entgegensteht.
- Der Bundesrat schlägt in Anlehnung ans EU-Recht als Schwelle 50 MWh vor.
- Mehrere Studien zeigen auf, dass grundversorgte Stromkunden primär folgende Erwartungen in nachstehender Reihenfolge äussern:
 - 1) Versorgungsgarantie ohne zusätzlichen Aufwand;
 - 2) Faire und stabile Preise im Vergleich zu ähnlichen Marktpreisangeboten (=Schutz vor Missbrauch);
 - 3) Erneuerbarkeit.
- Ein Anspruch auf Gestehungskosten besteht nicht, da Gestehungskosten keinen dauerhaften Schutz vor überhöhten Preisen bieten (siehe Folgefolie). So kritisiert gerade die ElCom die bisherige «cost+» Regulierung der Grundversorgung als «Schutz der Versorger» mit verdeckter Förderung anstelle eines Schutzes der Konsumenten.

1. Einordnung der Problemstellung

Die Historie zeigt eine hohe Korrelation der GV-Tarife mit der Marktpreientwicklung; die Gestehungskosten wirkten bisher primär preisstützend und schützten nur bedingt vor Hochpreisphasen

Entwicklung 3-jährige Beschaffungspreise vs. Haushaltskundentarife GV Schweiz



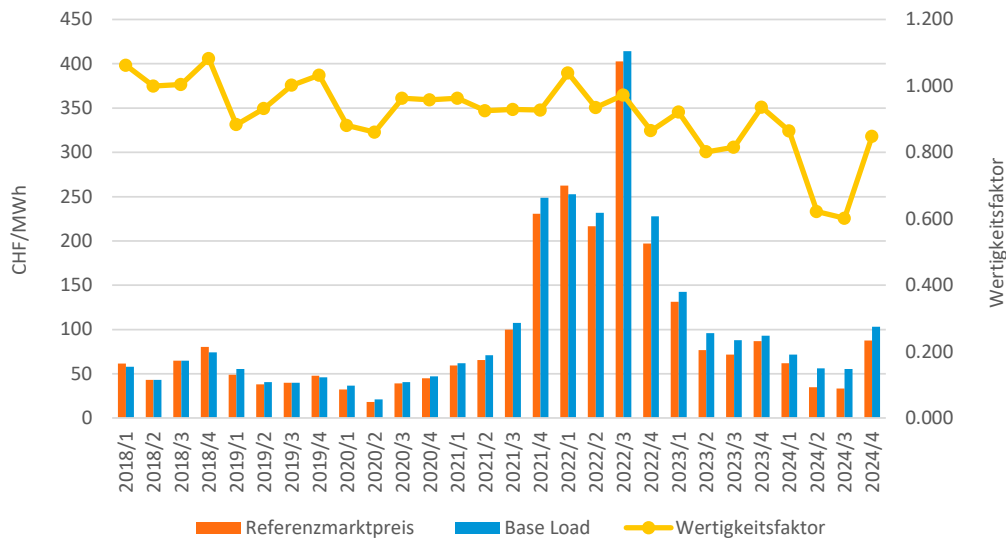
Erkenntnisse

- Die historische Entwicklung der Terminmarktpreise, rollierend gemittelt über 3-Jahre, gilt als Indikation für die strukturierte Marktbeschaffung Schweizer Grundversorger (ohne Restprofilbeschaffung; Ausgleichsenergiekosten; Verwaltungskosten- und Gewinnzuschläge).
- Die Entwicklung der von der ECom publizierten Medianwerte der Haushaltstarife aller Schweizer Grundversorger bringt im Vergleich dazu zwei Erkenntnisse:
 - Die GV-Tarife sind historisch primär von der Marktpreientwicklung (und nicht von den Gestehungskosten) geprägt;
 - Die Gestehungskosten wirken primär preisstützend (Tiefpreisphase 2015–2019 mit Marktpreisen unter Gestehungskosten), schützen aber nur begrenzt vor Hochpreisphasen (2023–2025).
- Die Gestehungskosten in der Schweiz liegen historisch mehrheitlich nur knapp unter oder sogar über den Marktpreisen; die Wirtschaftlichkeit Schweizer EEA ist daher per se anspruchsvoll und ein Zubau ohne Förderung nicht realistisch.
- Eine marktorientierte Regulierung der Grundversorgung ist daher aus Sicht der Konsumenten per se kein Nachteil.

Die Wertigkeit der Erneuerbaren nimmt mit dem fortschreitenden Zubau und ohne Flexibilisierung des Systems vorübergehend ab («Kannibalisierungseffekt»); dennoch gilt es den Zubau im Inland sicherzustellen

Zubauziele & Wertigkeit Solarstrom

- Der Zubau der «neuen Erneuerbaren» (ohne Wasserkraft) im Inland soll gemäss Vorgaben von Art. 2 Abs. 1 EnG auf 35 TWh neE bis 2035 gelingen; der Bundesrat schlägt in der Vernehmlassung von Art. 1a EnV ein Zwischenziel für 2030 von 18.7 TWh für PV-Anlagen vor.
- Gleichzeitig sinkt aufgrund der «Kannibalisierungseffekte» der Erneuerbaren die Wertigkeit am Strommarkt. Dies lässt sich für die Schweizer PV-Anlagen anhand des Vergleichs von Base-Load Spotmarktpreisen mit dem Referenzmarktpreis für PV-Einspeisungen aufzeigen; diese Problematik besteht insbesondere in den Sommerquartalen.



Quellen: UVEK (2025a); BFE (2025d); EEX Spotpreise Base Load, Quartalsmittelwerte; EEX Futures Q1-Q4/2024.

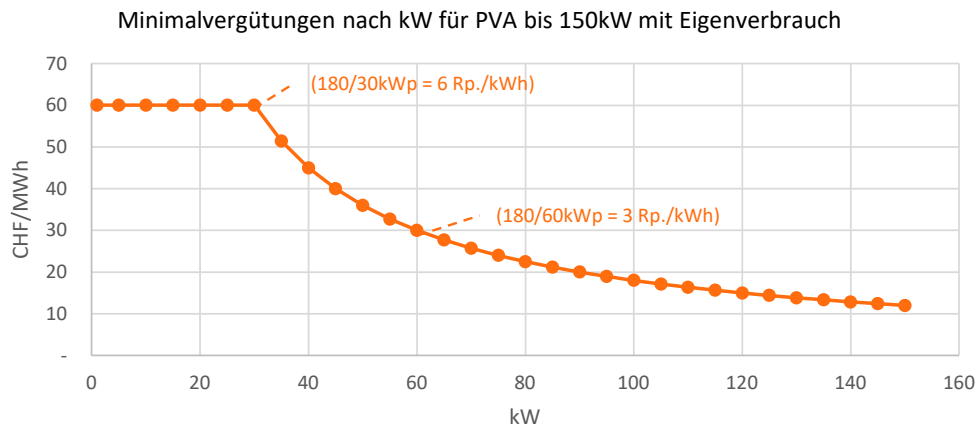
Konsequenz

- Diese Entwicklung ist keine Schweizer Eigenheit, sondern global beobachtbar; die Wertigkeit kann nur durch den Einsatz von Flexibilität erhalten bzw. mittelfristig wieder gesteigert werden.
- Die dafür notwendigen Voraussetzungen wurden in der Schweiz mit dem Stromgesetz weitgehend geschaffen; die Umsetzung entsprechender Massnahmen über Tarife, Flexibilitätsverträge, Einspeiseanreize und Batteriespeicherung wird aber mehrere Jahre beanspruchen; zudem kann die Schweiz dieser Entwicklung aufgrund der Einbindung ins europäische Stromnetz und der damit verbundenen «importieren» Marktpreise nicht selbstständig, sondern nur zusammen mit den europäischen Nachbarländern begegnen.
- Für den Erhalt des Inlandzubaus sind daher einerseits die Absicherung der Förderinstrumente mit dem Stromabkommen und andererseits die rasche Umsetzung von Flexibilitätsmassnahmen entscheidend; für die vorliegende Frage der «marktorientieren» Grundversorgung und die Abnahme- und Vergütungspflicht bedeutet dies Folgendes:
 - 1) Da die Grundversorgung als «verdeckte Förderung» wegfällt, ist die effektive Ausgestaltung der übrigen Förderinstrumente (Einmalvergütungen und Marktprämie) entscheidend;
 - 2) Die Abnahme- und Vergütungspflicht ist ebenfalls möglichst «marktorientiert» auszugestalten, ohne aber den Zubau im Inland zu gefährden;
 - 3) Die Direktvermarktung inklusive der damit verbundenen Kosten für Bewirtschaftungsentgelte ist für EEA ab einer gewissen Grösse unter der Bedingung 1) zumutbar; eine Direktvermarktungspflicht sämtlicher EEA, auch aller Kleinst-Anlagen, würde nach unserer Einschätzung aufgrund des Aufwands und der Preise den Zubau und die Einspeisung (auch im Winter) gefährden.

Die Minimalvergütung wird ab 1. Januar 2026 eingeführt und soll ab Mitte 2026 mit vollständigen Marktpreisanreizen und ohne Vergütung bei Negativpreisen EU-konform weiterentwickelt werden

Funktionsweise der Minimalvergütung

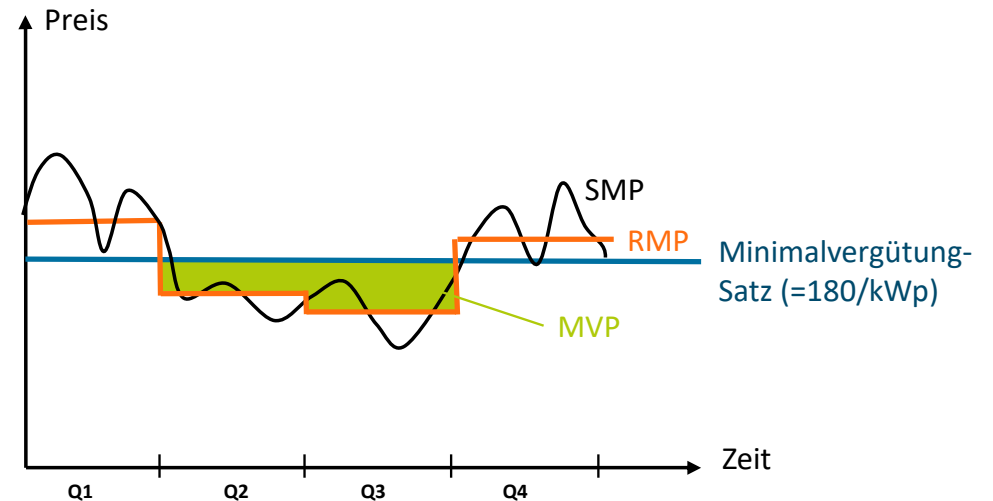
- Die Minimalvergütung nach Art. 15 EnG wird nach dem Willen von Parlament und Stimmbevölkerung gemäss dem Stromgesetz zur Absicherung einer Amortisation von EEA <150 kW per 1. Januar 2026 eingeführt werden.
- Das Parlament will im Rahmen des Beschleunigungserlasses das Modell von Art. 15 EnG nun bereits dahingehend weiterentwickeln*, dass ab Mitte 2026 nicht mehr eine fixe Minimalvergütung gilt, sondern eine Prämie auf den effektiven Spotmarktpreis ausbezahlt und die Vergütung bei negativen Preisen ausgesetzt wird. Damit werden die Marktpreisanreize EU-rechtskonform auch an die kleinen Produzenten und Prosumer weitergegeben.
- Aufgrund der degressiven Ausgestaltung der Minimalvergütung für PV-Anlagen mit Eigenverbrauch (180/kWp) ergeben sich für die Prosumer unterschiedliche Prämien. Mit der Aussetzung bei negativen Preisen entsteht für alle Prosumer gleichzeitig** ein hoher Anreiz, nicht mehr Strom einzuspeisen.



Quellen: Parlament (2025); EVU Partners (2025a).

*Vorbehältlich Referendumsfrist Beschleunigungserlass. ** Mit der Gleichzeitigkeit des Negativ-Preissignals fällt die degressive Anreizstruktur bei Negativpreisen weg. Diese Wirkung auf allfällige Prognosen und damit mögliche Ausgleichsenergiekosten wurde bisher nicht vertieft untersucht (so auch VSGS (2025)).

Illustration Funktionsweise neuer Minimalvergütung für Anlagen bis 150kW (ab 1.7.2026*)



SMP = Spotmarktpreis Day-ahead für das Marktgebiet Schweiz (aktuell stündlich; künftig viertelstündlich)

RMP = Quartalsweiser Referenzmarktpreis gemäss den Vorgabe von Art. 15 EnFV basierend auf dem Spotmarktpreis Day-ahead für das Marktgebiet Schweiz und allen lastganggemessenen Anlagen je Technologie (Berechnung/Publikation BFE)

MVP = Minimalvergütungsprämie als Differenz zwischen RMP und Minimalvergütungssatz (je Anlage), sofern RMP unter der Minimalvergütung liegt

Das Bedürfnis der Produzenten ist eine gewisse Investitions- und Planungssicherheit durch stabile Förderbedingungen; Prosumer können mit Eigenverbrauch tiefen Marktpreisen mittelfristig stärker begegnen

Notwendigkeit einer Minimalvergütung

- Die Notwendigkeit der Minimalvergütung wurde im Rahmen der Verordnungsgebung zum Stromgesetz vom BFE ausführlich untersucht und im Rahmen der Vernehmlassung kritisch diskutiert.
- Auf Basis von ausführlich beschriebenen und diskutierten Annahmen wurden mittels dem «Wirtschaftlichkeitsrechner» von Swissolar (für die 15 kW und die 60 kW Anlage) bzw. der «Vorlage Wirtschaftlichkeitsbewertung für PV-Grossanlagen» des BFE (für die 90 kW Anlagen) die Minimalvergütungen bestimmt.
- Für die 15 kW Anlage ergab sich eine Minimalvergütung von 6 Rp./kWh, womit diese Anlage innerhalb von rund 22 Jahren und somit etwas kürzer als über die Lebensdauer amortisiert werden kann. Im Fall der 60 kW Anlage im ZEV und der 90 kW-Anlage mit Eigenverbrauch erfolgt die Amortisation innerhalb von rund 20 Jahren aufgrund der geringeren Investitionskosten und des höheren Eigenverbrauchanteils.
- Wir beurteilen diese Situation aktuell und bis zum möglichen Inkrafttreten eines Stromabkommens als relativ stabil, da die Annahmen aktuell sind und sich die Kostendegression gerade für PV-Anlagen verlangsamt hat. Insofern besteht aus unserer Sicht keine objektive Grundlage, die Notwendigkeit der Förderung zum Erhalt des Zubaus von kleineren Dach-PV-Anlagen heute in Frage zu stellen. Die konkreten Auswirkungen einer kurzfristigen Abschaffung der Minimalvergütung auf den Zubau haben wir vorliegend aber nicht untersucht.
- Aus Sicht der von Produzenten, Prosumern (und der Zulieferindustrie) gewünschten Stabilität der Förderbedingungen erachten wir daher eine kurzfristige Abschaffung der gerade erst eingeführten Minimalvergütung als problematisch. Geprüft werden müsste zum Erhalt des Zubaus wohl mindestens eine Kompensation über leicht höhere, auf Winteranreize ausgerichtete Einmalvergütungen.

Verbesserung der Wirtschaftlichkeit dank Eigenverbrauchssteigerung


- Die vom BFE bei den bisherigen Berechnungen zugrunde gelegten Eigenverbrauchsanteile lassen sich wie folgt zusammenfassen:
 - EEA <30kW: Erhebungen 37% - 45%; Annahme Minimalvergütung: 35%;
 - EEA 30 – 150 kW: Erhebungen 60%; Annahme Minimalvergütung: 50%.
- Mit den neuen Instrumenten des virtuellen Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (zVEV) ab 1. Januar 2025 und der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) ab 1. Januar 2026 steigen für Produzenten die dezentralen Möglichkeiten zur Verbesserung des Eigenverbrauchs bzw. ergibt sich erstmals die Möglichkeit zum dezentralen Absatz an Konsumenten innerhalb des Quartiers («Quartier-LEG») oder innerhalb der Gemeinde («Gemeinde LEG»); letzteres ist kein Eigenverbrauch im Sinne von Art. 16 EnG, aber nach den Vorgaben von Art. 17d ff. StromVG mit einem Rabatt auf die Netznutzungsentgelte verbunden.
- Während die Wirtschaftlichkeit aufgrund der Netzentgelt- und Abgabenbefreiung beim Eigenverbrauch unbestritten ist («grid parity» als Massstab), ist die Wirtschaftlichkeit bei LEG anspruchsvoller. Letztlich steht auch ein Produzent in einer LEG in einem gewissen Wettbewerb zum Marktpreis (bzw. GV-Tarif), um lokale Konsumenten, welche bereit sind erneuerbaren Strom dezentral zu beziehen, gewinnen zu können; die LEG ist daher eine Chance, aber im Unterschied zum Eigenverbrauch kein «Selbstläufer».
- Mit den neuen Instrumenten sowie mit der weiteren Verbreitung von Batterien (mittelfristig insbesondere jener von Elektroautos mit Grenzkosten von null) erachten wir die Chance zur Optimierung des Eigenverbrauchsanteils als relevant. Damit verbunden ist eine begründbare mittelfristige Reduktion der Notwendigkeit einer Minimalvergütung bei kleineren Anlagen.

Zwischenfazit aus unserer Sicht: eine «marktorientierte» Grundversorgung ist aufgrund des Wettbewerbs sinnvoll; die vorübergehend noch notwendige Minimalvergütung ist anders zu finanzieren






Unser Verständnis eines möglichen Grundkonsenses zur Ausgestaltung und Bewertung möglicher Lösungsvarianten

Aus unserer Sicht bestehen aufgrund der vorstehenden Einordnungen und Grundlagen folgende Kriterien zur Diskussion möglicher, sinnvoller Lösungsvarianten:

Im Sinne eines «Eignungskriteriums»:

-  0) Konformität mit den Vorgaben des Stromabkommens und des damit verbundenen EU-Rechts; z.B. zwingende Einhaltung der Mindestvorgaben für Marktöffnung, Wechselmöglichkeiten und -fristen, Untergrenzen für Direktvermarktung, etc.).

Als für die in Kap. 2 dargestellten Lösungsvarianten relevanten Bewertungskriterien:

-  1) Sicht Energiestrategie: Der Auftrag zur Dekarbonisierung gemäss Klimaschutzgesetz ist umzusetzen. Die Zubauziele im Inland nach Art. 2 EnG und die Zwischenziele nach Art. 1a EnV sollen nicht gefährdet werden;
-  2) Sicht Konsumenten: Grundversorgung soll Versorgung mittels stabilen und angemessenen Preisen gewährleisten;
-  3) Sicht Versorger: Die Grundversorgung steht im Wettbewerb und kann nicht mehr zur «verdeckten Förderung» genutzt werden; Grundversorger sollen weder besser noch schlechter als Marktakteure gestellt werden;
-  4) Sicht Produzenten: Investitionssicherheit dank stabiler Rahmenbedingungen für Förderung;
-  5) Sicht System: Erhaltung der richtigen Anreize (Verbesserung Prognosegüte; Vermeidung zusätzlicher Ausgleichsenergiekosten; Erhöhung Flexibilitäten).

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen	2
1. Einordnung der Problemstellung	4
2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten	14
3. Ausgestaltung einer «marktorientierten» Grundversorgung	29
4. Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht	34
5. Empfehlungen	51
Anhang	56

Für die Erarbeitung möglicher Lösungsvarianten wurde ein morphologischer Kasten mit verschiedenen Elementen und Ausprägungen entwickelt

Einführung Methodik

- Zur Evaluation möglicher Lösungsvarianten wurde die Technik des morphologischen Kastens nach Zwicky verwendet. Dabei werden verschiedene Elemente (Merkmale) der beiden Grundthemen – der Grundversorgung einerseits und der Vergütungs- und Abnahmepflicht andererseits – einzeln aufgeführt. Diese Elemente sind vorliegend teilweise unabhängig voneinander und lassen sich unterschiedlich zu einer Lösung kombinieren.
- Für die Entwicklung und Beschreibung möglicher Lösungen wurden pro Element verschiedene Ausprägungen erarbeitet, welche sich entlang des Spannungsfeldes zwischen «Reguliert bzw. gefördert» einerseits und «Markt» andererseits darstellen lassen.
- Im Rahmen der Erarbeitung möglicher Lösungen haben wir uns bewusst auf vier Grundvarianten fokussiert. Diese Varianten sind nicht abschliessend und können in einzelnen Punkten – je nach Beurteilung – auch angepasst oder zusätzlich detailliert werden.
- Basierend auf den Diskussionen im Rahmen von zwei Stakeholdertreffen des BFE mit Vertretern von VSE, Swissolar, SES und aeesuisse wurden im Anschluss an die Diskussion möglicher Grundvarianten eine mögliche Synthese abgeleitet und auf dieser Basis verbleibende, unterschiedlichen Ausprägungen vertieft (vgl. Kapitel 3 und 4).

