Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Fachsekretariat

Mitteilung

Bern, 2. Juli 2026

Rahmenbedingungen für NOVA-Prinzip und netzdienliche Flexibilitätsnutzung (insbesondere Abregelung) bei PV-Anlagen

1 Ausgangslage und rechtliche Grundlagen

1.1 Arten der Flexibilitätsnutzung: garantiert und vertraglich

Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass, AS 2024 679) wurden am 1. Januar 2026 neue Regeln in Kraft gesetzt zur Steuerung von Bezug, Einspeisung und Speicherung von Strom, also zur Nutzung der so genannten Flexibilität. Die Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber sind die Inhaber der Flexibilität. Dritte (auch Verteilnetzbetreiber [VNB] in ihrem Netzgebiet) können mit den Flexibilitätsinhabern einen Vertrag abschliessen, um die Flexibilität gegen Vergütung zu nutzen (Art. 17*c* Abs. 1 und 2 StromVG[1], Art. 19*b* StromVV[2]). Zudem können die VNB bestehende intelligente Steuer- und Regelsysteme gegen Vergütung weiter nutzen, bis der Flexibilitätsinhaber den Einsatz untersagt (bestehende Flexibilitäten: Art. 17*c* Abs. 3 StromVG u. Art. 19*d* Abs. 1-4 StromVV) und haben zwei Möglichkeiten, die Flexibilitäten ohne Zustimmung des Flexibilitätsinhabers und ohne Vergütung netzdienlich zu nutzen (garantierte Flexibilitäten: Art. 17*c* Abs. 4 Bst. a u. b StromVG, Art. 19*c* Abs. 1 u. 3 StromVV).

Garantiert wird den VNB erstens, die Einspeisung von bis zu drei Prozent der Jahresproduktion einer Anlage am Anschlusspunkt abzuregeln. Dies gilt für Photovoltaik (PV)-Anlagen, aber auch für Windkraftwerke und Wasserkraftwerke sowie für bestehende und für neu ans Stromnetz angeschlossene Anlagen (siehe Erläuternder Bericht StromVV 2026[3] S. 6 f.). Zweitens dürfen sie bei unmittelbarer erheblicher Gefährdung des sicheren Netzbetriebs auf die Flexibilität zugreifen. Diese

[1] Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7).

[2] Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71).

[3] Erläuternder Bericht «Änderung der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026» vom 19. Februar 2025 des UVEK.

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Christoffelgasse 5, 3003 Bern
Tel. +41 58 462 58 33
info@elcom.admin.ch
www.elcom.admin.ch

Möglichkeit soll wenn überhaupt nur in seltenen Ausnahmefällen genutzt werden.[4] Deshalb wird in der vorliegenden Mitteilung nicht weiter darauf eingegangen.

1.2 Umsetzung Abregelung bei Photovoltaikanlagen: dynamisch oder fix

Abregelungen können bei PV-Anlagen grundsätzlich auf zwei Arten umgesetzt werden: durch eine *dynamische Beschränkung der Einspeiseleistung* mit einem intelligenten Steuer- und Regelsystem des Netzbetreibers (zeitweise bis auf null) oder durch eine *fixe Beschränkung der Einspeiseleistung*. Beide Arten können entweder durch eine Limitierung direkt am Wechselrichter erfolgen, bei der auch die Stromproduktion der PV-Anlage entsprechend beschränkt wird, oder mit einem Energiemanagement-system des Produzenten, das es ermöglicht, den abgeregelten Strom für Eigenverbrauch oder Zwischenspeicherung zu nutzen (Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 7 Optionen A1, A2 u. B).[5]

1.3 Netzdienliche Nutzung (Nutzungszweck) und NOVA-Prinzip

Als netzdienlich gilt die Nutzung der Flexibilität nur, wenn der VNB damit einen von vier Zwecken erfüllen kann: eine angespannte lokale Netzsituation im eigenen Verteilnetz entlasten, einen Netzausbau vermeiden, Netzmassnahmen (z. B. Verstärkungen) aufschieben oder die Netzkosten in seinem Netzgebiet verringern (Art. 19*a* Bst. a-d StromVV; Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 4 u. 30 f.).