Morphologischer Kasten zur Abnahme- und Vergütungspflicht im Rahmen einer «marktorientierten Grundversorgung» (Details vgl. Folgefolien)

Elemente	reguliert / gefördert ←				Ausprägung				→ Markt			
	Grundversorgungsauftrag	Nationaler Grundversorger		Verteilnetzbetreiber		Grundversorger		Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag				
Art der Preis-Regulierung in GV	Kostenbasiert		Beschaffungspreisbasiert durch ElCom festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)		Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert ElCom (Median und Obergrenze)		Reine Missbrauchsaufsicht (Angemessenheit im Vergleich zu Endkundenmarktpreisen)					
Regulierung der Gewinnerzielung	Kostenbasiert (NUV-Verzinsung)		Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag		Missbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)		Keine					
Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen	Anrechenbar				Nicht anrechenbar							
Wechselgebühr	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch ElCom)		Marktpreisbasierte Wechselgebühr (zentral von ElCom berechnet)		Keine		Keine					
Qualität Standardstromprodukt	Vorgabe Erneuerbar				Keine Vorgabe		Keine Vorgabe					
Frist Standardstromprodukt	Vorgabe 1 Jahr fix				Keine Vorgabe		Keine Vorgabe					
Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	50% (In- und Ausland)		Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe							
Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	20% (In- und Ausland)		Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe							
Strukturierte Beschaffung	Quantitative Vorgaben		Offene Vorgabe (Prinzip)		Keine Vorgabe							
Portfoliotrennung	Vorgabe				Keine Vorgabe							
Abnahme- und Vergütungsstelle	Zentrale Abnahmestelle		Verteilnetzbetreiber		Grundversorger		Keine					
Direktvermarktpflicht	Anlagen >400kW bis 2025; Anlagen >200kW ab 2026		Alle Anlagen >200kW		Alle Anlagen >150kW		Alle Anlagen					
Anspruch auf Minimalvergütung	Anlagen <150 kW		Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen		Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen		Keine Anlagen					
Ausgestaltung der Minimalvergütung	Minimalvergütungsprämie		Phase-out Minimalvergütung (2035)		Keine; Kompensation über EIV		Keine					
Finanzierung Minimalvergütung	NZF		Grundversorger		Lieferanten (Zuschlag)		Keine					
Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	NZF		Grundversorger		Lieferanten (Zuschlag)		Produzenten (Bewirtschaftungsentgelt)					

Die einzelnen Elemente und Ausprägungen der Grundversorgung sind überwiegend von der Festlegung der Art der Preisregulierung abhängig

Beschreibung der einzelnen Elemente (Merkmale) in Bezug auf die Grundversorgung

Element	Kurzbeschreibung
Grundversorgungsauftrag	Beim Grundversorgungsauftrag geht um die Frage, wer diesen in einem offenen Strommarkt übernimmt. Der Bundesrat schlägt die Rolle des Grundversorgers als Aufgabe derjenigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen vor, welche über die Netzgebietszuteilung für die Grundversorgung zuständig sind. Alternative Ausprägungen dazu sind ein zentraler, nationaler Grundversorger, die Verteilnetzbetreiber oder Lieferanten mit einem Grundversorgungsauftrag. Letztere Ausprägung soll den Aspekt der Möglichkeit zur Delegation des Grundversorgungsauftrages von heute zuständigen Verteilnetzbetreibern an Dritte explizit darstellen. Dazu wäre eine Loslösung von der Netzgebietszuteilung nach Art. 5 Abs. 1 StromVG Voraussetzung. Der Grundversorgungsauftrag könnte analog dazu von den Kantonen erteilt werden und auf Antrag eines Grundversorgers auf einen anderen Lieferanten übertragen werden.
Art der Preisregulierung in GV	Die Art der Preisregulierung zeigt mögliche Ausprägungen für die Vorgabe der Grundversorgungstarife auf. Im Unterschied zum kostenbasierten Vorschlag des Bundesrates wurde der Vorschlag der ECom für einen schweizweit einheitlichen, marktpreisbasierten Grundversorgungstarif sowie die Position des VSE für eine reine Missbrauchsaufsicht aufgenommen. Ergänzt wurde die Ausprägung mit einem marktpreisbasierten Richtwert seitens der ECom im Sinne einer Obergrenze.
Regulierung der Gewinnerzielung	Die Regulierung der Gewinnerzielung hängt mit der Art der Preisregulierung zusammen. Während im Rahmen einer kostenbasierten Regulierung die Gewinnerzielung definiert sein muss, kann diese bei einer marktpreisbasierten Definition unterbleiben. Die Preise müssen im Marktvergleich angemessen sein. Ob der jeweilige Versorger damit Gewinne (oder Verluste) erzielt, ist nicht von Relevanz.
Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen	Auch die Anrechnung von Deckungsdifferenzen hängt von der Preisregulierung ab. Eine kostenbasierte Ausprägung lässt Deckungsdifferenzen entstehen, bei marktpreisbasierten Modellen werden Gewinne / Verluste realisiert. Da Kunden sich durch Wechsel der Nachverrechnung von Deckungsdifferenzen entziehen können, ist die Durchsetzung begrenzt.
Wechselgebühr	Wechselgebühren sind aufgrund unterjähriger Ein- und Austritte zur Schadloshaltung von Grundversorgern von Relevanz. Diese können je nach Preisregulierung individuell von jedem Versorger nach einer festgelegten Methodik oder bei einem einheitlichen Grundversorgungstarif auch schweizweit einheitlich festgelegt werden.
Standardstromprodukt	Für die Grundversorgung kann auch im Rahmen eines offenen Marktes weiterhin eine Fristigkeit definiert und eine Qualitätsvorgabe für erneuerbare Energie gemacht werden. Da der Inlandvorrang entfällt, ist der preisliche Effekt geringer als bei einer inländischen Vorgabe. Alternativ könnte auch darauf verzichtet werden.
Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	Der Mindestanteil 1 gemäss dem mit dem Stromgesetz eingeführten Art. 6 Abs. 5 lit. a StromVG bezieht sich auf die «erweiterte Eigenproduktion» und beläuft sich gemäss Art. 4a Abs. 1 StromVV aktuell auf 50%. Diese Vorgabe könnte bei einer kostenbasierten Ausgestaltung gemäss Vorschlag des Bundesrates ohne Bezug auf inländische EEA beibehalten werden. In einer marktorientierten Ausgestaltung kann auf diese Vorgabe mangels Wirkung im Inland verzichtet werden. Theoretisch wäre auch eine Übergangslösung denkbar.
Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	Der Mindestanteil 2 gemäss dem mit dem Stromgesetz eingeführten Art. 6 Abs. 5 lit. b StromVG bezieht sich auf den Anteil an erneuerbarer Energie an der Grundversorgungsliefermenge, kann bei Bedarf mit längerfristigen Bezugsverträgen abgedeckt werden und beläuft sich gemäss Art. 4a Abs. 2 StromVV aktuell auf 20%. Diese Vorgabe könnte bei einer kostenbasierten Ausgestaltung gemäss Vorschlag des Bundesrates ohne Bezug auf inländische EEA beibehalten werden. In einer marktorientierten Ausgestaltung kann auf diese Vorgabe mangels Wirkung im Inland verzichtet werden. Theoretisch wäre auch eine Übergangslösung denkbar.
Strukturierte Beschaffung	Mit dem neuen Stromgesetz wurde in Art. 6 Abs. 5 ^{bis} lit. a StromVG und in Art. 4c StromVV die Absicherung gegen Marktpreisschwankungen durch die Pflicht einer strukturierten Beschaffung vorgegeben. Diese prinzipielle Vorgabe kann so beibehalten, quantitativ präziser vorgegeben oder im Rahmen einer weniger detaillierten Regulierung weggelassen werden.
Portfoliotrennung	Die Trennung der Beschaffungsportfolien wurde ebenfalls mit dem Stromgesetz in Art. Art. 6 Abs. 5 ^{bis} lit. b StromVG vorgegeben. Diese Vorgabe ist im Falle einer kostenbasierten Regulierung der Grundversorgung zur Erfassung (und Überprüfung) der relevanten Beschaffungskosten beizubehalten. Im Fall einer marktpreisbasierten Regulierung könnte auf eine Vorgabe verzichtet werden.

Die Abnahme- und Vergütungspflicht ist auf die Art der Regulierung der Grundversorgung abzustimmen; im Zentrum steht die Frage der Beibehaltung der Minimalvergütungsprämie und deren Finanzierung

Beschreibung der einzelnen Elemente (Merkmale) die Abnahme- und Vergütungspflicht

Element	Kurzbeschreibung
Abnahme- und Vergütungsstelle	Analog zum Grundversorgungsauftrag wird hier diskutiert, wer für die Abnahme und Vergütung des dezentral eingespeisten Stroms aus kleinen EEA verantwortlich ist. Der VSE hat sich in seiner Stellungnahme für eine neue, zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle - vergleichbar mit der Rolle von pronovo bei sämtlichen KEV-Anlagen – ausgesprochen. Alternativ dazu verbleibt die Abnahme- und Vergütungspflicht nach Art. 15 EnG gemäss Vorschlag des Bundesrates beim Grundversorger, beim Verteilnetzbetreiber (je nach Definition des Grundversorgungsauftrages) oder es wird vollständig auf eine Abnahme- und Vergütungspflicht verzichtet. Letzteres würde eine Direktvermarktungspflicht für alle EEA – auch Kleinanlagen – bedingen (siehe Folgepunkt).
Direktvermarktungspflicht	Sämtliche EEA ohne Anspruch auf die Abnahme- und Vergütungspflicht nach Art. 15 EnG müssen in die Direktvermarktung. Der Bundesrat hat eine Senkung der Grenze für die Direktvermarktung auf EEA >200 kW vorgeschlagen. Dies entspricht der Grenze der EU für die Bilanzkreisverantwortung für Neuanlagen ab 2026 gemäss Art. 5 EU-Binnenmarktverordnung 2019/943. Diese Grenze könnte alternativ – analog zur heutigen Grenze der Minimalvergütung – auf 150kW abgesenkt werden, nach EU-Vorgaben für Alt- und Neuanlagen differenziert oder vollständig weggelassen werden. Diesfalls müssten alle EEA in die Direktvermarktung.
Anspruch auf Minimalvergütung	Sofern die Minimalvergütung beibehalten wird (siehe Folgefolie), stellt sich die Frage nach der Anspruchsberechtigung. Mit dem neuen Art. 15 Abs. 1 ^{bis} EnG sind alle EEA unter 150kW anspruchsberechtigt. Daran soll sich mit dem vom Parlament verabschiedeten Beschleunigungserlass nichts ändern. Alternativen bei Beibehaltung der Minimalvergütungen liegen darin, bestehende Anlagen, welche bereits über die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gefördert wurden, von der Berechtigung auszuschliessen sowie Anlagen, welche bereits eine Betriebsdauer von 20 Jahren (Amortisationszeitraum) überschritten haben, auszunehmen. Damit soll letztlich eine Überförderung vermieden werden. Darüber hinaus ist es denkbar, die Anspruchsgrenze auf Kleinst-Anlagen (30kW) herabzusetzen und damit den Mittelbedarf zu reduzieren. Die damit indikativ verbundenen Effekte werden in Kapitel 4 quantifiziert.
Ausgestaltung der Minimalvergütung	Der Bundesrat hat die Aufhebung der Minimalvergütung nach einer Übergangsphase von 3 Jahren vorgeschlagen. Verbände wie aeesuisse, Swissolar und SES setzen sich gemäss ihren Stellungnahmen für die Beibehaltung der mit dem Stromgesetz erst eingeführten und mit dem Beschleunigungserlass EU-konform weiterentwickelten Minimalvergütungsprämie für kleine erneuerbare EEA ein. Weitere Alternativen wären über ein «Phase-out» mit einer planbaren Absenkung über einen längeren Zeitraum (2035) oder im Fall einer Abschaffung die Kompensation über höhere Einmalvergütungen denkbar. Die finanziellen Effekte der jeweiligen Ausgestaltung der Minimalvergütung wurden indikativ berechnet und in Kapitel 4 ausgeführt.
Finanzierung Minimalvergütung	Abhängig von der Beibehaltung der Minimalvergütung ist deren Finanzierung neu zu definieren. Die erwartbaren Kosten werden in Abhängigkeit vom Zubau und der Marktpreientwicklung in Kapitel 4 indikativ dargestellt. Neben der Finanzierung durch den Grundversorger im Rahmen einer kostenbasierten Regulierung (Status quo), steht die Finanzierung über den Netzzuschlagsfonds (NZF) als naheliegende Alternative zur Diskussion. Im NZF sind neben der Förderung mittels KEV, Investitionsbeiträgen bzw. Einmalvergütungen und Marktprämien auch andere Elemente wie bspw. die Marktprämie Grosswasserkraft enthalten. Gleichzeitig sind die Mittel des NZF ohne gleichzeitige Erhöhung des Netzzuschlags nach Art. 35 EnG von 2.3 Rp./kWh beschränkt (auch unter Einbezug der Verschuldungsgrenze nach Art. 37 EnG). Soll der NZF aufgrund des Bedarfs der anderen Fördermittel nicht zusätzlich belastet werden und können diese Kosten nicht mehr dem Grundversorger auferlegt werden, so verbleibt die Variante über einen neuen Zuschlag. Dieser könnte über die Netznutzung, analog zu Art. 15b StromVG (Solidarisierung von Kosten für Netzverstärkungen) bzw. Art. 14 ^{bis} StromVG (Überbrückungshilfen Eisen-, Stahl- und Aluminiumindustrie) oder als neuer Zuschlag zulasten aller Stromlieferanten erfolgen.
Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	In Bezug auf die mit der Einspeisung der dezentralen EEA verbundenen Ausgleichsenergiekosten stellt sich eine vergleichbare Finanzierungsfrage. Im Unterschied zur Minimalvergütung sind diese Kosten jedoch aufgrund von Marktpreientwicklung, Regelenenergiemarktzugang, Prognosen und Nutzung von Flexibilitäten einerseits deutlicher schwerer prognostizierbar und andererseits von der Abnahmestelle zumindest teilweise beeinflussbar. Die Finanzierungsoptionen sind aber im Grundsatz analog zur Minimalvergütung.

2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten

Variante «Zentral»: kostenbasiert mit einem staatlichen Grundversorger / einer Abnahmestelle

Elemente	reguliert / gefördert ← Ausprägung → Markt				
Grundversorgung	Grundversorgungsauftrag	Nationaler Grundversorger	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag
	Art der Preis-Regulierung in GV	Kostenbasiert	Beschaffungspreisbasiert durch ECom festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)	Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert ECom (Median und Obergrenze)	Reine Missbrauchsaufsicht (Angemessenheit im Vergleich zu Endkundenmarktpreisen)
	Regulierung der Gewinnerzielung	Kostenbasiert (NUV-Verzinsung)	Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag	Missbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)	Keine
	Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen	Anrechenbar		Nicht anrechenbar	
	Wechselgebühr	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch ECom)	Marktpreisbasierte Wechselgebühr (zentral von ECom berechnet)		Keine
	Qualität Standardstromprodukt	Vorgabe Erneuerbar		Keine Vorgabe	
	Frist Standardstromprodukt	Vorgabe 1 Jahr fix		Keine Vorgabe	
	Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	50% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
	Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	20% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
	Strukturierte Beschaffung	Quantitative Vorgaben	Offene Vorgabe (Prinzip)		Keine Vorgabe
Portfoliotrennung	Vorgabe		Keine Vorgabe		
Abnahme- und Vergütungspflicht	Abnahme- und Vergütungsstelle	Zentrale Abnahmestelle	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Keine
	Direktvermarktungspflicht	Anlagen >400kW bis 2025; Anlagen >200kW ab 2026	Alle Anlagen >200kW	Alle Anlagen >150kW	Alle Anlagen
	Anspruch auf Minimalvergütung	Anlagen <150 kW	Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Keine Anlagen
	Ausgestaltung der Minimalvergütung	Minimalvergütungsprämie	Phase-out Minimalvergütung (2035)	Keine; Kompensation über EiV	Keine
	Finanzierung Minimalvergütung	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Keine
	Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Produzenten (Bewirtschaftungsentgelt)

Quelle: Eigene Darstellung. ● Variante: «Zentral»






Die Variante «Zentral» wäre theoretisch möglich, aber aufgrund der föderalen Strukturen und der fehlenden Wettbewerbsfähigkeit infolge zusätzlicher Kosten nicht zu empfehlen

Kurzbeschreibung

In der Variante «Zentral» übernimmt ein einziger, vom BFE in einer Ausschreibung bestimmter Versorger die Grundversorgung der Schweiz. Die Kunden des bisherigen Versorgers können ein Marktangebot erhalten; will der Versorger kein Angebot stellen oder nehmen die Kunden dieses nicht an, werden sie automatisch zu Kunden des staatlichen Versorgers. Die Tarife sind schweizweit einheitlich. Auf Vorgaben zur Eigenproduktion wird verzichtet, jedoch kann Elektrizität, welche der Grundversorger im Rahmen der Abnahme- und Vergütungspflicht abzunehmen hat, über die Grundversorgung abgesetzt werden. Das Grundversorgungsprodukt ist vollständig erneuerbar. Die Tarife werden kostenbasiert kalkuliert und von der ElCom überwacht; die Gewinnerzielung wird im Rahmen der Ausschreibung definiert. Deckungsdifferenzen können über die Folgejahre abgebaut werden. Die Wechselgebühren werden täglich basierend auf der Differenz des GV-Tarifs für das Jahr_n und der erwarteten Spotmarktpreise für die Belieferung bis Ende Jahr_n kalkuliert.

Der zentrale Grundversorger ist gleichzeitig auch zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle für eingespiesenen PV-Strom aus Anlagen bis 200 kW Leistung. Die eingespiesene Elektrizität wird zum Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung vergütet. Anlagen bis 150 kW Leistung erhalten zudem bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme eine Minimalvergütung, welche ebenfalls der zentrale Grundversorger auszahlt.

Bewertung

Kriterium	Erfüllungsgrad	Begründung
Ausbauziele im Inland nicht gefährdet		Reduktion der Anlagen, welche von Vergütungspflicht profitieren; damit tragen grössere Anlagen ihre Ausgleichsenergiekosten über das Bewirtschaftungsentgelt der Direktvermarktung.
Grundversorgungstarife sind stabil und angemessen		Tarife aufgrund Minimalvergütung für Einspeisung leicht über dem Markt; Gewinne reguliert und Tarife sind marktpreisgetrieben.
Grundversorgung ist wettbewerbsfähig		Trotz Verzicht auf Mindestanteile wäre die Wettbewerbsfähigkeit wegen Übernahme Ausgleichsenergiekosten und Minimalvergütung für PV-Einspeisung nicht gegeben: Bei tiefen Marktpreisen wechseln Kunden an den Markt → Deckungsdifferenzen → höhere Tarife → zusätzliche Kundenwechsel.
Fördergelder für PV-Anlagen sind verlässlich		Die Minimalvergütung wird weitergeführt; die anderen Förderinstrumente sind unbestritten.
Anreize zur Vermeidung von Ausgleichsenergie		Der Grundversorger hat einen gewissen Anreiz, die Ausgleichsenergiekosten tief zu halten; er kann Flexibilitäten bei den Kunden nutzen, tarifliche Anreize setzen und die Prognose optimieren.
Zwischenfazit		Diese Lösung ist aufgrund der heutigen Strukturen mit 600 Grundversorgern und dem Risiko, dass kein Versorger diese nationale Grundversorgung aufgrund der damit verbundenen Kosten bzw. Risiken übernehmen will, kritisch zu beurteilen. Ein solcher Eingriff in die bestehenden Strukturen scheint schlicht nicht verhältnismässig. Diese Variante wurde in Absprache mit BFE und nach dem Austausch mit Stakeholdern nicht mehr weiterverfolgt.

Skala:  Erfüllt  eher erfüllt  eher nicht erfüllt  nicht erfüllt

2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten

Variante «Marktorientiert»: reine Missbrauchsaufsicht; dezentrale Abnahme aber ohne Minimalvergütung

Elemente	reguliert / gefördert ← Ausprägung → Markt				
Grundversorgung	Grundversorgungsauftrag	Nationaler Grundversorger	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag
	Art der Preis-Regulierung in GV	Kostenbasiert	Beschaffungspreisbasiert durch ECom festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)	Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert ECom (Median und Obergrenze)	Reine Missbrauchsaufsicht (Angemessenheit im Vergleich zu Endkundenmarktpreisen)
	Regulierung der Gewinnerzielung	Kostenbasiert (NUV-Verzinsung)	Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag	Missbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)	Keine
	Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen	Anrechenbar		Nicht anrechenbar	
	Wechselgebühr	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch ECom)	Marktpreisbasierte Wechselgebühr (zentral von ECom berechnet)		Keine
	Qualität Standardstromprodukt	Vorgabe Erneuerbar		Keine Vorgabe	
	Frist Standardstromprodukt	Vorgabe 1 Jahr fix		Keine Vorgabe	
	Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	50% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
	Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	20% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
	Strukturierte Beschaffung	Quantitative Vorgaben	Offene Vorgabe (Prinzip)		Keine Vorgabe
Portfoliotrennung	Vorgabe		Keine Vorgabe		
Abnahme- und Vergütungspflicht	Abnahme- und Vergütungsstelle	Zentrale Abnahmestelle	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Keine
	Direktvermarktungspflicht	Anlagen >400kW bis 2025; Anlagen >200kW ab 2026	Alle Anlagen >200kW	Alle Anlagen >150kW	Alle Anlagen
	Anspruch auf Minimalvergütung	Anlagen <150 kW	Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Keine Anlagen
	Ausgestaltung der Minimalvergütung	Minimalvergütungsprämie	Phase-out Minimalvergütung (2035)	Keine; Kompensation über EIV	Keine
	Finanzierung Minimalvergütung	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Keine
	Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Produzenten (Bewirtschaftungsentgelt)

Quelle: Eigene Darstellung. ● Variante: «marktorientiert»







In der Variante «Marktorientiert» bleiben die Grundversorger in der Verantwortung und werden von der ElCom in Bezug auf missbräuchliche Tarife überwacht; die Minimalvergütungsprämie würde gestrichen

Kurzbeschreibung

In der Variante «Marktorientiert» sind die angestammten Versorger für die Grundversorgung verantwortlich, können diese jedoch vertraglich mit allen Rechten und Pflichten an einen Dritten abtreten. Wenn sie keinen Dritten finden, bleiben sie in der Verantwortung. Die Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag sind frei in der Tarifikalkulation, da die Kunden jederzeit in den freien Markt wechseln können. Zum Schutz von trägen oder wenig zahlungskräftigen Kunden kann jedoch die ElCom bei missbräuchlichen Preisen eine Preissenkung verfügen. Das Grundversorgungsprodukt muss nicht auf Eigenproduktion beruhen und auch nicht erneuerbar sein, jedoch einen für ein Jahr fixierten Preis haben. Deckungsdifferenzen sind nicht anrechenbar. Die Wechselgebühren werden durch die Grundversorger täglich basierend auf der Differenz zwischen GV-Tarif für das Jahr_n und der erwarteten Spotmarktpreise für die Belieferung bis Ende Jahr_n individuell kalkuliert.

Die Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag sind verpflichtet, den eingespiessenen PV-Strom aus Anlagen noch bis 150 kW Leistung abzunehmen und zum Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung zu vergüten. Zur Deckung der Ausgleichsenergiekosten erhalten sie über den Netzzuschlagsfond ein Bewirtschaftungsentgelt. Die Minimalvergütung entfällt, dafür profitieren Produzenten mit Neuanlagen von einer leicht höheren Einmalvergütung mit Winterbonus, um den Anreiz zum PV-Ausbau zu erhalten.

Bewertung

Kriterium	Erfüllungsgrad	Begründung
Ausbauziele im Inland nicht gefährdet		Die Situation verschlechtert sich insbesondere für Eigentümer bestehender kleinerer und mittlerer PV-Anlagen, welche diese aber deswegen kaum zurückbauen werden; für neue Anlagen werden die schlechteren Bedingungen während des Betriebs durch einen höheren Einmalbeitrag aufgewogen.
Grundversorgungstarife sind stabil und angemessen		Durch die fehlende Gewinnregulierung könnten die Tarife gegenüber heute steigen und noch stärker den Marktpreisentwicklungen ausgesetzt sein. Gleichzeitig wirkt der mögliche Kundenwechsel sowie die Aufsicht der ElCom limitierend. Die Aufsicht muss wirksam erfolgen.
Grundversorgung ist wettbewerbsfähig		Die Grundversorgung hat die gleich langen Spiesse wie die Marktprodukte und ist dadurch wettbewerbsfähig.
Fördergelder für PV-Anlagen sind verlässlich		Die Minimalvergütung entfällt, dies bedeutet für die Produzenten innert weniger Jahre eine komplette Änderung des Förderregimes.
Anreize zur Vermeidung von Ausgleichsenergie		Ein Anreiz zur Reduktion der Ausgleichsenergiekosten besteht für alle Grundversorger, da ein marktübliche Bewirtschaftungsentgelt gute Prognosen belohnt.
Zwischenfazit		Die Streichung von Vorgaben zur Höhe der GV-Tarife sowie zur Ökologie in der Grundversorgung stellen einen starken Kontrast zur bisherigen Regulierung dar. Entsprechend sind für eine Akzeptanz flankierende Massnahmen wie Vergleichsportale und das Vertrauen in die ElCom zentral. Die Streichung der Minimalvergütung wäre für die Akzeptanz kritisch.

Skala:  Erfüllt  eher erfüllt  eher nicht erfüllt  nicht erfüllt

2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten

Variante «Föderalistisch» mit Grundversorgern mit Abnahmepflicht und Neufinanzierung Minimalvergütung

Elemente	reguliert / gefördert ← Ausprägung → Markt				
Grundversorgung	Grundversorgungsauftrag	Nationaler Grundversorger	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag
	Art der Preis-Regulierung in GV	Kostenbasiert	Beschaffungspreisbasiert durch ECom festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)	Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert ECom (Median und Obergrenze)	Reine Missbrauchsaufsicht (Angemessenheit im Vergleich zu Endkundenmarktpreisen)
	Regulierung der Gewinnerzielung	Kostenbasiert (NUV-Verzinsung)	Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag	Missbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)	Keine
	Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen	Anrechenbar		Nicht anrechenbar	
	Wechselgebühr	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch ECom)	Marktpreisbasierte Wechselgebühr (zentral von ECom berechnet)		Keine
	Qualität Standardstromprodukt	Vorgabe Erneuerbar		Keine Vorgabe	
	Frist Standardstromprodukt	Vorgabe 1 Jahr fix		Keine Vorgabe	
	Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	50% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
	Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	20% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
	Strukturierte Beschaffung	Quantitative Vorgaben	Offene Vorgabe (Prinzip)		Keine Vorgabe
Portfoliotrennung	Vorgabe		Keine Vorgabe		
Abnahme- und Vergütungspflicht	Abnahme- und Vergütungsstelle	Zentrale Abnahmestelle	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Keine
	Direktvermarktungspflicht	Anlagen >400kW bis 2025; Anlagen >200kW ab 2026	Alle Anlagen >200kW	Alle Anlagen >150kW	Alle Anlagen
	Anspruch auf Minimalvergütung	Anlagen <150 kW	Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Keine Anlagen
	Ausgestaltung der Minimalvergütung	Minimalvergütungsprämie	Phase-out Minimalvergütung (2035)	Keine; Kompensation über EiV	Keine
	Finanzierung Minimalvergütung	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Keine
	Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Produzenten (Bewirtschaftungsentgelt)

Quelle: Eigene Darstellung.

● Variante: «Föderalistisch»



Die Variante «Föderalistisch» baut auf bestehenden dezentralen Strukturen auf und behält die Minimalvergütung mit einer Finanzierung aus dem NZF mit einem «Phase-out» bis 2035 bei

Kurzbeschreibung

In der Variante «Föderalistisch» bleibt die Grundversorgung bei den bisherigen Akteuren. Das Standardstromprodukt muss erneuerbar sein, es sind jedoch keine Mindestanteile für Eigenproduktion vorgeschrieben. Die ECom reguliert den GV-Tarif marktorientiert, indem sie jährlich objektiv nachvollziehbare Kosten basierend auf Terminmarktpreisen, Restprofilbeschaffungskosten, Ausgleichsenergiekosten und in- oder ausländischen Herkunftsnachweisen sowie einer marktüblichen Bruttomarge berechnet und auf dieser Basis einen Richtwert und eine Obergrenze für den Grundversorgungstarif ausgibt. Grundversorger, welche zu diesen Bedingungen keine Grundversorgung anbieten wollen, dürfen die Grundversorgung an einen Dritten übertragen. Die Wechselgebühren werden durch die Grundversorger täglich basierend auf der Differenz zwischen GV-Tarif für das Jahr_n und der erwarteten Spotmarktpreise für die Belieferung bis Ende Jahr_n individuell kalkuliert.

Die Grundversorger sind verpflichtet, den eingespiessenen PV-Strom aus Anlagen noch bis 150 kW Leistung abzunehmen und zum Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung zu vergüten. Die Ausgleichsenergiekosten müssen die Grundversorger tragen, diese werden aber in der Berechnung der Richtwerte für die GV-Tarife durch die ECom berücksichtigt. Sie bezahlen für Anlagen mit einer Leistung unter 150 kW bis 2035 noch eine stetig sinkende Minimalvergütung aus, danach entfällt diese («Phase out»). Die Kosten für die Minimalvergütung erhalten die Grundversorger aus dem Netzzuschlagsfonds rückerstattet.

Bewertung

Kriterium	Erfüllungsgrad	Begründung
Ausbauziele im Inland nicht gefährdet		Die Situation verschlechtert sich für Eigentümer bestehender PV-Anlagen durch Absenkung der Grenze kurz- und mit einer Übergangsfrist bis 2035 mittelfristig. Im Vergleich zur heutigen Situation sowie zur Vergütung ab 2026 findet ein kontinuierlicher Abbau der Förderung statt.
Grundversorgungstarife sind stabil und angemessen		Durch den Verzicht auf Vorgaben zur Eigenproduktion sind die Tarife gegenüber heute mehr den Marktpreisentwicklungen ausgesetzt. Die ECom stellt die Angemessenheit der Tarife sicher.
Grundversorgung ist wettbewerbsfähig		Die Grundversorgung liegt systematisch etwas höher als strukturiert beschaffte Marktprodukte, da auch die Kosten für Ausgleichsenergie der PV-Einspeisungen zu tragen sind.
Fördergelder für PV-Anlagen sind verlässlich		Die Minimalvergütung entfällt erst mittelfristig, was den Produzenten Zeit für Optimierungen mit Eigenverbrauch, LEG und Batterien gibt.
Anreize zur Vermeidung von Ausgleichsenergie		Die Grundversorger haben ein grosses Interesse, die Ausgleichsenergiekosten tief zu halten; sie werden Massnahmen (z.B. Einsatz Flexibilität, Intra-Day) treffen, um solche Kosten zu vermeiden.
Zwischenfazit		Die Lösung scheint relativ ausgewogen. Die Grundversorgung ist wettbewerbsfähig und der Regulierungsaufwand begrenzt. Das Standardprodukt bleibt ökologisch. Nach Absprache mit BFE und Stakeholdern ist der Effekt einer Preisobergrenze durch die ECom zu hinterfragen und zu berücksichtigen, dass ein «Phase-out» einer Minimalvergütung kommunikativ mit einer Abschaffung gleichgesetzt wird.

Skala:  Erfüllt  eher erfüllt  eher nicht erfüllt  nicht erfüllt

Variante «Anreizorientiert»: Marktpreisbasierte Grundversorgung mit Neufinanzierung der Minimalvergütung

Elemente	reguliert / gefördert ← Ausprägung → Markt				
Grundversorgung	Grundversorgungsauftrag	Nationaler Grundversorger	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag
	Art der Preis-Regulierung in GV	Kostenbasiert	Beschaffungspreisbasiert durch ElCom festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)	Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert ElCom (Median und Obergrenze)	Reine Missbrauchsaufsicht (Angemessenheit im Vergleich zu Endkundenmarktpreisen)
	Regulierung der Gewinnerzielung	Kostenbasiert (NUV-Verzinsung)	Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag	Missbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)	Keine
	Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen	Anrechenbar		Nicht anrechenbar	
	Wechselgebühr	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch ElCom)	Marktpreisbasierte Wechselgebühr (zentral von ElCom berechnet)		Keine
	Qualität Standardstromprodukt	Vorgabe Erneuerbar		Keine Vorgabe	
	Frist Standardstromprodukt	Vorgabe 1 Jahr fix		Keine Vorgabe	
	Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	50% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
	Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	20% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
	Strukturierte Beschaffung	Quantitative Vorgaben	Offene Vorgabe (Prinzip)		Keine Vorgabe
Portfoliotrennung	Vorgabe		Keine Vorgabe		
Abnahme- und Vergütungspflicht	Abnahme- und Vergütungsstelle	Zentrale Abnahmestelle	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Keine
	Direktvermarktungspflicht	Anlagen >400kW bis 2025; Anlagen >200kW ab 2026	Alle Anlagen >200kW	Alle Anlagen >150kW	Alle Anlagen
	Anspruch auf Minimalvergütung	Anlagen <150 kW	Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Keine Anlagen
	Ausgestaltung der Minimalvergütung	Minimalvergütungsprämie	Phase-out Minimalvergütung (2035)	Keine; Kompensation über EiV	Keine
	Finanzierung Minimalvergütung	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Keine
	Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Produzenten (Bewirtschaftungsentgelt)

Quelle: Eigene Darstellung.

● Variante: «Anreizorientiert»







Die Variante «Anreizorientiert» nimmt den Vorschlag der ElCom nach einem CH-weit einheitlichen GV-Tarif auf; eine solche Lösung würde aber hohes Vertrauen in diese Preisfestsetzung bedingen

Kurzbeschreibung

In der Variante «Anreizorientiert» bestimmt die ElCom einen schweizweit einheitlichen Grundversorgungstarif auf einer objektiv nachvollziehbaren Methode basierend auf Terminmarktpreisen, durchschnittlichen Gestehungskosten, Restprofilbeschaffungskosten, Ausgleichsenergiekosten und in- oder ausländischen Herkunftsnachweisen sowie einer marktüblichen Bruttomarge. Alle Grundversorger verrechnen diesen Tarif. Sie haben den Anreiz ihre Kosten tief zu halten und entsprechende Gewinne zu realisieren, tragen aber auch das Risiko in Zeiten tiefer Marktpreise von Verlusten. Die Wechselgebühren werden durch die ElCom täglich kalkuliert. Auch hier können die bisherigen Grundversorger Aufgaben und Verantwortung an Drittlieferanten übertragen. Das Standardstromprodukt muss erneuerbar sein und zu 20% mit «erweiterter Eigenproduktion» oder PPA aus dem In- oder Ausland abgedeckt werden.

Die Grundversorger sind verpflichtet, den eingespiessenen PV-Strom aus Anlagen bis 200 kW Leistung abzunehmen und zum Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung zu vergüten. Sie bezahlen für Anlagen mit einer Leistung unter 150 kW bis 2035 noch eine stetig sinkende Minimalvergütung aus, danach entfällt diese («Phase out»). Bewirtschaftungsentgelt und Minimalvergütung erhalten die Grundversorger über den Netzzuschlagsfond rückerstattet.

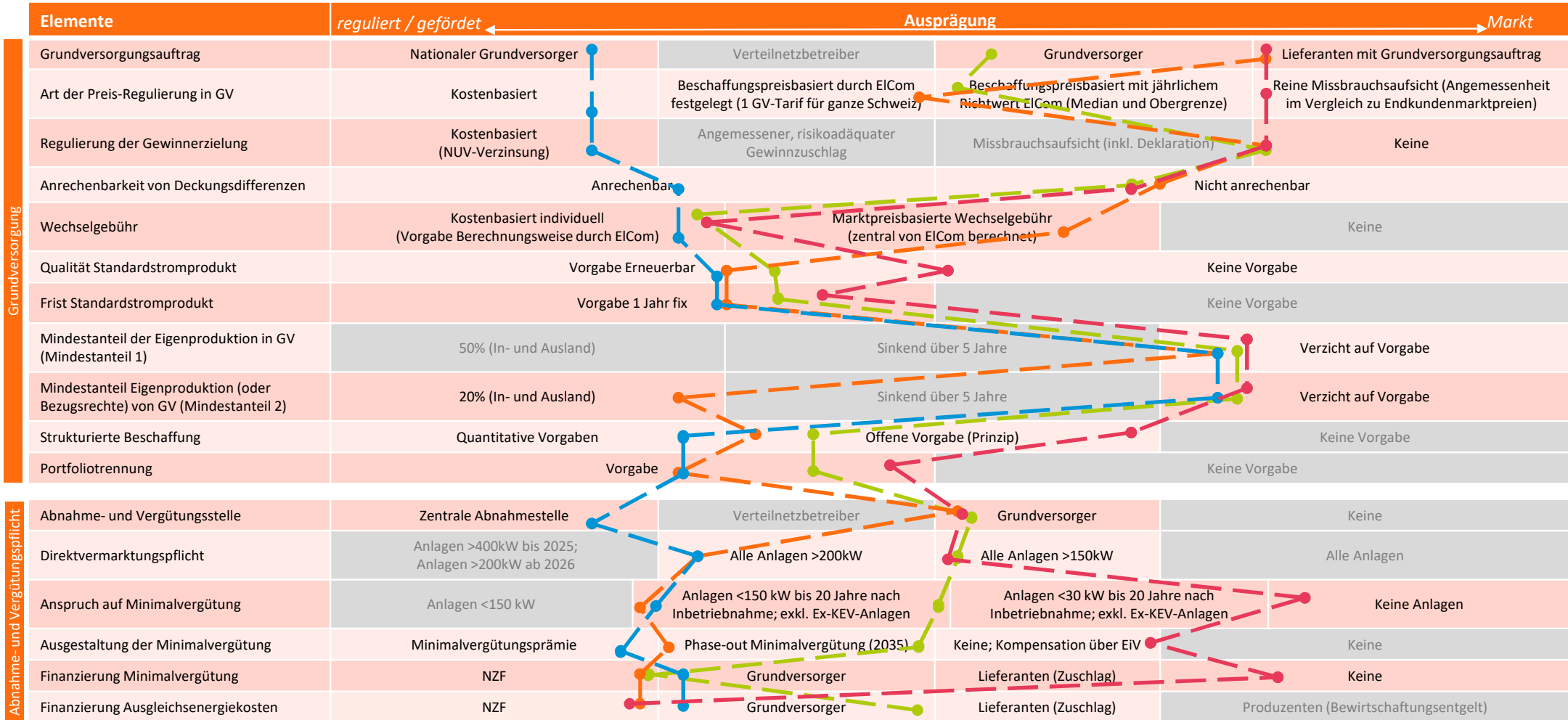
Bewertung

Kriterium	Erfüllungsgrad	Begründung
Ausbauziele im Inland nicht gefährdet		Die Situation verschlechtert sich für Eigentümer bestehender PV-Anlagen durch weniger starke Absenkung der Grenze kurzfristig weniger und mit einer Übergangsfrist bis 2035 erst mittelfristig. Im Vergleich zur heutigen Situation sowie zur Vergütung ab 2026 findet ein Abbau der Förderung statt.
Grundversorgungstarife sind stabil und angemessen		Die Vorgabe von 20% Eigenproduktion oder PPA in der GV stabilisiert die Tarife. Die ElCom stellt die Angemessenheit des einheitlichen Tarifs sicher.
Grundversorgung ist wettbewerbsfähig		Der Grundversorgung wird in Zeiten tiefer Marktpreise durch den Mindestanteil Eigenproduktion / PPA ein leichter preislicher Nachteil entstehen, dafür ist dieser etwas stabiler. Während Minimalvergütung und Ausgleichsenergiekosten vergütet würden, besteht für Grundversorger das Risiko, dass der von der ElCom festgelegte Tarif die Kosten nicht deckt.
Fördergelder für PV-Anlagen sind verlässlich		Die Minimalvergütung entfällt erst mittelfristig, was den Produzenten Zeit für Optimierungen mit Eigenverbrauch, LEG und Batterien gibt.
Anreize zur Vermeidung von Ausgleichsenergie		Ein Anreiz zur Reduktion der Ausgleichsenergiekosten besteht für alle Lieferanten, da ein Bewirtschaftungsentgelt gute Prognosen belohnt.
Zwischenfazit		Die Lösung ist grundsätzlich möglich. Das Standardprodukt bleibt ökologisch und beinhaltet dank Eigenproduktion / PPA Anteil mehr Stabilität. Die Regulierung ist sehr einfach, setzt aber hohes Vertrauen in die Tarifvorgabe der ElCom voraus. Strukturelle Unterschiede bei Versorgern dürften zu Gewinnen oder Verlusten führen, was nicht erwünscht ist. Entsprechend wäre eine solche Variante nur mit einer zentralen Abnahme- und Vergütungsstelle kombiniert denkbar.

Skala:  Erfüllt  eher erfüllt  eher nicht erfüllt  nicht erfüllt

2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten

Ausgewählte Varianten im Vergleich*























Quelle: Eigene Darstellung. *Die dargestellten Varianten sind nicht abschliessend.