Die VNB müssen netzdienliche Flexibilität vor allem im Rahmen des bei der Netzplanung anzuwendenden NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau) soweit sinnvoll einsetzen: Das Gesetz schreibt neu explizit vor, dass die Flexibilitätsnutzung bei der Netzoptimierung einzubeziehen ist (Art. 9*b* Abs. 2 StromVG). Der VNB soll die Möglichkeit haben, die garantierte Nutzung der Flexibilität von bis drei Prozent der Einspeisung (Art. 19*c* Abs. 4 StromVV) in seine Netzplanung zu integrieren und Flexibilitätsmassnahmen dort umzusetzen, wo eine Leistungsreduktion zu einer vergleichsweise hohen Senkung der Netzkosten führt (Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 6).

1.4 Anrechenbarkeit der Kosten für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung

Die Kapital- und Betriebskosten von für die netzdienliche Nutzung der Flexibilität eingesetzten Steuer- und Regelsystemen gelten einschliesslich der ausgerichteten Vergütung als anrechenbar, wenn sie notwendig sind für einen sicheren, leistungsfähigen und (kosten-)effizienten Netzbetrieb. Die Kosten für Anlagen des Netzbetreibers (vgl. Art. 4 Abs. 1 Bst. a StromVG) sind als Kapitalkosten anrechenbar, die übrigen Kosten als Betriebskosten (Art. 15 Abs. 1, 2 Bst. d u. 3bis Bst. a StromVG, Art. 13*a*^{bis} Abs. 1 StromVV; Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 23 f.).

1.5 Besonderheiten bei Photovoltaik

Mit dem Mantelerlass wurden die Ausbauziele für erneuerbare Energien in der Schweiz angehoben (vgl. Art. 2 EnG[6]). Bisher ist vor allem bei Photovoltaik (PV) ein Zubau erfolgt. Der Bundesrat strebt an, diesen zusätzlich zu beschleunigen und hat für PV für das Jahr 2030 ein Zwischenziel von gesamthaft mindestens 18.7 TWh Produktion festgelegt (Art. 1*a* Abs. 2 Bst. a EnV[7]). 2024 lag die Stromproduktion aus PV bei rund 6 TWh[8]. Daher sind die netzseitigen Voraussetzungen zu schaffen, um beträchtliche Mengen an PV-Zubau integrieren zu können.

PV-Anlagen produzieren aufgrund der Wetterverhältnisse nur selten mit voller Leistung. Aus verschiedenen weiteren Gründen liegen die Einspeisespitzen ausserdem deutlich unter der Summe

---

4 Siehe Rz. 110 der ElCom-Verfügung 212-00402 vom 4. April 2024 u. Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 31 letzter Satz, wonach der in der Verfügung zitierte Artikel 8c Absatz 6 StromVV in den Artikel 19c Absatz 3 StromVV verschoben wurde.

5 Siehe auch das Merkblatt zur netzdienlichen Einspeiseregelung, Version 2, 10.01.2026 herausgegeben von einer Arbeitsgruppe aus Mitgliedunternehmen und Vertreter:innen des VSE und des Vereins Smart Grid Schweiz.

6 Energiegesetz vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0).

7 Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV; SR 730.01).

8 Erläuternder Bericht zur Revision vom November 2025 der Energieverordnung.

der Modulleistung. So wird etwa die Wechselrichterleistung im Durchschnitt geringer dimensioniert als die Modulleistung und die verschiedenen Ausrichtungen und Neigungen der Anlagen, regionalen Wetterunterschiede und Eigenverbrauch führen zu einer Verteilung der Spitzen. Gemäss einer für Deutschland erstellten Analyse hat die PV-Einspeisespitze seit dem Jahr 2012 trotz hohem PV-Zubau kontinuierlich abgenommen. Im Jahr 2024 habe sie bei 53 Prozent der installierten Modulleistung gelegen und werde mit der zunehmenden Diversifizierung bei Neigung und Ausrichtung weiter sinken.[9] Eine Auswertung von 654 PV-Anlagen mit einer Leistung grösser als 30 kW in der Schweiz im Jahr 2023 (und somit ohne Abregelung) bestätigt im Wesentlichen diese Aussage.[10]