●—● Variante: «Zentral»
 ●—● Variante: «Marktorientiert»
 ●—● Variante: «Föderalistisch»
 ●—● Variante: «Anreizorientiert»

Der Variantenvergleich zeigt verschiedene Lösungen: eine dezentrale Umsetzung, eine marktorientierte Preisregulierung und die Beibehaltung und Finanzierung der Minimalvergütung sind erfolgskritisch

Bewertungen im Überblick

Kriterium	Zentral	Markt-orientiert	Födera-listisch	Anreiz-orientiert
Ausbauziele im Inland nicht gefährdet				
Grundversorgungstarife sind stabil und angemessenen				
Grundversorgung ist wettbewerbsfähig				
Fördergelder für PV-Anlagen sind verlässlich				
Anreize zur Vermeidung von Ausgleichsenergie bleiben				

Skala:  Erfüllt  eher erfüllt  eher nicht erfüllt  nicht erfüllt

Würdigung

- Bei der Variante «Zentral» ist der grösste Nachteil, dass das Problem der mangelnden Konkurrenzfähigkeit der Grundversorgung nicht vollständig behoben wird, weil Minimalvergütung und Ausgleichsenergiekosten der Einspeiser weiterhin über die Grundversorgung finanziert werden. Es wäre fraglich, ob daher überhaupt ein nationaler Grundversorger gefunden würde.
- Der Variante «Marktorientiert» dürfte starker Widerstand erwachsen, weil einerseits die Minimalvergütung entfällt und andererseits bei den Tarifen eine reine Missbrauchsaufsicht besteht. Es ist fraglich, ob eine solche Ausgestaltung eine Mehrheit in der Bevölkerung finden würde; würde man in dieser Variante die Minimalvergütung analog zu den Folgevarianten belassen, würde dies die Umsetzbarkeit erhöhen; erfolgskritisch ist und bleibt die Durchsetzung der Missbrauchsaufsicht.
- Die Varianten «Föderalistisch» und «Anreizorientiert» erfüllen zahlreiche Kriterien. Kritisch ist in beiden Varianten, dass wegen des Phase-Outs der Minimalvergütung ohne Kompensation über Einmalvergütungen der Ausbau der Erneuerbaren weniger rasch voranschreiten könnte; je nach Marktpreis- und Zubauentwicklung könnte in beiden Varianten über Anpassungen an der Einmalvergütung nachgesteuert werden.
- Die beiden Varianten «Föderalistisch» und «Anreizorientiert» unterscheiden sich insbesondere in der Preisfestlegung. Bei der Variante «Föderalistisch» würde die ElCom nur jährliche Richtwerte und keine verbindlichen Tarife festlegen. Dabei hat aber die bisherige Praxis von Aufgreifgrenzen gezeigt, dass diese Differenz faktisch klein ist. Die Richtwerte der ElCom würden als Obergrenzen ausgelegt und diese – spezifische Gründe vorbehalten – auch direkt angewendet. Deshalb bringt eine Preisregulierung über Richtwerte im Vergleich zu einer einheitlichen Preisfestsetzung keine Vorteile. Grundversorger, welche aus bestimmten Gründen ihren Kunden günstigere Angebote machen wollen bzw. können, haben diese Möglichkeit ausserhalb der Grundversorgung.

Im Ergebnis führt die Evaluation möglicher Ausgestaltungsvarianten zu einer Lösung mit einer «marktorientierten» Preisregulierung und einer Neufinanzierung der Minimalvergütung

Erläuterungen

- Basierend auf den vorstehenden Erwägungen wurde in Abstimmung mit dem BFE und nach dem Austausch mit den Stakeholdern die nebenstehende Synthese mit verbleibenden, offenen Ausprägungsvarianten abgeleitet:
 - Der Grundversorgungsauftrag soll bei heutigen dezentralen Grundversorgern als Lieferanten bleiben, jedoch mit dem Recht, diesen Auftrag an andere Lieferanten unabhängig der Netzgebietszuteilung zu delegieren;
 - Die Preisregulierung soll entweder schweizweit einheitlich oder aber mit einer reinen Missbrauchsaufsicht umgesetzt werden; auf eine kostenbasierte Regulierung ist zu verzichten;
 - Qualitätsvorgaben bezüglich Erneuerbarkeit, Fristigkeiten, Beschaffungsstrategie und Portfoliotrennung sollen bestehen bleiben;
 - Die Abnahme- und Vergütungspflicht soll inklusive Minimalvergütung für EEA bis 150kW im Grundsatz bestehen bleiben und neu finanziert werden;
 - Die Abnahme- und Vergütungspflicht soll abgestimmt auf das Preisregulierungsmodell zentral oder dezentral erfolgen.

Zusammenfassende Synthese der Ausgestaltungsvarianten

Elemente	reguliert / gefördert			Ausprägung		Markt
	Nationaler Grundversorger	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Grundversorger	Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag	
Grundversorgungsauftrag	Nationaler Grundversorger	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Beschaffungspreisbasiert durch EICoM festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)	Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert EICoM (Median und Obergrenze)	Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag
Art der Preis-Regulierung in GV	Kostenbasiert	Beschaffungspreisbasiert durch EICoM festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)	Beschaffungspreisbasiert durch EICoM festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)	Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert EICoM (Median und Obergrenze)	Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert EICoM (Median und Obergrenze)	Reine Missbrauchsaufsicht (Angemessenheit im Vergleich zu Endkundenmarktpreisen)
Regulierung der Gewinnerzielung	Kostenbasiert (NUV-Verzinsung)	Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag	Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag	Misbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)	Misbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)	Keine
Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen	Anrechenbar			Nicht anrechenbar		
Wechselgebühr	Marktpreisbasierte Wechselgebühr (zentral von EICoM berechnet)	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch EICoM)	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch EICoM)	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch EICoM)	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch EICoM)	Keine
Qualität Standardstromprodukt	Vorgabe Erneuerbar			Keine Vorgabe		
Frist Standardstromprodukt	Vorgabe 1 Jahr fix			Keine Vorgabe		
Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	50% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre	Sinkend über 5 Jahre	Sinkend über 5 Jahre	Sinkend über 5 Jahre	Verzicht auf Vorgabe
Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	20% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre	Sinkend über 5 Jahre	Sinkend über 5 Jahre	Sinkend über 5 Jahre	Verzicht auf Vorgabe
Strukturierte Beschaffung	Quantitative Vorgaben	Offene Vorgabe (Prinzip)	Offene Vorgabe (Prinzip)	Offene Vorgabe (Prinzip)	Offene Vorgabe (Prinzip)	Keine Vorgabe
Portfoliotrennung	Vorgabe			Keine Vorgabe		
Abnahme- und Vergütungsstelle	Zentrale Abnahmestelle	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Grundversorger	Grundversorger	Keine
Direktvermarktpflicht	Anlagen >400kW bis 2025; Anlagen >200kW ab 2026	Alle Anlagen >200kW	Alle Anlagen >150kW	Alle Anlagen >150kW	Alle Anlagen >150kW	Alle Anlagen
Anspruch auf Minimalvergütung	Anlagen <150 kW	Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Keine Anlagen
Ausgestaltung der Minimalvergütung	Minimalvergütungsprämie	Phase-out Minimalvergütung (2035)	Keine; Kompensation über EIV	Keine; Kompensation über EIV	Keine; Kompensation über EIV	Keine
Finanzierung Minimalvergütung	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Lieferanten (Zuschlag)	Netzzuschlag (neu)	Keine
Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Lieferanten (Zuschlag)	Netzzuschlag (neu)	Produzenten (Bewirtschaftungsentgelt)

- Die verbleibenden offenen Ausprägungen werden nun in den nachfolgenden Kapiteln 3 (Grundversorgung) und 4 (Abnahme- und Vergütungspflicht) hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile vertieft sowie die finanziellen Auswirkungen hinsichtlich der Finanzierung von Minimalvergütung und Ausgleichsenergiekosten untersucht.

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen	2
1. Einordnung der Problemstellung	4
2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten	14
3. Ausgestaltung einer «marktorientierten» Grundversorgung	29
3.1 Grundversorgungsauftrag	31
3.2 Art der Preisregulierung	32
3.3 Qualitätsvorgaben	33
4. Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht	34
5. Empfehlungen	51
Anhang	56

3. Ausgestaltung einer «marktorientierten» Grundversorgung

Vertiefung der Ausgestaltung einer «marktorientierten» Grundversorgung

Elemente	Ausprägung			
	reguliert / gefördert ←			→ Markt
Grundversorgungsauftrag	Nationaler Grundversorger	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag
Art der Preis-Regulierung in GV	Kostenbasiert	Beschaffungspreisbasiert durch ElCom festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)	Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert ElCom (Median und Obergrenze)	Reine Missbrauchsaufsicht (Angemessenheit im Vergleich zu Endkundenmarktpreisen)
Regulierung der Gewinnerzielung	Kostenbasiert (NUV-Verzinsung)	Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag	Missbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)	Keine
Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen	Anrechenbar		Nicht anrechenbar	
Wechselgebühr	Marktpreisbasierte Wechselgebühr (zentral von ElCom berechnet)	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch ElCom)		Keine
Qualität Standardstromprodukt	Vorgabe Erneuerbar		Keine Vorgabe	
Frist Standardstromprodukt	Vorgabe 1 Jahr fix		Keine Vorgabe	
Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	50% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	20% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre		Verzicht auf Vorgabe
Strukturierte Beschaffung	Quantitative Vorgaben		Offene Vorgabe (Prinzip)	Keine Vorgabe
Portfoliotrennung	Vorgabe		Keine Vorgabe	

- Die auf den nachfolgenden Seiten diskutierte Lösung ist im Grundsatz nur noch hinsichtlich der Preisregulierung mit zwei Ausprägungen – einer zentralen oder einer dezentralen Umsetzung – zu erörtern. Die übrigen Ausprägungen sind aufgrund der vorstehenden Überlegungen und Abwägungen nach unserem Verständnis im Grundsatz geklärt oder hängen direkt von der Art der Preisregulierung ab.
- Die einzelnen Elemente werden nachstehend nochmals konzeptionell erläutert und damit eine mögliche Lösung aus unserer fachlichen Sicht beschrieben.

Zentral ist die Neudefinition der Rolle des Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag inklusive der Möglichkeit für eine Delegation

Vorschlag des Bundes zur Rolle des Grundversorger

- Im Unterschied zum Vorschlag des Bundesrates soll die Zuweisung und Übertragbarkeit des Grundversorgungsauftrags vom Netzgebiet und damit vom Status als Verteilnetzbetreiber vollständig entkoppelt werden.
- Der Bundesrat schlägt mit Art. 6 Abs. 1 E-StromVG vor, dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen, denen gemäss Art. 5 Abs. 1 StromVG ein Netzgebiet zugeteilt wurde, in ihrem Netzgebiet für die Grundversorgung zuständig sind (Grundversorger).
- Im entsprechenden Erläuterungsbericht hält das BFE dazu fest: *«Die Pflicht [zur Gewährleistung der Grundversorgung] orientiert sich weiterhin an der kantonalen Netzgebietszuteilung (Art. 5 Abs. 1). Auch wenn diese formal bisher auf den Netzbetreiber ging, ist sie neu so zu verstehen, dass sie für diejenige EVU-Sparte gilt, die die Grundversorgung besorgt (nicht mehr für die Netzsparte). Eine neuerliche Zuteilung ist dafür nicht erforderlich. Pro Netzgebiet gibt es nur 1 Grundversorger.»*
- Diesem Grundsatz ist für den Beginn der neuen Regulierung auch in der vorgeschlagenen Lösungsvariante der Grundversorgung nichts entgegenzuhalten. Die heutigen rund 600 Grundversorger bleiben auch in einer «marktorientierten» Grundversorgung in der Pflicht und behalten diejenigen ihrer Kundinnen und Kunden, die kein Marktangebot vom Grundversorger oder von einem Drittlieferanten möchten.
- Nicht als sinnvoll erachten wir jedoch die dauerhafte Kopplung dieser Rolle an die Netzgebietszuteilung, welche das EVU nicht als Grundversorger, sondern als Netzbetreiber erhält. Der Grundversorgungsauftrag soll nach der vorliegenden Lösung neu vom Netzgebiet entkoppelt und bei Bedarf vom heutigen Grundversorger auch an ein anderes Energieversorgungsunternehmen bzw. einen anderen Lieferanten dauerhaft abgetreten werden dürfen.
- Durch die strikte Ausrichtung der Regulierung auf die Marktpreise und den Verzicht auf ein gestehungskostenbasierte Preisregulierung sowie auf entsprechende Mindestanteile mit Bezug zur Eigenproduktion hat eine solche Delegation auch keine negativen Auswirkungen auf die Kundinnen und Kunden. Die Grundversorgungstarife sind entweder einheitlich (Variante 1 gemäss Folgefolie) oder alle individuellen Tarife der Grundversorger in der Schweiz müssen sich am Marktpreisniveau orientieren und angemessen sein (Variante 2 gemäss Folgefolie).

Quellen: EDA (2025a); VSE (2025).

Vorschlag zur Neuregelung

- Im Rahmen der Vernehmlassung schlägt der VSE eine solche Flexibilisierung vor:
 - Art. 3^{bis} StromVG (neu): *Auf Antrag des designierten Grundversorgers und eines anderen Lieferanten können die Kantone diesen anderen Lieferanten mit der Grundversorgung beauftragen;*
 - Begründung: Bei Marktöffnung kann es vorkommen, dass sich Verteilnetzbetreiber entscheiden, kein Energiegeschäft, d.h. auch keine Grundversorgung, mehr anzubieten, sondern sich auf ihr Netzgeschäft fokussieren möchten. Daher soll es auch möglich sein, die Grundversorgung als Ganzes abzugeben, einschliesslich der Verantwortung dafür.
- Aus unserer Sicht wäre eine solche Regelung sinnvoll und für die Weiterentwicklung des Marktes mit anfänglich 600 Grundversorgern sehr wichtig. Wir empfehlen daher eine solche Umsetzung rechtlich vertieft zu prüfen und die kantonale Rolle hinsichtlich Netzgebietszuteilung und Grundversorgungsauftrag zu unterscheiden.

Art der Preis-Regulierung: Ein zentral kalkulierter Grundversorgungstarif wirkt vereinfachend und minimiert den Regulierungsaufwand; Grundversorger verlieren aber Autonomie und müssten mit Preisrisiko umgehen

Variante 1: Ein schweizweiter Grundversorgungstarif

- Zentrale Preisberechnung durch die ElCom basierend auf Terminmarktpreisen, Kosten für Restprofilbeschaffung, HKN-Preisen, angemessenem Gemeinkosten- und Gewinnzuschlag sowie – je nach Regelung der Abnahme- und Vergütungspflicht – für Ausgleichsenergiekosten für Einspeisungen;
- Wechselgebühren werden durch die ElCom täglich basierend auf der Differenz zwischen GV-Tarif für das Jahr_n und der erwarteten Spotmarktpreise für die Belieferung bis Ende Jahr_n einheitlich kalkuliert.

Vorteile

- Wegfall von regulatorischem Aufwand für die Grundversorger (Tarifdeklaration, Auskünfte an ElCom) und für die ElCom (Tarifbenchmark; Missbrauchsverfahren, ex post-Korrekturen);
- Hohes Vertrauen der Konsumenten in Grundversorgungstarife, da diese durch eine neutrale Instanz berechnet werden.

Nachteile

- Es können Grundversorger aus dem Markt gedrängt werden, weil ihre Art der Beschaffung oder das Verbrauchsprofil (z.B. hoher Anteil Winterstrom) sich nicht mit den marktpreisbasierten Berechnungen der ElCom deckt; bei der Umsetzung einer zentralen Abnahme- und Vergütungsstelle und mit der Delegationsmöglichkeit der Grundversorgung an Dritte würde sich dieser Nachteil weitgehend mitigieren lassen;
- Festlegung der Höhe angemessener Gemeinkosten- und Gewinnzuschläge in einer marktorientierten Grundversorgung kann zu Rechtsstreitigkeiten zwischen Grundversorger und ElCom führen; marktbasierter Methodik als Voraussetzung.

Variante 2: Nur Missbrauchsaufsicht

- Die Grundversorger kalkulieren wie bisher ihren Grundversorgungstarif selbst;
- Die ElCom überwacht die Tarife auf Missbräuchlichkeit und führt bei Verdacht ex post vertiefte Missbrauchsprüfungen durch; dabei kann sie neben Marktpreisvergleichen auch die individuelle Kostensituation des Versorgers berücksichtigen;
- Wechselgebühren werden durch die Grundversorger basierend auf der Differenz zwischen GV-Tarif für das Jahr_n und der erwarteten Spotmarktpreise für die Belieferung bis Ende Jahr_n individuell kalkuliert.

Vorteile

- Hohe Autonomie und Gestaltungsfreiheiten der Grundversorger in der Beschaffung von Elektrizität und HKN;
- Spezifische Kostensituationen, z.B. aufgrund Beschaffungszeitpunkten oder aufgrund Ausgleichsenergiekosten, können von Grundversorgern in ihren jährlichen Tarifen bis zu einem gewissen Grad individuell berücksichtigt werden.

Nachteile

- Eine reine Missbrauchsaufsicht bietet den Konsumenten weniger Sicherheit vor überhöhten Tarifen; Grundversorger können höhere Kosten im Einzelfall bis zu einem gewissen Grad «abwälzen» (limitiert durch das Wechselrecht der Kunden);
- Höher Aufwand bei Grundversorgern und der ElCom für Tarifdeklaration, Auskünfte und für vertiefte Missbrauchsprüfungen; allerdings keine jährliche Deklarationspflicht wie heute.

Mit beiden Varianten lassen sich gewisse Qualitätsvorgaben kombinieren; alternativ wäre ein Quotenmodell für den Gesamtmarkt zu prüfen

Qualitätsvorgaben

- In der vorliegenden Lösung sind gewisse Qualitätsvorgaben – unabhängig ob mit schweizweit einheitlicher oder weiterhin dezentraler Tariffestsetzung – kombinierbar.
- Nicht mehr möglich sind Qualitätsvorgaben mit Inlandbezug sowie mit Bezug auf spezifische Gestehungskosten (heutige Mindestanteile).
- Die Vorgabe von erneuerbarem Strom als Standardprodukt ist jedoch aufgrund der Produktionssituation in der Schweiz, der Kostendegression bei den Erneuerbaren sowie der neu EU-weiten Beschaffungsmöglichkeiten ohne massgebliche Verteuerung zulasten der Grundversorgung aus unserer Sicht weiterhin vertretbar.
- Kundinnen und Kunden, welche eine bestimmte Qualität oder möglichst günstigen Strom verlangen, werden am Markt entsprechende Angebote finden. Der Umstand, dass das Grundversorgungsprodukt wegen der Erneuerbarkeit leicht über anderen Marktangeboten liegt, ist dabei nicht schädlich, sondern fördert den Marktzugang von Kundinnen und Kunden.
- Gleiches gilt für die Fristigkeit: mit einem jährlichen Grundversorgungstarif bleibt die Tarifstabilität für die Kundinnen und Kunden analog heute gewährleistet. Der unterjährliche Wechsel (Ein- und Austritt) wird neu ermöglicht, bedingt aber eine entsprechende Wechselgebühr, welche die Preisdifferenzen aufgrund der vom Grundversorger zuviel oder zuwenig beschafften Energiemengen ausgleicht. Diese Wechselgebühr fällt an, ob der Grundversorgungstarif schweizweit einheitlich ist oder weiterhin von jedem Grundversorger festgelegt wird. Im ersten Fall gibt es eine tägliche Wechselgebühr, welche die ElCom anhand der Spotmarktpreise für die verbleibende Lieferzeit berechnet, im zweiten Fall berechnet sie jeder Grundversorger nach einer methodischen Vorgabe für jede Anfrage individuell.

Prüfung eines Quotenmodells für Erneuerbare

- Im Rahmen der Stakeholdergespräche des BFE wurde die Idee einer Quotenregulierung aufgenommen. Diese ist nicht neu: Dabei werden Lieferanten (bzw. indirekt deren Kunden) verpflichtet, einen Teil ihres Absatzes mit erneuerbarem Strom sicherzustellen. Dies kann mittels Eigenproduktion, entsprechenden Beschaffungsverträgen oder mittels reiner Beschaffung von Herkunftsnachweisen erfolgen.
- Vorteil einer solchen Quotenregulierung wäre, dass der Gesamtmarkt (und damit alle Lieferanten) in die Pflicht genommen würden und nicht nur die Grundversorger. Gleichzeitig würde eine solche Quote einen erheblichen Eingriff in den bereits weitgehend liberalisierten Markt für die Schweiz bedeuten und wäre hinsichtlich der EU-Rechts-Kompatibilität vertieft abzuklären. Gleichzeitig wäre ein solches Modell – welches die Förderung von Erneuerbaren zum Ziel hat – mit den bestehenden Förderinstrumenten von Erneuerbaren in Übereinstimmung zu bringen. Dabei dürfte aufgrund des fehlenden Inlandbezugs jedoch die Wirkung beschränkt sein.
- Eine erste juristische Einschätzung des BFE zeigt, dass eine Einführung einer für alle Lieferanten verpflichtenden Quote eine neue Markteintrittshürde darstellen und insofern ein Paradigmenwechsel wäre, als man beginnt, im Markt zu regulieren. Unter Art. 9 der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie 2019/944 kann ein Staat den Unternehmen «gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen» auferlegen, auch hinsichtlich Erneuerbare. Eine solche Verpflichtung würde auf ein Quotenmodell hinauslaufen, das ein in der EU teilweise praktiziertes EE-Förderinstrument ist, das man in der Schweiz schon mehrmals verworfen hat. Ein entsprechender Aufbau wäre vertieft zu prüfen und unter EU-Beihilferecht neu zu beurteilen. Eine Einführung über die inländische Umsetzung der Grundversorgung ist indes nicht möglich.