Bis anhin war es bei der Netzplanung üblich, die Kapazität des Netzes auf die maximale Produktionsleistung der Anlagen auszulegen. Für PV-Anlagen wäre das nicht nur teuer und ineffizient. Dabei wird auch vom «Worst-Case-Szenario» ausgegangen, dass alle Anlagen im gesamten Netz gleichzeitig mit voller Leistung einspeisen. Aus den erwähnten Gründen ist das bei PV-Anlagen eines bestimmten Gebiets in Summe jedoch gar nicht möglich. Daher müssen sich die VNB bei der Netzintegration von PV zum einen stärker an den Messungen der tatsächlichen Stromflüsse orientieren.[11] Zum andern kann die Nutzung der Flexibilität der Einspeisung von PV-Anlagen die nötige Netzkapazität und damit die Netzkosten erheblich reduzieren, während die Einspeiseverluste für die Produzenten nur vergleichsweise gering ausfallen. Dies gilt insbesondere für die garantierte Abregelung (Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 6 u. 7). Aber auch darüber hinaus kann eine Reduktion der Leistung von PV-Anlagen erhebliches Potential für Einsparungen bei den Netzkosten haben, während der Energieertrag der Anlage nur relativ gering abnimmt. Zudem kann die abgeregelte Energie − insbesondere in Verbindung mit einem Speicher − für Eigenverbrauch verwendet werden.[12] Aus Effizienzgründen erscheint es daher grundsätzlich sinnvoll, die Möglichkeit zusätzlicher Einschränkungen der Einspeiseleistung von PV-Anlagen durch Verträge über netzdienliche Flexibilitätsnutzung in Betracht zu ziehen. Aus den dargelegten Gründen beschränkt sich diese Mitteilung − mit Ausnahme des nachstehenden Exkurses − auf PV-Anlagen.

Exkurs: energieseitige Steuerung über Anreize

Nicht Gegenstand dieser Mitteilung ist die *energiedienliche Nutzung von Flexibilitäten*. Die netzdienliche Flexibilitätsnutzung darf alleine mit Blick auf das Netz erfolgen, selbst wenn sie stets auch Auswirkungen auf die Energieseite hat. Dies folgt namentlich aus der Pflicht zur Entflechtung des Verteilnetzbereichs (Art. 10 StromVG; Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 4 f. u. 31).

Zur Abgrenzung ist im Sinne eines *Exkurses* jedoch nachfolgend darauf einzugehen, wie die VNB die *Einspeisung über Anreize energieseitig steuern* könnten: Der zunehmend hohe Anteil an fluktuierender Einspeisung hat nicht nur Auswirkungen auf das Netz. Er führt auch dazu, dass immer öfter mehr Strom produziert als verbraucht wird und deshalb am Strommarkt Angebotsüberschüsse und negative Preise resultieren. Häufig erhalten die Betreiber für den eingespeisten Strom auch in Zeiten negativer Preise am Strommarkt eine Vergütung vom VNB, sei es gestützt auf einen Vertrag oder die gesetzliche Minimalvergütung (Art. 15 Abs. 1 u. 1bis EnG). Die damit verbundenen Produktions- bzw. Einspeiseanreize fördern solche Situationen mit Produktionsüberschuss und negativen Preisen, was zusätzliche Kosten für die VNB bzw. die Endverbraucher zur Folge hat. Der Bundesrat wird zwar für Zeiten mit negativen Marktpreisen voraussichtlich bald abweichende Regelungen erlassen können (Art. 15 Abs. 1bis revEnG; BBl 2025 2895). Solange das nicht der Fall ist, empfiehlt die ElCom den VNB

[9] Wirth Harry, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Fassung vom 5. Mai 2026 S. 26 f.

[10] Cuony/Todorov/Bucher, Ohne Leistungsregelung von PV geht es nicht, publ. am 9. Dezember 2024 auf www.bulletin.ch. Die Autoren kamen zum Schluss, schweizweit könne von einer maximalen PV-Produktion von 65 Prozent der maximalen Panelleistung oder sogar noch weniger ausgegangen werden.

[11] Berner Fachhochschule, Michael Höckel, PLANET: Optimale Nutzung der Technischen Regeln bei effizienter Netzplanung, Beschreibung Forschungsprojekt; Cuony Peter/Ruffieux Alain, Das Stromnetz für die Energiewende neu denken, publ. am 4. Februar 2025 auf www.bulletin.ch.

[12] Berner Fachhochschule, Christof Bucher, Anreize zum systemdienlichen Netzanschluss von Photovoltaikanlagen, publ. am 12. Juni 2025, wonach die Leistungsspitzen von PV-Anlagen eine Herausforderung fürs Stromnetz sind, aber kaum zum Energieertrag einer PV-Anlage beitragen. So werde 88 % des Jahresertrags einer Ost-West-PV-Anlage in den unteren 50% der Leistung erwirtschaftet. Volkswirtschaftlich wäre es daher günstiger, die Netze weniger auszubauen und stattdessen die PV-Anlagen so ins System zu integrieren, dass sie die Netze weniger belasten.

mit den Produzenten nach Möglichkeit *Vereinbarungen zur Abnahme- und Vergütungspflicht abzuschliessen,* welche Einspeiseanreize bei Überangebot im Markt vermeiden, indem positive Vergütungen bei negativen Marktpreisen ausgeschlossen werden.

2 Prüfpflichten

2.1 Bedarf für netzseitige Massnahme

Die VNB müssen zunächst prüfen, wo freie Netzkapazität vorhanden ist oder Bedarf für eine netzseitige Massnahme besteht (vgl. Art. 19*a* StromVV; insbes. Verstärkung oder Ausbau). Sie dürfen den Bedarf nicht einzig auf Grundlage der angeschlossenen Leistung abstrakt berechnen. Jeder VNB hat mindestens eine Netzsimulation durchzuführen, die auf erwartetem Verbrauch und Einspeisung beruht und dabei die garantierte Abregelung einzubeziehen (von neuen und gegebenenfalls auch von bestehenden Anlagen[13]). Diese hat er in geeigneten zeitlichen Abständen zu wiederholen, insbesondere im Zuge wesentlicher Veränderungen.

Zudem muss er die Ergebnisse prüfen, indem er sie mit den Lastgangwerten von 15 Minuten der intelligenten Messsysteme bei Endverbrauchern, Erzeugern oder Speicherbetreibern abgleicht. Allenfalls können auch Messungen mit höherer Auflösung[14] oder an neuralgischen Punkten im Netz sinnvoll sein.[15] Macht der Netzbetreiber keinen Abgleich, hat er bei der Berechnung der freien Netzkapazität einen Abzug von 30 Prozent von der installierten Modulleistung vorzunehmen (zusätzlich zur garantierten Abregelung).

2.2 Optimierungsmassnahmen, insbesondere Flexibilitätseinsatz

Steht der Bedarf für netzseitige Massnahmen fest, müssen die VNB in einem weiteren Schritt prüfen, ob anstatt einer Verstärkung oder einem Ausbau eine Optimierung des Netzes möglich ist, insbesondere eine Nutzung vertraglicher netzdienlicher Flexibilität. Die zur Verfügung stehenden technischen Mittel zur Integration von PV in das Stromnetz sind ebenfalls einzubeziehen. Dies gilt namentlich für die zur sicheren Beherrschung von PV-Produktionsspitzen wesentlichen Ländereinstellungen Schweiz 2025 für Wechselrichter.[16] Zu wählen ist die Massnahme, die sich in der spezifischen Netzsituation mit Blick auf den sicheren, leistungsfähigen und (kosten-)effizienten Netzbetrieb am besten eignet. Im Kontext der netzdienlichen Flexibilität von PV ist insbesondere zu prüfen, ob eine dynamische oder eine fixe Abregelung effizienter ist. Dabei ist zu beachten, dass bei der dynamischen Abregelung beim VNB Kosten für Anlagen, Systemeinführung und -unterhalt anfallen können, die bei kleinen Anlagen in der Regel kaum effizient sein dürften. Umgekehrt steigen bei der fixen Abregelung die Einspeiseverluste mit zunehmender Abregelung überproportional.[17]

3 Grundsätze für die garantierte Abregelung der Einspeisung

3.1 Allgemein

Der VNB darf wie erwähnt höchstens *drei Prozent* der jährlich erzeugten Energie ohne Zustimmung und ohne Vergütung abregeln. Es obliegt den VNB, transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Festlegung der drei Prozent zu erstellen (vgl. Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 6 u. 7 Bsp. A; Art. 19*c* Abs. 5 StromVV). Der *Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE* empfiehlt, für eine verbesserte Systemeffizienz und Stabilität in der ganzen Schweiz dringend alle neu

[13] Siehe unten Kap. 3.2 u. 3.3.

[14] Bedürfen der Einwilligung, wenn sie bei Netznutzern erfolgen.

[15] Z.B. um bei der Untersuchung der Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Last kurzzeitige Schwankungen und Spitzen abzubilden (siehe Weniger Johannes/Quaschning Volker, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern, Konferenzbeitrag für das 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 6.-8. März 2013 Kapitel 2).