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen	2
1. Einordnung der Problemstellung	4
2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten	14
3. Ausgestaltung einer «marktorientierten» Grundversorgung	29
4. Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht	34
4.1 Zentrale oder dezentrale Abnahme- und Vergütungsstelle	36
4.2 Direktvermarktungspflicht & Anspruch auf Minimalvergütung	37
4.3 Ausgestaltung & Finanzierung Minimalvergütung	39
4.4 Umgang mit Ausgleichsenergiekosten	45
5. Empfehlungen	51
Anhang	56

Vertiefung der Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht

Elemente	reguliert / gefördert ← Ausprägung → Markt			
Abnahme- und Vergütungsstelle	Zentrale Abnahmestelle	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Keine
Direktvermarktungspflicht	Anlagen >400kW bis 2025; Anlagen >200kW ab 2026	Alle Anlagen >200kW	Alle Anlagen >150kW	Alle Anlagen
Anspruch auf Minimalvergütung	Anlagen <150 kW	Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Keine Anlagen
Ausgestaltung der Minimalvergütung	Minimalvergütungsprämie	Phase-out Minimalvergütung (2035)	Keine; Kompensation über EIV	Keine
Finanzierung Minimalvergütung	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Netzzuschlag (neu)
Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Netzzuschlag (neu) Produzenten (Bewirtschaftungsentgelt)

Nach der Beurteilung der Grundversorgung werden im Folgenden die noch offenen Ausprägungen zur Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht vertieft:

- **Abnahme und Vergütungsstelle:** Während eine zentrale Abnahmestelle sämtliche Energie der dezentralen EEA abnimmt, zentral bilanziert, einheitlich vergütet und am Markt vermarktet, kann die Abnahme alternativ wie heute durch den jeweiligen Grundversorger erfolgen. Beide Modelle haben Vor- und Nachteile, die nachstehend erläutert werden.
- **Ausgestaltung der Minimalvergütung:** Nachstehend vertieft wird die Variante der Weiterführung der bestehenden Minimalvergütungsprämie. Die alternative Umsetzung mit einem Phase-out, bei dem die Minimalvergütung über einen definierten Zeitraum, beispielsweise bis 2035, schrittweise abgesenkt und danach aufgehoben wird, wird gegenübergestellt.
- **Finanzierung der Minimalvergütung:** Eine Möglichkeit besteht darin, die Minimalvergütung über den Netzzuschlagsfonds zu finanzieren, sofern dort ausreichend Mittel vorhanden sind. Die Finanzierung durch den Grundversorger fällt aufgrund des Verzichts auf eine kostenbasierte Grundversorgung weg. Denkbar ist auch ein neuer Zuschlag über die Netzkosten via Swissgrid, über den die Minimalvergütung finanziert würde.
- **Finanzierung der Ausgleichsenergie:** Eine Möglichkeit besteht darin, die Ausgleichsenergiekosten über den Netzzuschlagsfonds zu finanzieren, analog zur entsprechenden Option bei der Minimalvergütung. Im Unterschied zur Minimalvergütung ist hier eine Finanzierung über den Grundversorger zumindest denkbar, da dieser diese Kosten beeinflussen und mit entsprechenden Anreizen und Flexibilitäten aktiv reduzieren kann. Letztlich ist auch hier die Variante einer Finanzierung über einen neuen Zuschlag via die Netzkosten (Swissgrid) denkbar.

Diese verbleibenden Ausprägungen werden auf den Folgeseiten hinsichtlich Vor- und Nachteile und erwartbarer finanzieller Konsequenzen vertieft.

Abnahme- und Vergütungsstelle: Zentrale Organisation würde Grundversorger bez. Handling und Kosten der Einspeisungen entlasten; Effizianzanreize und Umgang mit über 260'000 «Prosumern» ist fraglich

Variante 1: Zentrale Abnahmestelle

- Eine zentrale Abnahmestelle übernimmt die eingespiesene Energie im Rahmen der Abnahmepflicht und vermarktet diese am Strommarkt; die verbleibenden Kosten der Stelle sind zu finanzieren;
- Die Produzenten erhalten neu die Vergütung des Marktpreises sowie eine allfällige Minimalvergütungsprämie direkt von der zentralen Stelle.

Vorteile

- Die Kosten für Minimalvergütungsprämie, Ausgleichsenergie und Vermarktung von Überschüssen aus dezentralen Einspeisungen entfallen bei den Grundversorgern;
- Zentrale Stelle ermöglicht kostenbasierte Finanzierung (Restkosten);
- Höhere Prognosegüte durch professionelle Stelle erwartbar; Einspeiseverhalten jedoch aufgrund Eigenverbrauchsmodellen zusätzlich variabel.

Nachteile

- Einmaliger und wiederkehrender Aufwand für zentrale Abwicklung von allen dezentralen Einspeisern*; effiziente Abwicklung via Datahub als Voraussetzung;
- Schwierige Botschaft an die Prosumer: Als Konsumenten sind sie beim Grundversorger willkommen, als Produzenten jedoch nicht;
- Zahlreiche Grundversorger werden Produktion dezentral weiter abnehmen;
- Dezentrale Flexibilitäten werden von zentraler Stelle nicht erschlossen; beim Grundversorger fällt der Anreiz für marktdienliche Flexibilität bei Einspeisern weg.

Variante 2: Grundversorger als Abnehmer

- Die Grundversorger sind für kleinere Anlagen in ihrem Versorgungsgebiet weiterhin abnahme- und vergütungspflichtig;
- Die Grundversorger erhalten die mit dieser Verpflichtung verbundenen Kosten ganz oder teilweise erstattet.

Vorteile

- Die bisherigen, etablierten Prozesse können weiterhin genutzt werden;
- Die Prosumer können sowohl für den Energiebezug als auch für die Einspeisung bei ihrem bisherigen Lieferanten bleiben;
- Grundversorger behalten den Anreiz, dezentrale Flexibilitäten inklusive Eigenverbrauchsanreizen gezielt zu fördern.

Nachteile

- Die Grundversorger tragen wie bisher die Verpflichtung zur Abnahme, selbst wenn die Kunden bzw. Verbrauchsmengen in der Grundversorgung sinken;
- Prognosequalität ist bei Grundversorgern unterschiedlich und kann zu Mehrkosten gegenüber einer zentralen Stelle führen.

*Anzahl PV-Anlagen <150 kW; ohne KEV-Vergütung; nicht älter als 20 Jahre; per September 2025: 262'118 (BFE, 2025b).

Einheitliche Grenzen für die Direktvermarktungspflicht und den Anspruch auf Minimalvergütung reduzieren Komplexität und stellen eine konsistente Zuordnung der Anlagen sicher

Direktvermarktungspflicht für Anlagen ab 150 kW

- Anlagen ab 150 kW verfügen über eine höhere Professionalisierung, um die Anforderungen der Direktvermarktung wirtschaftlich tragen zu können.
- Die Grenze von 150 kW für eine Direktvermarktungspflicht entspricht der Struktur des heutigen Anlagenbestands: Gemäss unserer Analyse aufgrund der aktuell bei Pronovo gemeldeten Anlagen in der Schweiz liegt die überwiegende Anzahl der PV-Anlagen unter 150 kW und wäre durch eine tiefere Grenze überproportional belastet, während grössere Anlagen durch die Direktvermarktung stärker zur Systemintegration beitragen können, insbesondere zur Verbesserung der Prognosegüte, zur Reduktion von Ausgleichsenergiekosten und zur Umsetzung marktbasierter Einspeisesignale.
- Die Beibehaltung der heute geltenden 150 kW Schwelle gewährleistet eine konsistente Weiterführung des bestehenden Systems und vermeidet zusätzliche Komplexität, die durch neue Grenzwerte (EU Vorgabe für Anlagen ab 2026: 200 kW) entstehen würde. Da der Anspruch auf Minimalvergütung bereits gesetzlich bei 150 kW verankert ist, ist es sachlogisch, dieselbe Leistungsgrenze auch für die Direktvermarktung anzuwenden. Unterschiedliche Schwellenwerte für Vergütung und Direktvermarktung würden das System unnötig fragmentieren und die Vollzugspraxis erschweren.
- Mit einer einheitlichen Grenze von 150 kW über alle Elemente hinweg (Abnahme, Minimalvergütungsanspruch und Direktvermarktungspflicht) entsteht ein kohärentes und einfach nachvollziehbares Modell. Gleichzeitig bleiben die mit dem Stromabkommen zulässigen EU-Grenzen eingehalten, ohne dass zusätzliche parallele Grenzwerte geschaffen werden müssen.

Minimalvergütung für Anlagen <150 kW, Alter <20 Jahre, ohne KEV

- Auch beim Anspruch auf Minimalvergütung ist die Grenze von 150 kW sinnvoll, da sie mit dem heutigen Gesetz konsistent ist und eine klare Zuordnung der Anlagen ermöglicht.
- Die Analyse der bei Pronovo gemeldeten Anlagen auf der Folgeseite zeigt, dass fast alle Anlagen unter 150 kW von einer Minimalvergütung profitieren würden, selbst wenn die Anspruchsberechtigung auf 20 Jahre nach Inbetriebnahme begrenzt und KEV-Anlagen ausgeschlossen werden. Diese Ausschlüsse sind somit perspektivisch und aufgrund des Grundsatzes zum Ausschluss von Doppelförderung wichtig, jedoch kurz- und mittelfristig finanziell nur bedingt von Relevanz.
- Gleichzeitig zeigt die Analyse, dass die grosse Mehrheit der anspruchsberechtigten EEA PV-Anlagen unter 30 kW sind und somit eine Absenkung der Schwelle von 150 kW auf 100 oder 30 kW möglich, aber finanziell nur eine bedingte Entlastung der erwartbaren Finanzierungskosten bringt.
- Durch die Beibehaltung des Anspruchs auf Minimalvergütung bei 150 kW bleibt das System aus unserer Sicht nachvollziehbar und stabil, insbesondere in Kombination mit der Direktvermarktungspflicht, Abnahmelogik und den neuen Fördersystemen gemäss Stromgesetz.

Variantenberechnung des Anspruchs auf Minimalvergütung und Berechnung des Finanzierungsbedarfs bis 2030 der Minimalvergütung für PV unter Berücksichtigung von Preisszenarien im Sommer und Winter

Übersicht der indikativen Kosten für die neue Minimalvergütungsprämie* für PV-Anlagen

Indikativer Finanzierungsbedarf	Stand 1.9.25*	Strompreisszenario Sommer			
		4	2	0	Rp/kWh
Anspruch auf Minimalvergütung	Leistung (GW)	Kosten pro Sommerhalbjahr			
Anlagen bis 150 kW	4.7	27.0	58.1	95.4	Mio. CHF
Anlagen bis 150 kW und bis 20 Jahre	4.7	27.0	58.1	95.4	Mio. CHF
Anlagen bis 100 kW und bis 20 Jahre	4.3	27.0	58.1	92.9	Mio. CHF
Anlagen bis 30 kW und bis 20 Jahre	3.1	25.0	50.0	74.9	Mio. CHF

Szenario: Kosten bei Ausbau gemäss Zwischenzielen des Bundesrates im Jahr 2030

Indikativer Finanzierungsbedarf	Ausbau 2030	Strompreisszenario Sommer			
		4	2	0	Rp/kWh
Anspruch auf Minimalvergütung	Leistung (GW)	Kosten pro Sommerhalbjahr			
Anlagen bis 150 kW	12.9	71.5	154	253	Mio. CHF
Anlagen bis 150 kW und bis 20 Jahre	12.9	71.5	154	253	Mio. CHF
Anlagen bis 100 kW und bis 20 Jahre	12.1	67.0	144	237	Mio. CHF
Anlagen bis 30 kW und bis 20 Jahre	11.0	60.9	131	216	Mio. CHF

*gemäss Anmeldungen bei Pronovo. Aufgrund der zeitlichen Verzögerung zwischen Installationsdatum und Anmeldedatum ist die effektiv installierte Leistung höher. Dies wurde in den nachfolgenden Analysen berücksichtigt.

Quelle: BFE (2025b) Auswertung sämtlicher geförderter Schweizer PV-Anlagen per 1.9.25; lineare Hochrechnung mit den neuen Bestimmungen zur Minimalvergütung; eigene Auswertungen. *Vorbehalt des Inkrafttretens des revidierten Art. 15 EnG gemäss Beschleunigungserlass.

Erläuterungen

- Annahmen die zur Berechnung getroffen wurden: Minimalvergütung von 6 Rp./kWh gemäss der aktuellen Gesetzgebung mit Degression ab 30 kW; Auszahlung als Prämie gemäss Differenz Referenzmarktpreis und Minimalvergütung; Sommerstromanteil 73%; durchschnittliche Jahresproduktion einer Solaranlage 950 kWh/kW; Eigenverbrauchsanteil 35% für 2025 und 37% für 2030; Stunden mit negativen Preisen ohne Anspruch auf Minimalvergütung im Sommer 10%; keine Minimalvergütungsprämie im Winterhalbjahr infolge höherer Marktpreise.
- Die Referenzstrompreise für PV im Sommer wurden vereinfacht mit 4, 2 oder 0 Rp./kWh angenommen.
- In der oberen Tabelle werden die aktuellen Kosten einer Minimalvergütung im Sommerhalbjahr für alle bestehenden PV-Anlagen der Schweiz, ohne Anlagen mit Anspruch auf die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) berechnet.
- In den Varianten wurden die Anspruchsberechtigung mittels Anlagenleistung variiert und eine Begrenzung auf 20 Jahre nach Inbetriebnahme eingeführt.
- In der unteren Tabelle sind die Kosten der Minimalvergütung für PV-Anlagen pro Variante unter Annahme einer gleichbleibenden Verteilung der Anlagentypen gemäss den Zwischenzielen des Bundesrates für das Jahr 2030 hochgerechnet.

Das «Phase-out» der Minimalvergütung dürfte politisch mit einer Abschaffung gleichgesetzt werden; die Beibehaltung wäre daher zur Wahrung der Rahmenbedingungen gemäss Stromgesetz zu befürworten

Variante 1: Beibehaltung der Minimalvergütung

- Die heutige Mindestvergütung für Anlagen <150 kW bleibt bestehen und wird vorerst unverändert weitergeführt und zu einem späteren Zeitpunkt (2035) im Rahmen der generellen Prüfung der Förderung neu beurteilt;
- Anlagenbetreiber kleinerer EEA behalten eine gewisse Planungssicherheit und stabilen Schutz bei tiefen Marktpreisen;
- Der Bundesrat hat die Pflicht, die Höhe der Minimalvergütung regelmässig zu überprüfen und bei Bedarf, z.B. infolge höherer Eigenverbrauchsgrade oder längerer Amortisationszeiten, auf dem Verordnungsweg anzupassen.

Vorteile

- Gewährleistet stabile Rahmenbedingungen für Kleinanlagen (<150 kW) und unterstützt weiterhin die Amortisation kleiner PV-Anlagen in Phasen tiefer Marktpreise;
- Zustimmung zum Stromabkommen wird nicht durch eine kurzfristige Verschlechterung der Rahmenbedingungen zusätzlich gefährdet;
- Anpassungen der Minimalvergütung aufgrund verbesserter Wirtschaftlichkeit sind auf dem Verordnungsweg weiterhin möglich.

Nachteile

- Zunehmende Förderkosten bei stark wachsender Anzahl PV-Anlagen (<150 kW);
- Kann zunehmend zu Mitnahmeeffekten führen, da mit neuen Eigenverbrauchsmodellen künftig Wirtschaftlichkeit von EEA auch ohne Minimalvergütung ermöglicht wird.

Variante 2: «Phase-out»

- Die Minimalvergütung wird ab 2029 schrittweise reduziert (Annahme 0.5 Rp./kWh pro Jahr bis 2035) und die Begründung mit der neuen Eigenverbrauchsmöglichkeiten begründet;
- Ab 2035 entfällt die Mindestvergütung vollständig.

Vorteile

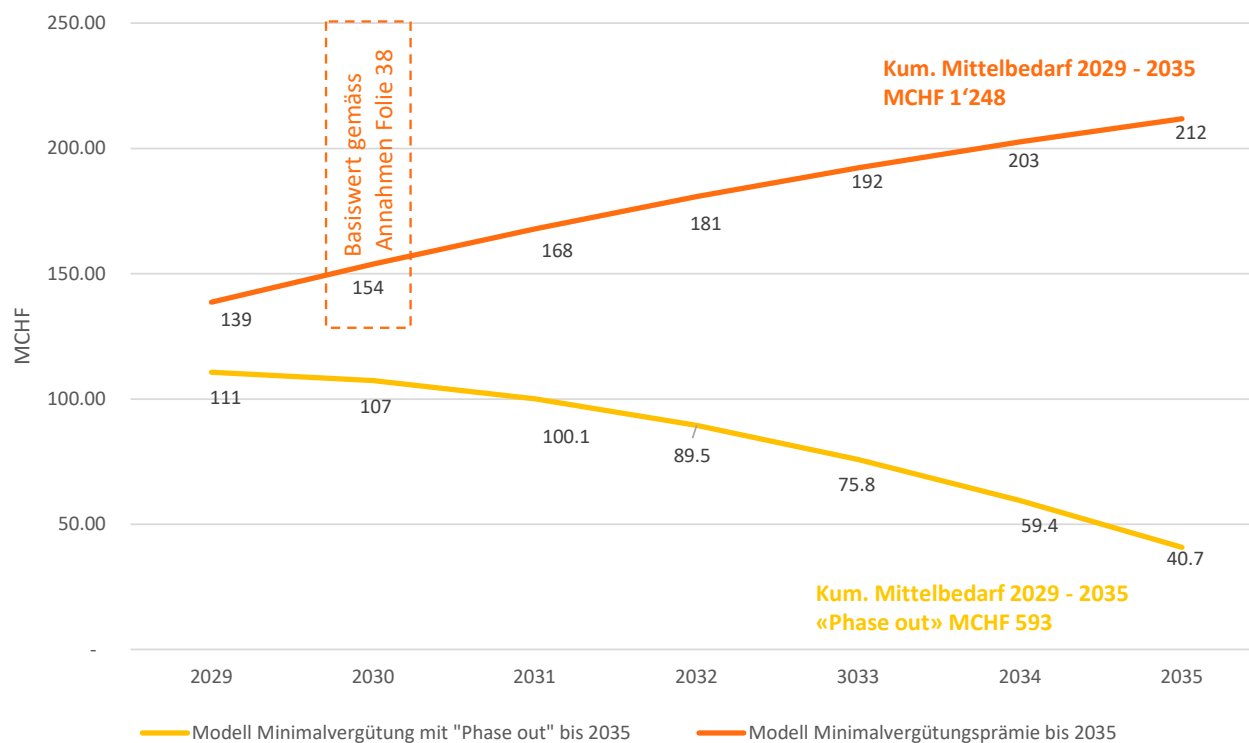
- Deutliche Reduktion der jährlichen Kosten;
- Planbare Reduktion über einen längeren Zeitraum gibt Betreibern Zeit für die Optimierung ihrer Anlagen mit Eigenverbrauchsmodellen, Batterien, etc.;
- Nutzung der verfügbaren Mittel für die Förderung des Zubaus anstelle der Förderung von Bestandanlagen;
- Vermeidet dauerhafte Subventionen in einem zunehmend marktnahen Energiesystem.

Nachteile

- «Phase-out» wird von Betreibern und Stakeholdern mit einer Abschaffung gleichgesetzt;
- Risiko erheblicher politischer Widerstände, welche das Stromabkommen gefährden könnten;
- Wirtschaftlichkeit von bestehenden Kleinanlagen ist bei sehr tiefen Marktpreisen ohne weitere Massnahmen der Betreiber nicht mehr abgesichert.