[16] Anhang E der VSE-Branchenempfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7-CH); siehe auch ElCom Newsletter 02/2026 S. 3.

[17] Berner Fachhochschule, Christof Bucher, Anreize zum systemdienlichen Netzanschluss von Photovoltaikanlagen, publ. am 12. Juni 2025.

installierten Wechselrichter von PV-Anlagen bis zu 1'200 m. ü. M. mit einer minimalen fixen Einspeiselimitierung bei 70 Prozent der installierten Modulleistung zu parametrieren (NRE – CH 2025[18] Kap. 4(3) u. Anhänge 1 u. 2). Bei typischen PV-Anlagen beträgt der Energieverlust nur eins bis zwei Prozent, wenn die Einspeiseleistung fest auf 70 Prozent der Modulleistung begrenzt wird (Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 7 Bsp. A). Demnach ist für die Berechnung der drei Prozent von der installierten Modulleistung und nicht von der – wie erwähnt regelmässig geringer dimensionierten − Wechselrichterleistung auszugehen. Verursacht die Abregelung auf 70 Prozent einen höheren Verlust, ist die Einspeiseleistung anzupassen oder mit dem Produzenten ein Vertrag abzuschliessen, bei dem das Delta vergütet wird (Art. 17*c* Abs. 2 StromVG; so auch NRE – CH 2025 Kap. 2.1.1(4)-(6); siehe auch Anhang 2). Bei Anlagen mit ausserordentlich hohem Eigenverbrauch (gegen 100 Prozent), verursacht die Abregelung auf 70 Prozent der Modulleistung hingegen einen deutlich geringeren Einspeiseverlust als drei Prozent der Jahresproduktion. Bei solchen Anlagen ist daher eine höhere garantierte Abregelung vorzunehmen (siehe dazu auch unten Kap. 4.4.1).

Die Abregelung bezieht sich auf die Einspeisung. Sie soll *am Anschlusspunkt* erfolgen, damit die abgeregelte Energie für Eigenverbrauch oder Speicherung genutzt werden kann (vgl. Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 6 u. 7 Bsp. A). Entscheidet der VNB sich gemäss der Empfehlung des VSE für eine fixe Abregelung, steht es dem Anlagenbetreiber frei, ob er die Einspeiseleistung mit einem − die Nutzung der abgeregelten Energie ermöglichenden − Energiemanagementsystem oder einer − auch die Produktionsleistung einschränkenden − Einstellung direkt am Wechselrichter vornimmt.

Die Kosten «anderer Geräte», die zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität eingesetzt werden, d.h. nicht intelligenter Steuer- und Regelsysteme wie Wechselrichter, sind ebenfalls anrechenbar (siehe Erläuternder Bericht zur StromVV 2026 S. 5 u. 23). Obwohl es sich dabei nicht um Anlagen des Netzbetreibers handelt, sind die Kosten, die für die Einstellung einer fixen Einspeiselimitierung direkt am Wechselrichter notwendig sind, folglich in den *Netzbetriebskosten anrechenbar* (vgl. Kap. 1). Stehen mehrere aus Netzsicht gleichwertige Varianten zur Verfügung, ist zudem grundsätzlich nur die kostengünstigste anrechenbar. Die Kosten eines privaten Energiemanagementsystems sind vom Anlagenbetreiber zu tragen (siehe Erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 7 Option A Variante 1).

3.2 Bei neuen Anlagen / Ersatz Wechselrichter bei Bestandsanlagen

Bei der Installation einer neuen Anlage und dem Ersatz des Wechselrichters kann gleichzeitig die Einspeiselimitierung beim Wechselrichter fix eingestellt werden, so dass weder für den Anlagenbetreiber noch für den Netzbetreiber nennenswerte zusätzliche Kosten anfallen. Folglich sind dafür keine Kosten in den Netzkosten anrechenbar. Wie erwähnt hat der Produzent die Wahl, die Einspeiseleistung durch ein Energiemanagementsystem zu limitieren. Er hat die Kosten des Systems aber selber zu tragen.

Als netzdienliche Flexibilitätsnutzung muss die garantierte Abregelung grundsätzlich einen der erwähnten Zwecke erfüllen können (Art. 19*a* Abs. 1 Bst. a−d StromVV). Sie soll auch bei der Netzplanung berücksichtigt werden können und kann bei neuen Anlagen und beim Ersatz von Wechselrichtern ohne nennenswerte Kosten umgesetzt werden. Daher ist bei der garantierten Abregelung kein Nachweis erforderlich, dass sie einen dieser Zwecke erfüllen kann bzw. netzdienlich ist. Dies zumal namentlich mit dem hohen Potential für eine Senkung der Netzkosten, die durch die Leistungsreduktion bei geringem Einspeiseverlust erzielt werden kann, sachliche Gründe für einen flächendeckenden Einsatz vorliegen.

3.3 Bei weiteren Bestandsanlagen

Bei weiteren Bestandsanlagen, bei welchen nicht ohnehin der Wechselrichter ersetzt werden muss, dürften die Kosten für die Umsetzung der garantierten Abregelung auch bei der kostengünstigsten Variante der fixen Limitierung der Einspeiseleistung direkt am Wechselrichter in vielen Fällen wesentlich höher als bei Neuanlagen sein. Zudem kann es grosse Unterschiede bei der Kostenhöhe geben, z.B. je nachdem, ob die Reduktion der Einspeiseleistung durch Software aus der Ferne

[18] Branchenempfehlung Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen – Richtlinie für die netzdienliche Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen (NRE – CH 2025)

eingestellt werden kann oder vor Ort vorgenommen werden muss und je nach Anfahrtsweg. Da für die Berechnung der garantierten Abregelung von der Modulleistung auszugehen ist, wirkt es sich auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis aus, wenn die Wechselrichterleistung tiefer dimensioniert wird als diejenige der Module. Dies ist ebenfalls zu berücksichtigen. Sind die Kosten für die Nachrüstung (Retrofit) bei einer Anlage besonders hoch bzw. der Nutzen tief, stehen sie allenfalls nicht mehr in einem angemessenen Verhältnis zu den vermiedenen Netzkosten. Bei solchen Anlagen wäre es folglich nicht gerechtfertigt, die Kosten für die Nachrüstung in die Netzkosten einzurechnen. Dementsprechend gibt der VSE keine generelle Empfehlung ab, bestehende Anlagen bereits vor Ersatz des Wechselrichters abzuregeln.

Bei weiteren Bestandsanlagen ist daher die Netzdienlichkeit zu prüfen und insbesondere die Kosteneffizienz einzubeziehen (Art. 19*a* Bst. a-d StromVV). Der VNB hat bei der Wahl, welche Anlagen er nachrüstet und bei der Ausführung der Nachrüstung, effizient vorzugehen. Bestandesanlagen dürfen nur dort abgeregelt werden, wo dadurch ein relevanter netzdienlicher Nutzen erzielt werden kann, z.B. die Behebung bereits bestehender Engpässe oder die Vermeidung von Netzverstärkungen im Zusammenhang mit dem Anschluss zusätzlicher PV-Anlagen. Sind die Voraussetzungen für die Abregelung einer Bestandsanlage gegeben, sind bei der Ausführung zugleich die Ländereinstellungen Schweiz 2025 für Wechselrichter vorzunehmen (siehe auch Kap. 2.2). Aus Effizienzgründen ist es ferner angezeigt, anhand von Durchschnittswerten Pauschalbeträge festzulegen und diese den Produzenten auszurichten, wenn sie die Nachrüstung selber vorgenommen haben. Es können Kategorien gebildet werden, etwa für die Einstellung aus der Ferne und vor Ort, bei der je nach Länge des Anfahrtswegs Differenzierungen möglich sind. Gestützt auf Befragungen von Netzbetreibern erscheint eine Pauschale von maximal 150 Franken pro Anlage als sachgerecht. Bei Anlagen mit mehreren Wechselrichtern ist die Pauschale nur einmal auszurichten.

Bei der Vergütung mittels Pauschale kann nicht ausgeschlossen werden, dass die beim einzelnen Produzenten anfallenden Kosten höher sind als die Pauschale und er diese Differenz selber tragen muss. Es steht den VNB aber frei, in Ausnahmefällen einem Produzenten eine höhere Zahlung zu leisten und in die anrechenbaren Netzbetriebskosten einzurechnen, wenn eine Nachrüstung im Einzelfall tatsächlich wesentlich höhere Aufwände verursacht, während der Nutzen der Abregelung grösser einzuschätzen ist. Die Mehraufwände sind bei Bedarf durch den VNB auszuweisen und zu belegen. Nicht anrechenbar sind wie erwähnt die Kosten für die Installation eines privaten Energiemanagementsystems. Die Pauschale ist dem Produzenten aber auch auszurichten, wenn dieser sich nicht für die kostengünstigste Umsetzungsvariante entscheidet, sondern die Einspeiseleistung mit einem Energiemanagementsystem begrenzt.