Entwicklung der Finanzierungskosten für die Minimalvergütung für PV ab 2029 bei Beibehaltung des neuen Modells «Minimalvergütungsprämie ab 150kW» und einem «Phase-out» Modell bis 2035

Darstellung des indikativen Finanzierungsbedarfs für PV in den Jahren 2029 bis 2035

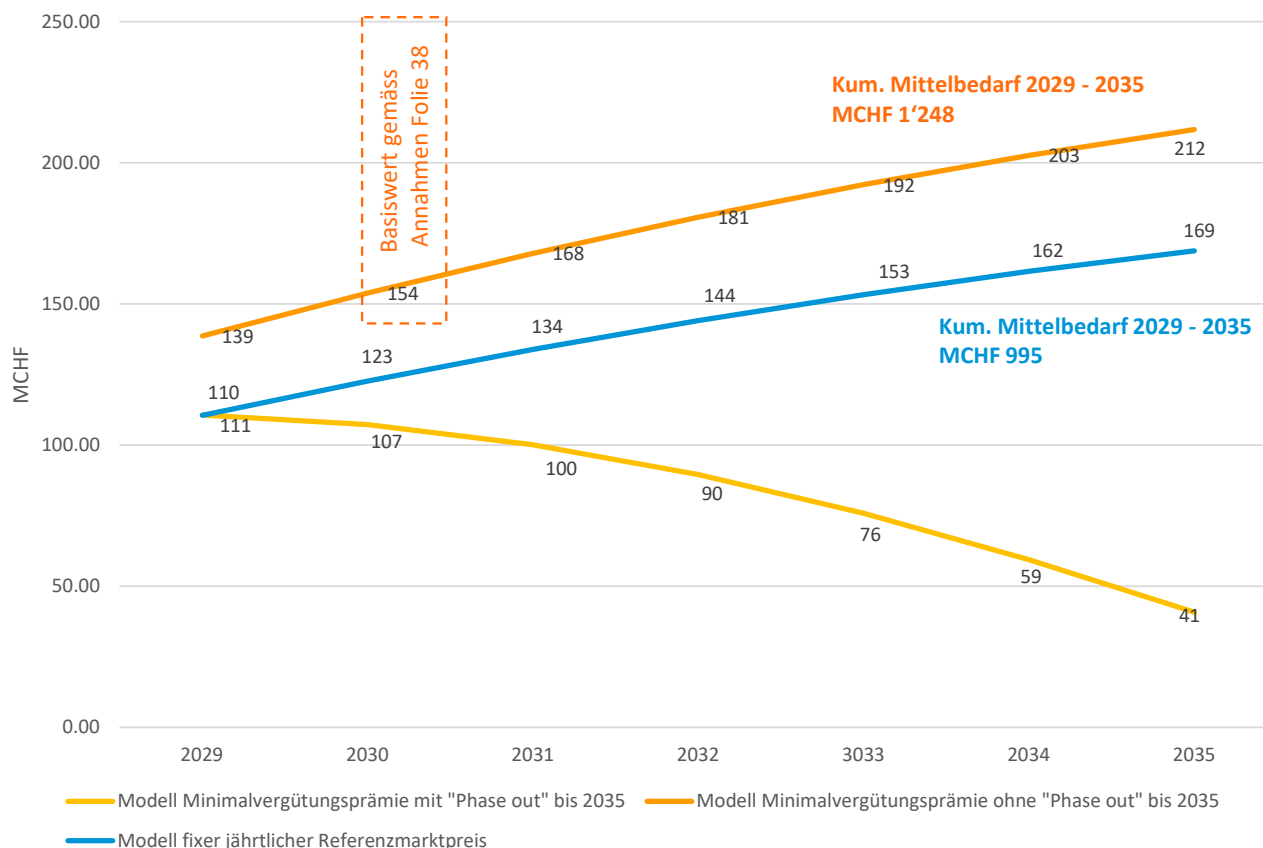


Erläuterungen

- Berechnet wurden mit den gleichen Grundannahmen gemäss Folie 38 Szenario «Ausbau gemäss Zielen des Bundesrates» (orange Linie) die jährlichen Kosten, welche durch die Ausbezahlung einer Minimalvergütungsprämie für PV-Anlagen indikativ zu erwarten sind.
- Der Zubau wurde für die PV-Anlagen linear bis 2035 hochgerechnet und würde damit einen Wert von rund 31 TWh (Anteil PVA <150kW: rund 20 TWh) bis 2035 erreichen (Zielwert 2035: 35 TWh neue Erneuerbare).
- Aufgrund der neuen Möglichkeiten mit dem Stromgesetz sowie dem Wachstum von Batterien wurde vorliegend der durchschnittliche Eigenverbrauch bis 2035 schrittweise von 35% auf 47% erhöht; damit sinkt der Finanzierungsbedarf.
- Im Unterschied zur Minimalvergütungsprämie für alle Anlagen unter 150 kW nach neuem Recht wurde im alternativen Modell «Phase out» (gelbe Linie) die Minimalvergütung rein indikativ von 2029 bis 2035 schrittweise um jeweils 0.5 Rp./kWh von 5 Rp./kWh im Jahr 2029 bis auf 2 Rp./kWh im Jahr 2035 reduziert. Diese Reduktion lässt sich gegenüber den Produzenten mit dem steigenden Eigenverbrauchsanteil und damit der verbesserten Amortisationssituation begründen.
- Das Resultat zeigt, dass mit einem «Phase out» die Kosten aufgrund der sinkenden Prämie abnehmen, währenddem beim bestehenden Modell die Kosten aufgrund des Zubaus markant ansteigen.

Würde die Minimalvergütungsprämie anstelle auf Basis quartalsweiser Referenzmarktpreise jährlich berechnet, würden sich die Kosten auch ohne «Phase out» reduzieren lassen

Darstellung des indikativen Finanzierungsbedarfs für PV in den Jahren 2029 bis 2035



Erläuterungen

- Berechnet wurden mit den gleichen Grundannahmen wie auf der vorstehenden Folie, die jährlichen Kosten, welche durch die Ausbezahlung einer Minimalvergütungsprämie für PV-Anlagen indikativ zu erwarten sind.
- Bei diesem Modell geht man von einer fixen, jährlichen Minimalvergütung (MV) aus, welche als Differenz zum Jahresreferenzmarktpreis (jRMP) auf die gesamte, produzierte Jahresmenge PV-Strom ausbezahlt wird. Dabei wurde die Differenz aus jRMP zu MV berechnet und mit der gesamten Jahresproduktion unter Berücksichtigung des steigenden Eigenverbrauchs multipliziert.
- Dazu wurde ein gewichteter, gemittelter Referenzmarktpreis des Jahres 2024 berechnet, der auf den Pronovo-Daten der Quartals Referenzmarktpreise basiert (44.1 CHF/MWh). Dieser gemittelte Referenzmarktpreis diente als Grundlage auch für die Jahre 2029 bis 2035, um die jährlichen Gesamtkosten des Modells abzuschätzen und mit bestehenden Modellvarianten zu vergleichen.
- Aus der Berechnung resultieren jährliche Kosten, die zwar höher sind als im Modell Minimalvergütung mit «Phase-out», jedoch niedriger ausfallen als im Modell ohne «Phase-out». Eine Kombination ist dabei denkbar.
- Aufgrund der Vorgabe von Art. 15 Abs. 1^{bis} EnG, wonach die Vergütungen sich an der Amortisation von Referenzanlagen orientiert, wäre auch diesbezüglich eine Gesetzesanpassung zu prüfen.

Finanzierung Minimalvergütung: Alle Endverbraucher sollen die Kosten für die Minimalvergütung finanzieren; Variante mit einem «neuen Netzschatag» wird vom BFE aus rechtlicher Sicht kritisch beurteilt

Variante 1: Neuer Netzschatag

- Die Finanzierung der Minimalvergütung erfolgt über einen neuen Netzschatag, welcher vergleichbar mit den solidarisierten Kosten für Netzverstärkungen nach Art. 15b StromVG von Swissgrid bei allen Netznutzern erhoben wird.

Vorteile

- Die bestehenden Mittel des Netzschatagsfonds, welche für die Förderung des Zubaus von neuen bzw. die Erweiterung / Erneuerung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen vorgesehen ist, bleiben bestehen.

Nachteile

- Einen neuen Zuschlag zu schaffen, der abgabenrechtlich mit dem bestehenden Netzschatag von Art. 35 EnG vereinbar wäre, macht aus rechtlicher Sicht keinen Sinn;
- Rechtlich fehlt dafür eine entsprechende Grundlage; im Unterschied zu solidarisierten Kosten für Netzverstärkungen, welche sachlich mit den Netzkosten im StromVG neu geregelt wurden, besteht kein Zusammenhang mit der Finanzierung der Minimalvergütung für kleinere Energieerzeugungsanlagen;
- Aus Sicht der betroffenen Endkunden ist es egal, ob der bestehende Netzschatag erhöht oder ein neuer eingeführt wird.

Variante 2: Bestehender Netzschatagsfonds

- Finanzierung der Minimalvergütungsprämie erfolgt über den bestehenden Netzschatag nach Art. 35 EnG bzw. über den bestehenden Netzschatagsfonds (NZF).

Vorteile

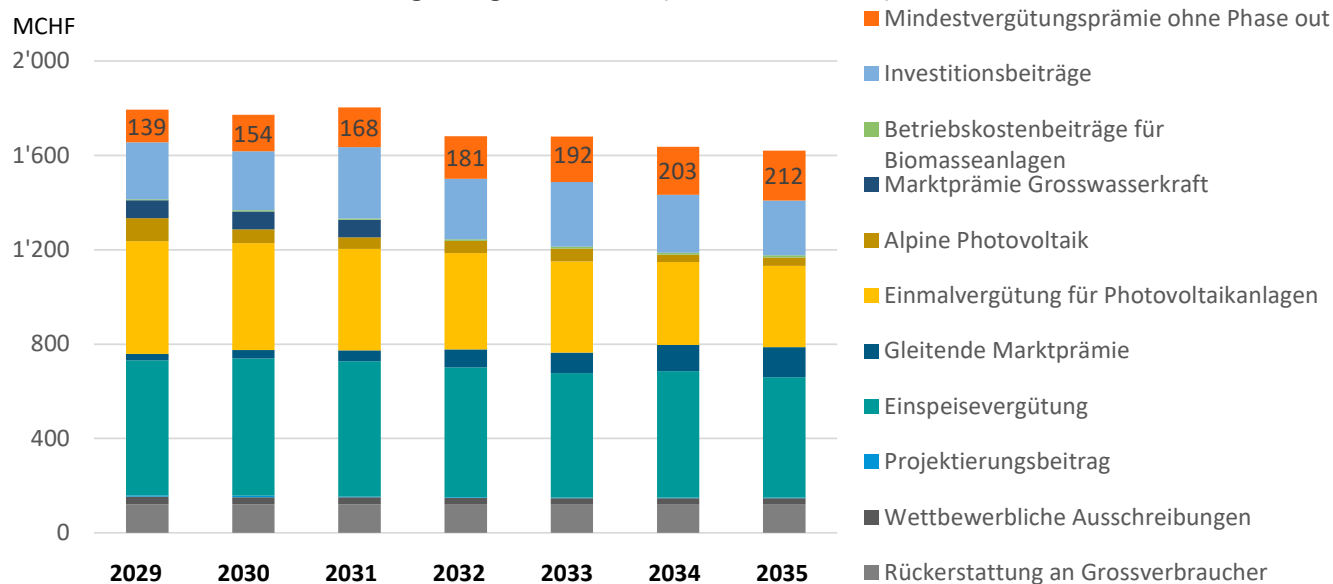
- Es ist kein zusätzlicher Netzschatag nötig, dadurch höhere Rechtssicherheit und höhere politische Akzeptanz;
- Die Lösung ist vergleichbar mit der Finanzierung der Einspeiseprämien für KEV-Anlagen, für Marktprämien Grosswasserkraft oder entsprechende Abwicklungskosten.

Nachteile

- Die Finanzierung der Minimalvergütung über den bestehenden Netzschatag reduziert die verfügbaren Mittel für die Förderung von Neuanlagen (z.B. Einmalvergütung) und erhöht das Risiko einer Erreichung der Verschuldungsgrenze des Netzschatagsfonds nach Art. 37a EnG.

Jährliche Förderkosten des Netzzuschlagsfonds pro Instrument unter Berücksichtigung der Förderkosten für die Minimalvergütung unter Berücksichtigung des Zubaus sowie Höhe des Netzzuschlags für die Minimalvergütung

Förderkosten inkl. Minimalvergütung wie bisher (ohne Phase Out)



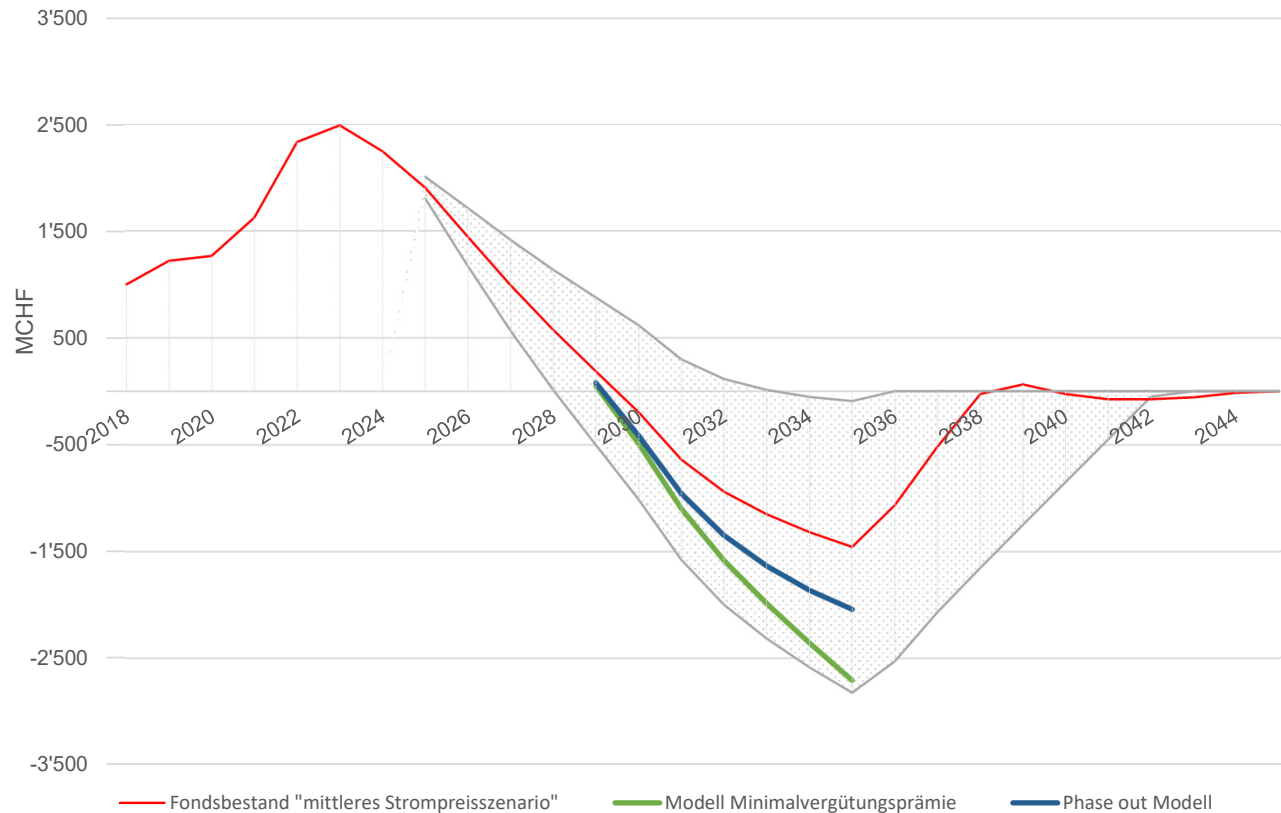
Einnahmen Netzzuschlag	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Netzzuschlag für Minimalvergütung für Anlagen bis 150 kW und bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme bis 2035; Rp./kWh	0.27	0.29	0.32	0.34	0.35	0.37	0.38

Erläuterungen

- Die Hochrechnungen aller Kosten für die Förderinstrumente basieren auf den Hochrechnungen von November 2024 und unter der Annahme vom mittleren Strompreisszenario (real; ohne Inflation).
- Bei einer Minimalvergütung in der Variante ohne Phase Out nehmen die Kosten für das Instrument aufgrund der Zunahme der Anlagen von Jahr zu Jahr zu, was den steigenden Eigenverbrauchsanteil (von 35% bis 47%) überkompensiert.
- Im Verhältnis zu den übrigen Förderinstrumenten und deren Kosten sind die jährlichen Aufwendungen für die Minimalvergütungsprämie von untergeordneter Bedeutung. Weitaus höhere Ausgaben entstehen durch die Einspeisevergütung und die Einmalvergütungen.
- Die Tabelle zeigt indikativ, wie hoch ein separater Netzzuschlag für die Finanzierung der Minimalvergütung ausfallen müsste. Dabei wurde für 2029 bis 2035 derjenige Netzausatz herangezogen, den das BFE zur Simulation des NZF verwendet; die vom Netzzuschlag befreiten Absätze sind dabei berücksichtigt.

Die Entwicklung des NZF ist primär von der Marktpreientwicklung abhängig; Zusatzbelastung aus Minimalvergütung ab 2029 könnte beim mittleren Strompreisszenario zu Überschreitung Verschuldungsgrenze führen

Fondsbestand (ohne Mittel Gewässerschutz) inkl. Simulation der Minimalvergütung



Quelle: BFE (2025a).

Erläuterungen

- Die Kosten für die neue Minimalvergütungsprämie oder für die Variante «Phase out» wurden in die bestehenden, vom BFE erstellten Prognosen des Netzzuschlagsfonds (NZF) ab 2029 einberechnet und links mit der grünen und blauen Kurve dargestellt.
- Die Prognose des Finanzierungsbedarfes des NZF basiert einerseits auf dem angenommenen Zubau der geförderten EEA und andererseits auf der Marktpreientwicklung.
- Der hier unterlegte Zubau basiert auf dem Szenario «moderater Zubau» des Bundes, welches aufgrund der bestehenden Förderverpflichtungen (rund 40% der Ausgaben bis 2035 für KEV-Anlagen) und der Zubauziele eher vorsichtig zu beurteilen ist.
- Für die Strompreisprognose wurde das Fundamentalmodell von Afry (2025) mit realen Preisen (ohne Inflation) verwendet; diese Prognosen sind unsicher und zeichnen sich mit tiefen, mittleren und hohen Szenarien durch eine hohe Streuung aus; im Vergleich zu anderen am Markt verfügbaren Prognosen und aufgrund der Ausklammerung der Inflation erachten wir diese Annahmen auch als eher vorsichtig.
- Vor diesem Hintergrund scheint uns eine Finanzierung der Minimalvergütungsprämie über den NZF nicht ausgeschlossen; kombiniert mit einem «Phase out» aber deutlich besser vertretbar als ohne.

Umgang mit Ausgleichsenergiekosten: Eine Finanzierung eines Bewirtschaftungsentgelts über den Netzzuschlag erhöht die Wettbewerbsfähigkeit der Grundversorgung, aber auch die Fondsverschuldung

Variante 1: Bestehender oder neuer Netzzuschlag

- Grundversorger nehmen die Überschussenergie ab und tragen die damit verbundenen Ausgleichsenergiekosten (AEK);
- Die Grundversorger können für ihre Prognoseaufwände und die auf der PV-Einspeisung anfallende Ausgleichsenergie bei Pronovo ein Bewirtschaftungsentgelt rückfordern; das Bewirtschaftungsentgelt entspricht dem heute bereits kalkulierten Entgelt für Anlagebetreiber in der Direktvermarktung;
- Finanzierung des Bewirtschaftungsentgelts erfolgt über den bestehenden oder einen neuen Netzzuschlag.

Vorteile

- Grundversorger nehmen Rücklieferungen ausschliesslich zu Spotmarktpreisen ab, ohne zusätzliche Kosten;
- Grundversorgung ist maximal wettbewerbsfähig;
- Es besteht ein Anreiz für die Grundversorger, die AEK tief zu halten, damit ihre Kosten unter dem Bewirtschaftungsentgelt liegen.

Nachteile

- Bei einer Finanzierung über den bestehenden Netzzuschlag besteht ein höheres Risiko, dass die Verschuldungsgrenze überschritten wird;
- Ein Lieferantenwechsel ist für die grundversorgten Kunden potenziell weniger attraktiv; die Wechselanreize werden minimiert.

Variante 2: Ausgleichsenergie in GV

- Grundversorger nehmen Überschussenergie ab und tragen die AEK;
- Die Grundversorger können für ihre Prognoseaufwände und die auf der PV-Einspeisung anfallende Ausgleichsenergie entweder:
 - mit ihren individuellen Tarifen finanzieren, sofern Missbrauchsaufsicht entsprechende Kosten anerkennt; oder
 - soweit decken, wie sie durch die ElCom im zentralen Grundversorgungstarif eingerechnet sind; die ElCom wird dabei schweizweit die durch PV-Einspeisung entstehenden AEK prognostizieren und durch die GV-Absatzmenge teilen.