4 Grundsätze für die netzdienliche vertragliche Abregelung der Einspeisung

4.1 Netzdienlichkeit

Ist der Bedarf für eine netzseitige Massnahme ausgewiesen (siehe vorne Ziff. 2) und zieht der VNB in Betracht, anstelle einer Netzverstärkung oder eines Netzausbaus die Einspeisung vertraglich abzuregeln, muss er darlegen können, dass es sich *mit Bezug auf die spezifische lokale Netzsituation, z.B. den Trafokreis der abzuregelnden Anlage* um eine netzdienliche Flexibilitätsnutzung handelt. Dies kann er z.B. anhand der sich im Zusammenhang mit Anschlussgesuchen stellenden Fragen, der tatsächlichen Netzauslastung oder einer Netzsimulation aufzeigen, die auf dem tatsächlich vorhandenen Zubaupotential beruht und zeigt, dass die Abregelung der Anlagen geeignet ist, eine Netzverstärkung, einen Netzausbau oder andere Optimierungsmassnahmen zu vermeiden. Die Netzdienlichkeit kann auch auf einer anderen Netzebene gegeben sein als derjenigen, auf der die Flexibilität genutzt wird (z.B. Abregelung auf Netzebene 7 zur Vermeidung von Engpässen auf Netzebene 5).

Wenn in einem Trafokreis keine angespannte lokale Netzsituation besteht oder selbst durch die Flexibilitätsnutzung kein Netzausbau vermieden, Massnahmen am Netz aufgeschoben oder Netzkosten im eigenen Netz reduziert werden können (Art. 19*a* Bst. a-d StromVV), ist die Netzdienlichkeit nicht gegeben. Bei der Einspeisung ist dies etwa der Fall, wenn das Netz gemäss

einer Simulation noch genug Kapazität hat, um den erwarteten Zubau aufzunehmen, ohne dass es zu Spannungsgrenzwertverletzungen kommt, die eine netzseitige Massnahme erforderlich machen.

4.2 Diskriminierungsfreiheit

Der Vertrag über eine netzdienliche Abregelung inklusive Vergütung muss diskriminierungsfrei sein (Art. 17*c* Abs. 2 StromVG). Das bedeutet nicht, dass ein Anspruch des Anlagenbetreibers auf Nutzung der Flexibilität gegen Vergütung durch den VNB besteht und der VNB für alle PV-Anlagen in seinem Netzgebiet einen oder denselben Vertrag bzw. die gleiche Vergütung anbieten muss. Aus sachlichen Gründen können Differenzierungen beim Adressatenkreis vorgenommen werden. Beispiele dafür sind Netztopologie, freie Kapazität und Potential für Zubau (vgl. NRE – CH 2025 Kap. 1.3.3 (3)).

4.3 Weitere Vorschriften in StromVG u. StromVV müssen eingehalten werden

Die Stromversorgungsgesetzgebung sieht folgende Vorgaben an die Verträge vor (Art. 19*b* StromVV):

- Für über die garantierte Nutzung hinausgehende Abregelungen ist zwingend ein Vertrag abzuschliessen, der gewisse Mindestinhalte regeln muss. Die vertragliche Abregelung darf daher nicht bloss in allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) vorgesehen werden.
- Mindestinhalte des Vertrages sind: Einsatz eines Steuer- und Regelsystems; Umfang der geplanten Nutzung der Flexibilität; Informationsmittel sowie die Häufigkeit, mit der der VNB den Flexibilitätsinhaber über die Nutzung seiner Flexibilität informiert; Vergütung; Vertragslaufzeit; Kündigungsmodalitäten (Art. 19*b* Abs. 1 Bst. a-f StromVV).
- Die relevanten Informationen, insbesondere die Vergütungsansätze müssen jährlich veröffentlicht werden (Art. 19*b* Abs. 2 StromVV). Dazu gehört namentlich, wo im Netzgebiet Produzenten zurzeit ein netzdienlicher Abregelungsvertrag angeboten wird (z. B. in welchen Trafokreisen).