Vorteile

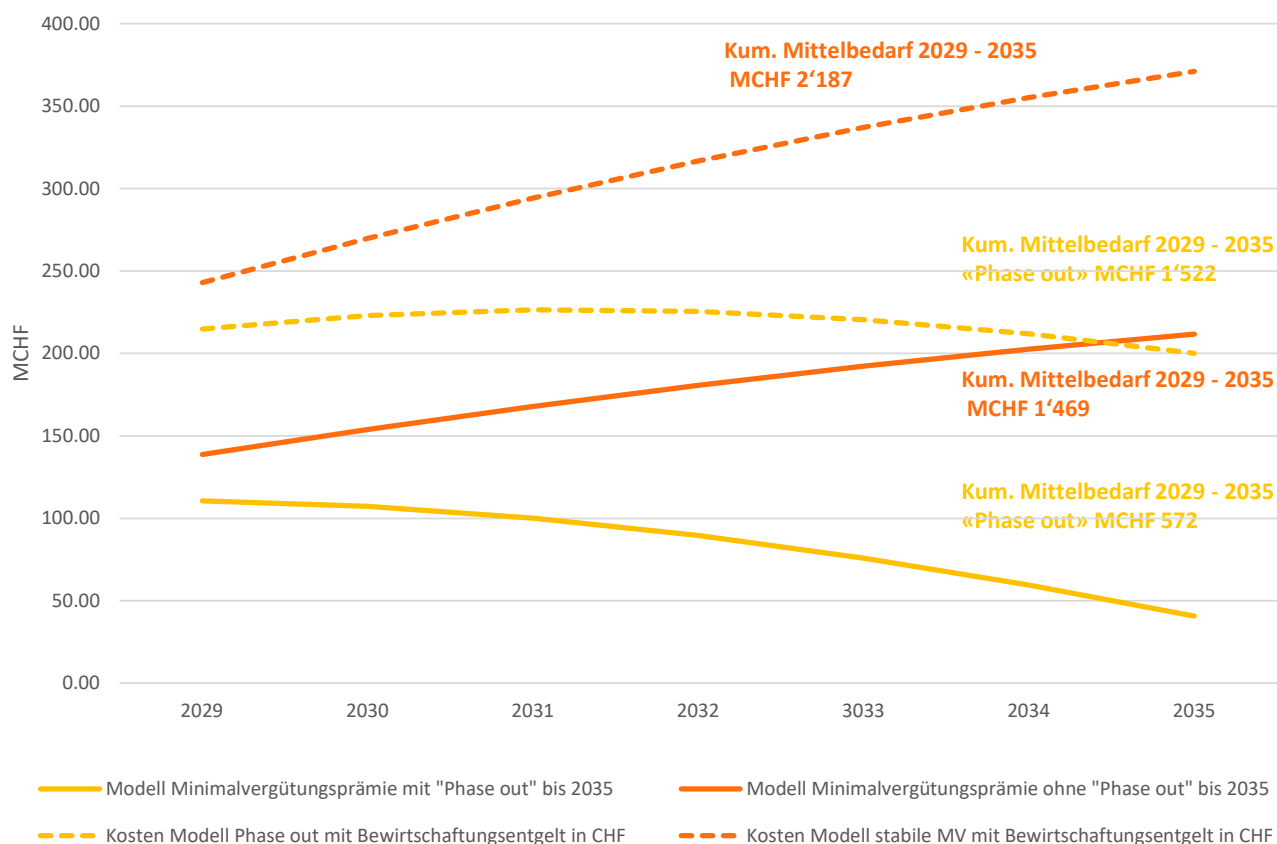
- Es ist kein zusätzlicher Netzzuschlag nötig, dadurch höhere Rechtssicherheit und höhere politische Akzeptanz;
- Es besteht ein grosser Anreiz für die Grundversorger, die AEK tief zu halten, damit ihre Grundversorgungstarife attraktiv bleiben.

Nachteile

- Geringere Wettbewerbsfähigkeit der Grundversorgung (bei grossem Startvorteil dadurch, dass heute alle Kunden < 50 MWh / Jahr beim Grundversorger sind);
- Bei GV-Variante zentraler Grundversorgungstarif:
 - Ländliche Grundversorger mit hohen Rücklieferungen im Verhältnis zum Absatz haben systematisch höhere AEK als von der ElCom kalkuliert;
 - Die AEK sind schwer zu prognostizieren; Grundversorger erzielen auf diesem Preiselement Gewinne / Verluste.

Entwicklung der Finanzierungskosten für die Minimalvergütung bis 2035 unter Berücksichtigung von zusätzlichen Bewirtschaftungsentgelten

Darstellung des indikativen Finanzierungsbedarfs in den Jahren 2029 bis 2035



Erläuterungen

- Berechnet wurden mit den gleichen Grundannahmen gemäss vorstehenden Folien die jährlichen Kosten, welche durch die Ausbezahlung einer Minimalvergütungsprämie für PV-Anlagen indikativ zu erwarten sind, dieses Mal jedoch unter Berücksichtigung eines Bewirtschaftungsentgeltes von 1.5 Rp./kWh.
- Die Kosten von 1.5 Rp./kWh basieren auf einem gerundeten Mittelwert der von Pronovo publizierten Kosten der letzten 15 Monate.
- Im Einspeisevergütungssystem (EVS) erhalten Produzenten, die Strom direkt vermarkten, ein Bewirtschaftungsentgelt zur Entschädigung des Vermarktungsaufwands. Es wird zusätzlich zur Einspeiseprämie gezahlt, ist technologiespezifisch und wird von Pronovo nach Vorgaben des BFE monatlich festgelegt.
- Die Bewirtschaftungsentgelte erhöhen die Kosten in beiden Minimalvergütungsmodellen. Die Kurven verschieben sich darum in der Grafik parallel nach oben.
- Das Resultat zeigt, dass die Bewirtschaftungsentgelte einen markanten Anstieg der Kosten verursachen und bis zu einem Drittel der Kosten ausmachen. Sie müssen darum in der Kostenprognose berücksichtigt werden.

Berechnung des Netzzuschlags zur Finanzierung der Bewirtschaftungsentgelte; unsichere Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten erschweren eine verlässliche Kostenabschätzung

Berechnung des Zuschlags pro endverbraucher kWh im Netz (Rp./kWh)

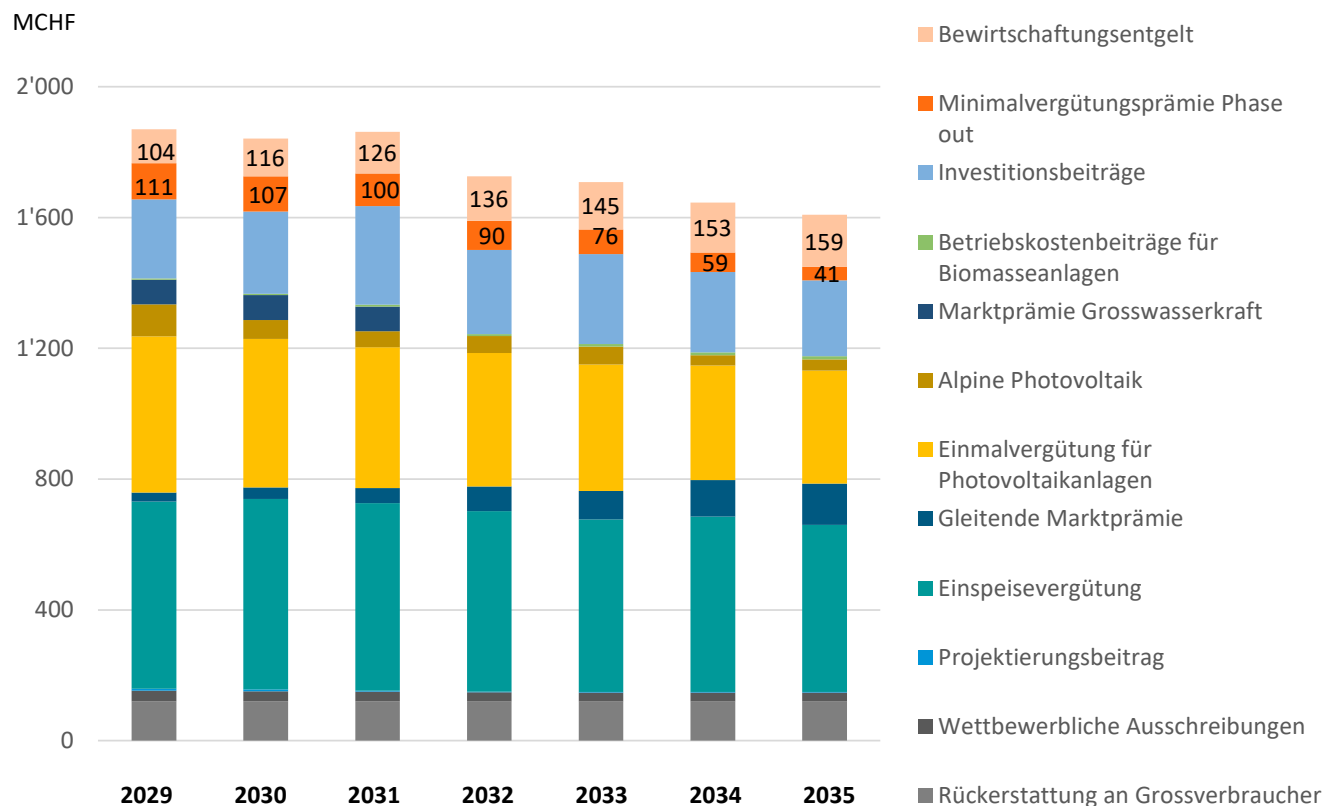
Rp./kWh	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Zuschlag bei 0.5 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10
Zuschlag bei 1.0 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.13	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.19
Zuschlag bei 1.5 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.20	0.22	0.24	0.25	0.27	0.28	0.29
Zuschlag bei 2.0 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.27	0.30	0.32	0.34	0.36	0.37	0.38
Zuschlag bei 2.5 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.33	0.37	0.40	0.42	0.44	0.46	0.48

Erläuterungen

- Das Ergebnis dieser Berechnung entspricht der Höhe, welche ein neuer Netzzuschlag haben müsste, resp. dem Anteil des bestehenden Netzzuschlags, welcher für die Finanzierung der Ausgleichsenergie anfallen würde.
- Da die Höhe des Bewirtschaftungsentgelts unsicher ist, werden verschiedene Varianten aufgezeigt.
- Die gesamten Kosten für das Bewirtschaftungsentgelt (Ausgleichsenergie und Adminkosten) würden bei einer Finanzierung über den Netzzuschlag auf alle Stromkunden umgelegt, die Energie aus dem Schweizer Netz beziehen. Ausgenommen bleiben rückerstattungs-berechtigte Grossverbraucher (Art. 39 EnG).
- Dazu werden die Gesamtkosten zunächst durch die in der Schweiz tatsächlich ausgespeiste und vom Endverbrauch genutzte Strommenge (in kWh) geteilt gemäss der vom BFE benutzten Prognose für die Einnahmen des bestehenden Netzzuschlags unter Berücksichtigung der Rückerstattungen für Grossverbraucher.
- Zur Einordnung der angenommenen Bewirtschaftungsentgelte: Neon hat im Auftrag des BFE für die Jahre 2023 und 2024 das Bewirtschaftungsentgelt für die Direktvermarktung unter dem ab 1.1.2026 gültigen Ausgleichsenergiemechanismus der Swissgrid simuliert und sind für PV auf ein Entgelt von 0.67 Rp./kWh für 2023 und von 2.74 Rp./kWh für 2024 gekommen.

Während die Kosten für die Minimalvergütung in einer Variante «Phase-Out» rückläufig sind, nehmen die Kosten für das Bewirtschaftungsentgelt der Anlagen in der Abnahmepflicht zu

Förderkosten inkl. Minimalvergütung mit «Phase out» sowie Bewirtschaftungsentgelt

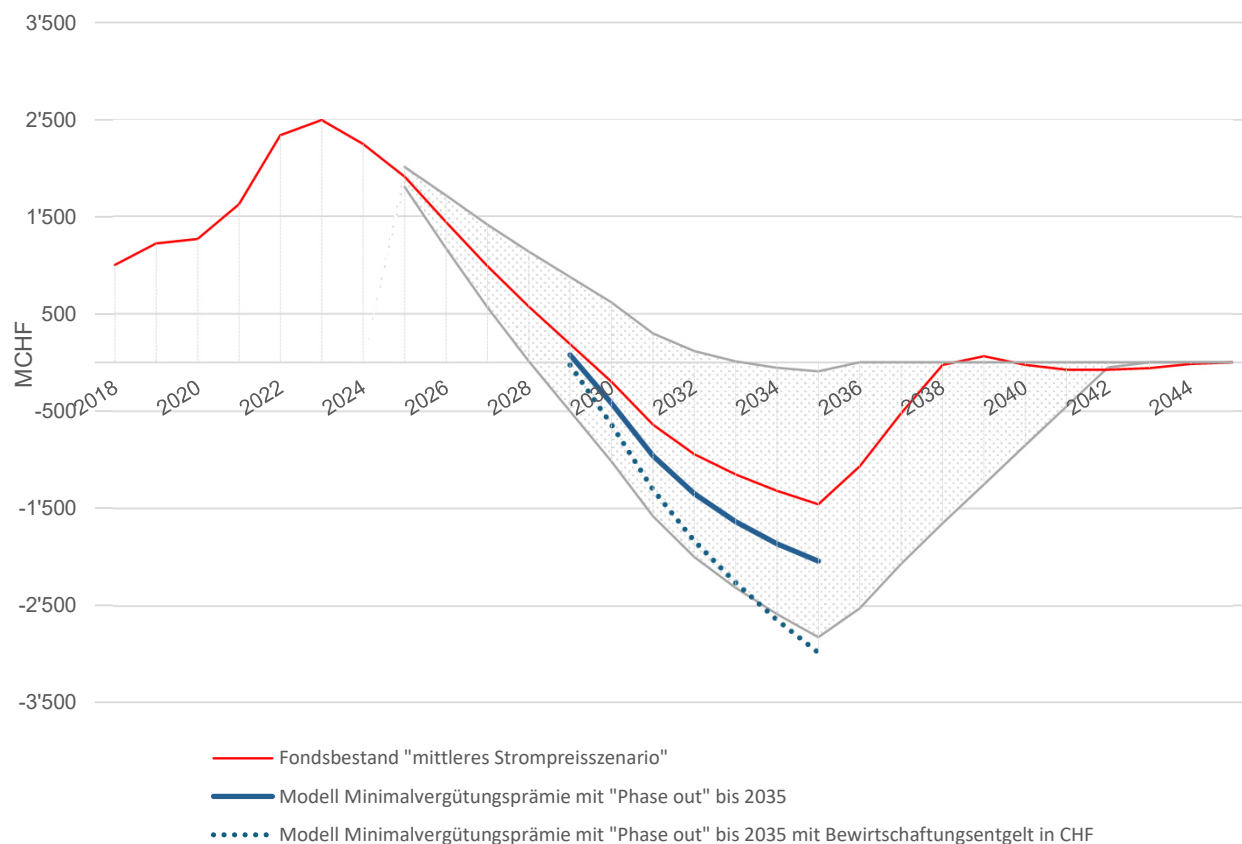


Erläuterungen

- Entwicklung der jährlichen Kosten des Netzzuschlagsfonds unter Annahme der Minimalvergütung im Modell Phase sowie eines Bewirtschaftungsentgelts von 1.5 Rp./kWh eingespeisen Elektrizität.
- Beide Instrumente zusammen verursachen relativ stabile jährliche Kosten von zwischen MCHF 200 und 220, wobei die Kosten für die Minimalvergütung im Fall eines «Phase Outs» rückläufig, diejenigen für das Bewirtschaftungsentgelt aufgrund des Zubaus jedoch zunehmend sind.
- Im Verhältnis zu den übrigen Förderinstrumenten und deren Kosten sind die jährlichen Aufwendungen für die Minimalvergütungsprämie plus Bewirtschaftungsentgelt immer noch eher untergeordnet.

Die Entwicklung des NZF bei Finanzierung von Minimalvergütung und Bewirtschaftungsentgelten; erhebliche Mehrkosten bei grossen Unsicherheiten infolge Marktpreisentwicklung

Fondsbestand (ohne Mittel Gewässerschutz) inkl. Simulation der Minimalvergütung



Quelle: BFE (2025a).

Erläuterungen

- Die Kosten für die neue Minimalvergütungsprämie in der Variante «Phase out» wurden in die bestehenden, vom BFE erstellten Prognosen des Netzzuschlagsfonds (NZF) ab 2029 einberechnet und links mit der blauen Kurve dargestellt. Mit der gestrichelten Linie werden nun ebenso die Kosten unter Berücksichtigung von durchschnittlichen Bewirtschaftungsentgelten für PV von angenommenen 1.5 Rp./kWh dargestellt.
- Die Abbildung der Kosten mit den indikativ angenommenen Bewirtschaftungsentgelten zeigt, dass sich der Fonds schneller verschulden und unter Annahme des mittleren, realen Strompreisszenarios die Verschuldungsgrenze mittelfristig erreicht werden könnte; diese Annahmen sind als konservativ zu beurteilen.
- Aufgrund der Unsicherheit der Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten – nicht zuletzt aufgrund des verbesserten Marktzugangs infolge Stromabkommens – ist eine entsprechende Prognose sehr unsicher bzw. würde eine vertiefende Studie bedingen.
- Es bleibt darauf hinzuweisen, dass sämtliche Fördersysteme in der Schweiz bis 2035 befristet sind und anfangs der 30er-Jahre überprüft werden müssen.

Alternative Finanzierung der Ausgleichsenergie durch Grundversorger bedingt Anrechenbarkeit im Rahmen der Preisgestaltung und enthält ein Restrisiko von untragbaren Kosten

Berechnung des Zuschlags pro in der Grundversorgung abgesetzter kWh (Rp./kWh)

Rp./kWh	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Tarifeffekt bei 0.5 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.18	0.19	0.21	0.23	0.24	0.26	0.27
Tarifeffekt bei 1.0 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.35	0.39	0.43	0.46	0.49	0.51	0.54
Tarifeffekt bei 1.5 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.53	0.58	0.64	0.69	0.73	0.77	0.80
Tarifeffekt bei 2.0 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.70	0.78	0.85	0.92	0.97	1.03	1.07
Tarifeffekt bei 2.5 Rp. Bewirtschaftungsentgelt	0.88	0.97	1.06	1.14	1.22	1.28	1.34

Erläuterungen

- Berechnet wird das Bewirtschaftungsentgelt, welches die ElCom im Modell eines zentralen Grundversorgungstarifs als Entschädigung für die Ausgleichsenergiekosten für Energie aus der Abnahme- und Vergütungspflicht einkalkulieren würde.
- In einem Modell mit Missbrauchsaufsicht könnte der ElCom diese Berechnung zur Überprüfung der Angemessenheit der Tarife dienen.
- Die schweizweit anfallenden Kosten für das Bewirtschaftungsentgelt sind identisch zum Fall mit der Finanzierung über den Netzzuschlag.
- Diese Kosten werden über die in der Grundversorgung abgesetzte Menge verteilt. Mangels Angaben zum Energieverbrauch der Kunden unter 50 MWh/Jahr werden näherungsweise für die grundversorgte Menge der Stromabsatz des Sektors Haushalte der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik aus dem Jahr 2024 genommen (19.8 TWh; GV heute: 34 TWh)¹⁾. Damit wird die effektive Menge einerseits unterschätzt, weil es auch Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch unter 50 MWh geben wird; andererseits wird der Verbrauch überschätzt, weil grundversorgte Kunden in den Markt wechseln werden.

1) Gemäss FAQ des BFE zum Stromabkommen wären mit der Absenkung der Schwelle für die Grundversorgung auf Verbrauchsstätten mit 50 MWh Jahresverbrauch nur 2 TWh zusätzlich am Markt; das würde einer potenziell grundversorgten Menge von 32 TWh entsprechen.

Quellen: BFE (2025b); eigene Hochrechnung und Auswertung; BFE (2025f): Tab. 21; ElCom (2025a): S.12.

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen	2
1. Einordnung der Problemstellung	4
2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten	14
3. Ausgestaltung einer «marktorientierten» Grundversorgung	29
4. Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht	34
5. Empfehlungen	51
Anhang	56

5. Empfehlungen

Unsere Empfehlung: Beibehaltung der dezentralen Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht im Rahmen einer «marktorientierten» Regulierung der Grundversorgung mittels Missbrauchsaufsicht

Synthese aus Sicht EVU Partners

Elemente	reguliert / gefördert	Ausprägung			Markt
Grundversorgungsauftrag	Nationaler Grundversorger	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag	
Art der Preis-Regulierung in GV	Kostenbasiert	Beschaffungspreisbasiert durch ECom festgelegt (1. GV-Tarif für ganze Schweiz)	Beschaffungspreisbasiert mit jährlichem Richtwert ECom (Median und Obergrenze)	Keine Missbrauchsaufsicht (Angemessenheit im Vergleich zu Endkundenmarktpreisen)	
Regulierung der Gewinnerzielung	Kostenbasiert (N+V-Verzinsung)	Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag	Misbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)	Keine	
Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen		Anrechenbar	Nicht anrechenbar		
Wechselgebühr	Marktpreisbasierte Wechselgebühr (zentral von ECom berechnet)	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch ECom)	Keine Vorgabe	Keine	
Qualität Standardstromprodukt	Vorgabe Erneuerbar		Keine Vorgabe		
Frist Standardstromprodukt	Vorgabe 1 Jahr fix		Keine Vorgabe		
Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	50% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre	Verzicht auf Vorgabe		
Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	20% (In- und Ausland)	Sinkend über 5 Jahre	Verzicht auf Vorgabe		
Strukturierte Beschaffung	Quantitative Vorgaben	Offene Vorgabe (Prinzip)	Keine Vorgabe		
Portfoliotrennung	Vorgabe		Keine Vorgabe		
Abnahme- und Vergütungsstelle	Zentrale Abnahmestelle	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Keine	
Direktvermarktpflicht	Anlagen >400kW bis 2025; Anlagen >200kW ab 2026	Alle Anlagen >200kW	Alle Anlagen >150kW	Alle Anlagen	
Anspruch auf Minimalvergütung	Anlagen <150 kW	Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme; exkl. Ex-KEV-Anlagen	Keine Anlagen	
Ausgestaltung der Minimalvergütung	Minimalvergütungsprämie	Phase-out Minimalvergütung (2035)	Keine; Kompensation über EV	Keine	
Finanzierung Minimalvergütung	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Netzzuschlag (neu)	Keine
Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Netzzuschlag (neu)	Produzenten (Bewirtschaftungsentgelt)

Erläuterung

- Die Lösung basiert auf einer weiterhin dezentralen Organisation der Grundversorgung, in der jeder Grundversorger den Vorteil hat, seine grundversorgten Kunden weiter zu versorgen, gleichzeitig aber auch bei seinen Kunden die dezentral produzierte Energie abnehmen muss. Auf eine aufwändige Zentralisierung wird in dieser Lösung verzichtet. Eine Delegation der Grundversorgung an einen Dritten wird unabhängig vom Netzgebiet ermöglicht.
- Entsprechend gibt es keine einheitliche Preisfestsetzung durch die ECom; so kann Rücksicht auf die unterschiedlichen Portfolien der Grundversorger genommen werden; das Risiko von systematischen Verlusten wird damit reduziert.
- Gleichzeitig wird auf eine zentrale Abnahmestelle verzichtet. Die Grundversorger nehmen ihre Verantwortung für dezentrale Lösungen, für ihre Kunden und Prosumer wahr und nehmen für EEA unter 150kW die Energie weiterhin ab; der Aufwand einer zentralen Abwicklungsstelle wird damit vermieden.
- Die Minimalvergütung wird zum Erhalt der Rahmenbedingungen gemäss Stromgesetz beibehalten und über den Netzzuschlagsfonds finanziert; deren Bemessung wird auf Verordnungsebene aufgrund der neuen Eigenverbrauchsmodelle regelmässig überprüft und nach Möglichkeit mittelfristig gesenkt. Dafür ist keine Gesetzesanpassung notwendig.
- Die Ausgleichsenergiekosten bleiben bei den Grundversorgern und können in den individuellen Tarifen berücksichtigt werden. Die Mehrkosten gegenüber reinen Marktangeboten scheinen vertretbar, da Grundversorger Flexibilitäten nutzen und die Ausgleichsenergiekosten aktiv beeinflussen können. Zudem haben sie mit dem bestehenden Kundenstamm einen Startvorteil im liberalisierten Markt mit erwartbar tiefen Wechselquoten. Schliesslich muss der Grundversorgungstarif nicht der günstigste Preis im Vergleich zu Marktangeboten sein.

5. Empfehlungen

Alternativ: Sofern ein schweizweit einheitlicher Grundversorgungstarif eingeführt werden soll, wäre die Einführung einer zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle (inklusive Finanzierung) notwendig

Synthese aus Sicht EVU Partners

Elemente	reguliert / gefördert	Ausprägung		Markt
Grundversorgungsauftrag	Nationaler Grundversorger	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Lieferanten mit Grundversorgungsauftrag
Art der Preis-Regulierung in GV	Kostenbasiert	Beschaffungspreisbasiert durch ECom festgelegt (1 GV-Tarif für ganze Schweiz)		Keine Misbrauchsaufsicht (Angemessenheit im Vergleich zu Endkundenmarktpreisen)
Regulierung der Gewinnerzielung	Kostenbasiert (NUV-Verzinsung)	Angemessener, risikoadäquater Gewinnzuschlag	Misbrauchsaufsicht (inkl. Deklaration)	Keine
Anrechenbarkeit von Deckungsdifferenzen		Anrechenbar		Nicht anrechenbar
Wechselgebühr	Kostenbasiert individuell (Vorgabe Berechnungsweise durch ECom)	Marktpreisbasierte Wechselgebühr (zentral von ECom berechnung)		Keine
Qualität Standardstromprodukt		Vorgabe Erneuerbar		Keine Vorgabe
Frist Standardstromprodukt		Vorgabe 1 Jahr fix		Keine Vorgabe
Mindestanteil der Eigenproduktion in GV (Mindestanteil 1)	50% (In- und Ausland)		Sinkend über 5 Jahre	Verzicht auf Vorgabe
Mindestanteil Eigenproduktion (oder Bezugsrechte) von GV (Mindestanteil 2)	20% (In- und Ausland)		Sinkend über 5 Jahre	Verzicht auf Vorgabe
Strukturierte Beschaffung	Quantitative Vorgaben		Offene Vorgabe (Prinzip)	Keine Vorgabe
Portfoliotrennung		Vorgabe		Keine Vorgabe
Abnahme- und Vergütungsstelle	Zentrale Abnahmestelle	Verteilnetzbetreiber	Grundversorger	Keine
Direktvermarktpflicht	Anlagen >400kW bis 2025; Anlagen >200kW ab 2026	Alle Anlagen >200kW		Alle Anlagen >150kW
Anspruch auf Minimalvergütung	Anlagen <150 kW	Anlagen <150 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme, evtl. Ex-KEV-Anlagen		Anlagen <30 kW bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme, evtl. Ex-KEV-Anlagen
Ausgestaltung der Minimalvergütung	Minimalvergütungsprämie	Phase-out Minimalvergütung (2035)	Keine; Kompensation über EV	Keine
Finanzierung Minimalvergütung	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Keine
Finanzierung Ausgleichsenergiekosten	NZF	Grundversorger	Lieferanten (Zuschlag)	Produzenten (Bewirtschaftungsentgelt)

Erläuterung

- Sollte unserer Empfehlung einer Misbrauchsaufsicht nicht gefolgt werden und würde politisch der Vorschlag der ECom mit einem schweizweit einheitlichen Grundversorgungstarif präferiert, wären folgende Rahmenbedingungen zu beachten:
 - Die Delegation dieses Grundversorgungsauftrages ist auch in dieser Variante sicherzustellen, um Härtefälle bei einzelnen Grundversorgern, welche das Preisrisiko nicht tragen können oder wollen, zu vermeiden;
 - Im Unterschied zu unserer Empfehlung müsste in dieser Variante die Abnahme- und Vergütungspflicht über eine zentrale Abnahmestelle gelöst werden. Damit würde sichergestellt, dass Grundversorger unter einem einheitlichen, marktpreisbasierten Grundversorgungstarif keine Mehrkosten – weder für eine Minimalvergütung, noch für Ausgleichsenergie – aus den lokal sehr unterschiedlichen Einspeisesituationen tragen müssten;
 - Damit würde sich das Risiko ungedeckter Kosten bei den Grundversorgern erheblich reduzieren lassen. Strukturelle Unterschiede könnten nur noch in unterschiedlicher Zusammensetzung bei Endkunden unter 50 MWh begründet sein. Voraussetzung für diese Lösung bleibt das Vertrauen in die ECom, dass ein Grundversorgungstarif für die Schweiz transparent, nachvollziehbar und planbar berechnet wird, welcher den Grundversorgern einen angemessenen Gewinn für die damit verbundene Aufgabe ermöglicht.
- Diese Lösung wäre schweizweit einheitlich für grundversorgte Kunden und für Einspeiser und würde Grundversorgung einerseits und Abnahme- und Vergütung von kleinen EEA ohne Direktvermarktpflicht andererseits vollständig voneinander entflechten.

Zusammenfassende Beantwortung der uns gestellten Fragen

Synthese aus Sicht EVU Partners

1) Macht eine Grundversorgung ohne Gestehungskostenregulierung Sinn oder nicht?

Ja, eine marktorientierte Regulierung ohne Bezug zu Gestehungskosten ist zu empfehlen. Die Vorgabe im EU-Recht (Art. 27 Strombinnenmarkttrichtlinie) verpflichtet die Schweiz, analog zu den EU-Mitgliedstaaten und den EWR-Ländern, eine Grundversorgung für Haushaltskunden und bei Bedarf für Kleinunternehmen sicherzustellen. Dies als Recht auf einen Strombezug in einer bestimmten Qualität zu wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und diskriminierungsfreien Preisen. Die Gestehungskostenregulierung gemäss neuem Stromgesetz ist dafür nicht geeignet. Erstens schützt die bisherige Gestehungskostenregulierung die Kunden nicht vor Tarifierhöhungen infolge hoher Marktpreise. Zweitens fällt durch den notwendigen Verzicht auf einen «Inlandvorrang» ein Hauptgrund der Gestehungskostenregulierung – die Förderwirkung von Erneuerbaren im Inland – weg. Und drittens führt eine kostenbasiert-regulierte Grundversorgung im Vergleich zu Marktangeboten zu systematischen Verlusten bei den Grundversorgern. Die Ausgestaltung einer «marktorientierten» Regulierung der Grundversorgung mittels transparenter Preisvergleiche und einer konsequenten Missbrauchsaufsicht ist daher zu empfehlen.

2) Wie lassen sich Verluste im Rahmen der Abnahme- und Vergütungspflicht minimieren und welche Variante ist umzusetzen, damit der Grundversorger nicht die Kosten trägt?

Die Abnahme- und Vergütungspflicht ist im Grundsatz mit einer «marktorientierten» Grundversorgung kombinierbar, sofern die Finanzierung neu geregelt wird. Die heutigen Grundversorger können damit für ihre Kunden als Konsumenten in der Grundversorgung wie auch für ihre Kunden als Produzenten («Prosumer») verantwortlich bleiben. Mit der vorgeschlagenen Absenkung der Schwelle für die Direktvermarktung auf 150kW wird die Abnahme- und Vergütungspflicht auf kleine EEA begrenzt. Mit der Anpassung der Vergütung auf effektive Marktpreise und der neuen Ausgestaltung als Prämie unter Ausklammerung von Negativpreisen wurde bereits eine marktorientierte und EU-Recht-kompatible Lösung beschlossen. Die Ausgleichsenergiekosten beurteilen wir für die Grundversorger über leicht höhere Tarife als trag- und beeinflussbar.

a) Welche Alternativen zum Grundversorger bestehen (VNB, zentrale Abnahmestelle, weitere)?

Geprüft wurde die Abnahme und Vergütung durch eine zentrale Stelle. Ein solches Modell hätte gegenüber der dezentralen Abnahme durch die Grundversorger Vor- und Nachteile. Aufgrund des Umstandes, dass die betroffenen EEA < 150kW überwiegend «Prosumer»-Anlagen mit Eigenverbrauch darstellen und die Nutzung der dezentralen Flexibilitäten im Kontext steigender Ausgleichsenergiemengen wichtiger wird, erscheint uns in Kombination mit einer dezentralen Organisation der Grundversorgung auch hier eine dezentrale Lösung vorteilhafter. Würde alternativ zu einer Missbrauchsaufsicht durch die ElCom ein schweizweit einheitlicher Grundversorgungstarif definiert, wäre aber eine zentrale Abnahme- und Vergütungsstelle notwendig.

b) Ist eine Minimalvergütung überhaupt noch notwendig?

Sofern der politische Wille zur Absicherung der Amortisation bei bestehenden Kleinanlagen – wie im Stromgesetz beschlossen und ab 2026 umgesetzt – weiter besteht, gibt es keine fachliche Grundlage kurzfristig von einer Minimalvergütung abzuweichen. Perspektivisch kann der Bedarf einer Minimalvergütung aufgrund der neuen Eigenverbrauchsmodelle sowie der zunehmenden Speicherung jedoch überprüft und über Senkungen der Prämie reduziert werden. Das vor diesem Hintergrund geprüfte «Phase-out» wäre dabei denkbar, wirkt aber wie eine Abschaffung. Wir empfehlen daher die Minimalvergütung neu über den Netzzuschlagsfond zu finanzieren und deren Höhe unter Berücksichtigung der steigenden Eigenverbrauchsanteile periodisch zu überprüfen.

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen	2
1. Einordnung der Problemstellung	4
2. Diskussion und Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten	14
3. Ausgestaltung einer «marktorientierten» Grundversorgung	29
4. Ausgestaltung der Abnahme- und Vergütungspflicht	34
5. Empfehlungen	51
Anhang	56

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung	Abkürzung	Erläuterung
BFE	Bundesamt für Energie	MW/MWh	Megawatt/Megawattstunde
EEA	Energieerzeugungsanlage	NZF	Netzzuschlagsfonds
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission	PPA	Power Purchase Agreement (Strombezugsvertrag)
EnG	Energiegesetz	PV	Photovoltaik
EnFV	Energieförderungsverordnung	RMP	Referenzmarktpreis
EU	Europäische Union	SES	Schweizerische Energie-Stiftung
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum	SMP	Spotmarktpreis
GV	Grundversorgung	StromVG	Stromversorgungsgesetz
HKN	Herkunftsnachweis	TW/TWh	Terrawatt/Terrawattstunde
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung	VNB	Verteilnetzbetreiber
kW/kWh	Kilowatt/Kilowattstunde	VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
LEG	Lokale Elektrizitätsgemeinschaft	ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch
MVP	Minimalvergütungsprämie		

Quellenverzeichnis

Ref.	Autor(en)	Jahr	Titel	Publikationsort
aeesuisse (2025)	aeesuisse	2025	Vernehmlassungsantwort zum Paket Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz-EU mit Schwerpunkt Stromabkommen	https://aeesuisse.ch/wp-content/uploads/2025/10/aeesuisse_Stellungnahme_Stromabkommen.pdf
Axpo (2025)	Axpo	2025	Axpo Power Switcher	https://powerswitcher.axpo.com/de
BEN Energy (2021)	BEN Energy	2021	Die Schweizer Strommarktöffnung Wechselwillige Kunden und optimistische EVU	https://www.enerlytica.com/assets/BEN-Energy-Strommarkt%C3%B6ffnung.pdf
BFE (2025a)	Bundesamt für Energie BFE	2025	Netzzuschlagsfonds – Zubau, Förderkosten und langfristige Szenarien	Nicht öffentlich
BFE (2025b)	Bundesamt für Energie BFE	2025	Simulationen zur Kostenabschätzung Minimalvergütung	Nicht öffentlich
BFE (2025c)	Bundesamt für Energie	2025	Pflichtenheft vom 11. September 2025	Nicht öffentlich
BFE (2025d)	Bundesamt für Energie	2025	Referenz-Marktpreise gemäss Art. 15 EnFV	https://opendata.swiss/de/dataset/referenz-marktpreise-gemass-art-15-enfv/resource/66208027-559c-4029-bc07-026a959db241
BFE (2025f)	Bundesamt für Energie	2025	Schweizerische Elektrizitätsstatistik	https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWwRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTlyMjg=.html
BNetzA, BKartA (2023)	Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt	2023	Monitoringbericht 2024 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes	https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf

Quellenverzeichnis

Ref.	Autor(en)	Jahr	Titel	Publikationsort
BNetzA, BKartA (2024)	Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt	2024	Monitoringbericht 2024 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes	https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf
BNetzA, BKartA (2025)	Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt	2025	Monitoringbericht 2024 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes	https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf
E-control (2025)	E-control	2025	Verbraucherverhalten – Versorgerwechsel im öffentlichen Netz. Tabellarische und grafische Darstellung der Entwicklung seit 2002	https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/marktstatistik/verbraucherverhalten
EDA (2025a)	Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten EDA	2025	Paket «Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz–EU» – Erläuternder Bericht zur Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens	https://www.fedlex.admin.ch/de/consultation-procedures/ongoing
EDA (2025b)	Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten EDA	2025	Abkommen zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Europäischen Union über Elektrizität	https://www.europa.eda.admin.ch/dam/de/sd-web/7PZAEmcvzjMt/15.%20Stromabkommen%20(DE).pdf
Ei(2023)	Swedish Energy Markets Inspectorate	2023	Sweden’s electricity and natural gas market 2022	https://ei.se/download/18.2b54186118afe6e6d30ede/1696496742338/Sweden%E2%80%99s-electricity-and-natural-gas-market-2022-Ei-R2023-13.pdf
Ei(2024)	Swedish Energy Markets Inspectorate	2024	Sweden’s electricity and natural gas market 2023	https://ei.se/download/18.3a4ca3ae195b23dd0051daa2/1742815664184/Swedens-electricity-and-natural-gas-market-2023-Ei-R2025-07.pdf
Ei(2025)	Swedish Energy Markets Inspectorate	2025	Sweden’s electricity and natural gas market 2024	https://ei.se/download/18.3f4d315019a0f5489b07296/1761916461843/Sveriges-el-och-naturgasmaknad-2024-Ei-R2025-12.pdf

Quellenverzeichnis

Ref.	Autor(en)	Jahr	Titel	Publikationsort
ElCom (2025a)	Eidgenössische Elektrizitätskommission	2025	Tätigkeitsbericht 2024	https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/Bnz33o1YyrZ0/tb-2024.pdf
ElCom (2025b)	Eidgenössische Elektrizitätskommission	2025	Vernehmlassungsantwort - Paket Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz–EU Teil Strom.	https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/7mvGL7FjMMXG/Vernehmlassung%20Stromabkommen%20CH-EU%20-%20ElCom-Stellungnahme%2C%20Vernehmlassungsantwort%20(1).pdf
EU (2019a)	Europäische Union	2019	Richtlinie 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019L0944
EU (2019b)	Europäische Union	2019	Richtlinie 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943
EVU Partners (2025)	EVU Partners	2025	Kurzstudie Rückspeisevergütung PV im Auftrag von Swissolar	Nicht öffentlich
Frontier (2024)	Frontier Economics	2024	Grundversorgung und Preisregulierung in ausgewählten Ländern der EU – Studie im Auftrag des BFE	https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11790
Gfs (2024)	Politik und Kommunikationsforschungsinstitut	2024	Gfs Umfrage zur Versorgungssicherheit	https://www.strom.ch/de/schwerpunkte/gfs-umfragen
Gfs (2025)	Politik und Kommunikationsforschungsinstitut	2025	Gfs Umfrage zur Versorgungssicherheit	https://www.strom.ch/de/schwerpunkte/gfs-umfragen
Neon (2025)	Neon Neue Energieökonomik GmbH	2025	Studie zum Bewirtschaftungsentgelt	Nicht öffentlich
ompex (2025)	ompex	2025	Berechnete Terminmarktpreise in CHF/MWh Basis EEX zzgl. Grenzkosten und Währungsumrechnung zum Tageskurs	Nicht öffentlich
Parlament (2025)	Bundesversammlung der Schweizer Eidgenossenschaft	2025	Beschleunigungserlass: Vorlage der Redaktionskommission für die Schlussabstimmung über die Änderung vom Energiegesetz	https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2023/20230051/Schlussabstimmungstext%201%20NS%20D.pdf

Quellenverzeichnis

Ref.	Autor(en)	Jahr	Titel	Publikationsort
PSI (2017)	Paul Scherrer Institut, PSI	2017	Potentiale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen	https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/50263.pdf
SES (2025)	Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie	2025	Vernehmlassungsantwort zum Paket Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz-EU mit Schwerpunkt Stromabkommen	https://www.sses.ch/wp-content/uploads/SSES_Vernehmlassungsantwort_Stromabkommen.pdf
Statistik Austria (2025)	Statistik Austria	2025	Privathaushalte nach Haushaltstyp 2005 bis 2024	https://www.statistik.at/statistiken/bevoelkerung-und-soziales/bevoelkerung/familienhaushalte-lebensformen/privathaushalte
Swissgrid (2025)	Swissgrid	2025	Energieübersicht Schweiz (Daten 2020 bis 2025)	https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/energy-data-ch.html
Swissolar (2025)	Swissolar	2025	Vernehmlassungsantwort zum Paket Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz-EU mit Schwerpunkt Stromabkommen	https://www.swissolar.ch/02_marktpolitik/positionen/2511_eu_abkommen_antwortformular.pdf
UVEK (2025a)	Departement für Umwelt, Verkehr und Kommunikation	2025	Erläuternder Bericht zur Revision vom November 2025 der Energieverordnung	https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/12081
VSGS (2025)	Verein Smart Grid Schweiz	2025	Whitepaper PV-Strom – Negativpreise - Vergütung	https://smartgrid-schweiz.ch/wp-content/uploads/2025/10/VSGS_2025_Whitepaper_Verguetung-PV-Strom.pdf
VSE (2025)	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen	2025	Vernehmlassungsantwort - Paket Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz–EU Teil Strom.	https://www.strom.ch/system/files/media/documents/20251021-stn-Paket%20Stabilisierung%20und%20Weiterentwicklung%20der%20Beziehungen%20Schweiz%E2%80%93EU.pdf
Zwicky (1989)	Zwicky, Fritz	1989	Morphologische Forschung	Baeschlin, Glarus

Anhang

Autor:innen



Markus Flatt

Dr. oec. HSG
Partner

+41 79 650 87 58
markus.flatt@evupartners.ch



Stephanie Thomet

Lic.rer.pol.
Leitende Beraterin

+41 79 729 36 95
stephanie.thomet@evupartners.ch



Melanie Ridoli

Msc. ETH
Beraterin

+41 76 628 87 07
melanie.ridoli@evupartners.ch

A scenic landscape featuring a large white wind turbine on a grassy hill in the foreground. In the background, there are rolling green hills, a dense forest of evergreen trees, and snow-capped mountains under a sky with soft, golden light. A large, semi-transparent circular graphic is overlaid on the center of the image, divided into two segments: an orange segment on the left and a yellow segment on the right. The word "unabhängig" is written in white, sans-serif font across the center of the circle.

unabhängig