Einzuhalten sind auch die Entflechtungsvorschriften, insbesondere das Quersubventionierungsverbot zwischen dem Netzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen (Art. 10 StromVG). Deswegen ist die Vergütung für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung auf der Abrechnung klar von der Vergütung für die Energie zu trennen. In diesem Zusammenhang ist ferner zu beachten, dass Produzenten ihre Einspeisung nicht nur dem VNB, sondern auch Dritten verkaufen können. Sofern die Voraussetzungen für eine netzdienliche vertragliche Abregelung gegeben sind, ist aufgrund des Diskriminierungsverbots Produzenten auch dann ein Vertrag anzubieten, wenn sie ihre eingespeiste Elektrizität Dritten verkaufen.

4.4 Anrechenbarkeit von Kosten bei der *fixen Abregelung* (Steuer- und Regelsystem und Vergütung)

4.4.1 Grundsätze

Dieses Kapitel beschränkt sich auf die fixe Abregelung, weil die dynamische Abregelung in der Schweiz soweit ersichtlich noch nicht in relevantem Ausmass genutzt wird. Für die Kosten des Steuer- und Regelsystems gelten die erwähnten Regeln (Kap. 1 u. 3.1). Die Vergütung für netzdienliche vertragliche Abregelungen ist in den *Netzbetriebskosten* anrechenbar, sofern sie in einem angemessenen Verhältnis zu den vermiedenen Netzkosten steht und notwendig ist für einen sicheren, leistungsfähigen und (kosten-)effizienten Netzbetrieb (Art. 15 Abs. 1, Abs. 2 Bst. d u. Abs. 3^{bis} StromVG i.V.m. Art. $13a^{bis}$ Abs. 1 StromVV u. erläuternder Bericht StromVV 2026 S. 23). Die Vergütung ist somit den vermiedenen Netzkosten gegenüberzustellen.

Läge die anrechenbare Vergütung über den *vermiedenen Netzkosten*, hätten die am Netz angeschlossenen Endverbraucher keinen Vorteil aus der Abregelung, sondern würden sogar zusätzlich belastet und damit benachteiligt. Die Flexibilitätsnutzung entspräche damit nicht einem effizienten Netzbetrieb. Zudem weist ein Netzausbau gegenüber der Flexibilitätsnutzung technische Vorteile auf durch die generelle Erhöhung der Leistungsfähigkeit des Netzes und die Minimierung von Verlusten, die allen Endverbrauchern zugutekommen. Aus Systemsicht müssen daher die Kosten des

Netzbetreibers für die Vergütung der Abregelung signifikant tiefer sein als die vermiedenen Netzkosten, damit ihr Verhältnis zu diesen noch als angemessen erscheint. Deshalb gilt:

Die Vergütung für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung muss mindestens 20 Prozent unter den vermiedenen Netzkosten liegen, damit sie anrechenbar ist.

Unter Berücksichtigung dieser Obergrenze ist die Vergütung auf der Grundlage des Werts der abgeregelten Energie *(Ertragsverlust)* zu berechnen. Die bei der Abregelung genutzte Flexibilität ist die Produktion, die der Produzent nicht einspeisen kann. Daher ist davon auszugehen, dass der PV-Produzent einer Abregelung nur zustimmt, wenn die Vergütung sich im Minimum am Wert des Ertragsverlusts der Anlage orientiert. Aus ökonomischer Sicht bestimmt dieser Wert daher den mindestens nötigen Betrag, um mit dem Anlagenbetreiber eine Vereinbarung abzuschliessen. Im Sinne eines kosteneffizienten Netzbetriebs und zur Vermeidung einer übermässigen Belastung der Endverbraucher darf die anrechenbare Vergütung aber auch nicht signifikant über diesen Wert hinaus gehen.

Bei den Ertragsverlusten handelt es sich wie bei den vermiedenen Netzkosten um zukünftige Werte, weshalb bei den Berechnungen naturgemäss Unsicherheiten bestehen (Entwicklung der Marktpreise bzw. Marktwertigkeit des PV-Produktionsprofils, regulierte Mindestvergütung). Die bei den Berechnungen dieser Werte verwendeten Parameter sind daher transparent und nachvollziehbar zu dokumentieren (Nachweis der Berechnungsgrundlagen). Für die anteilige garantierte Abregelung bis drei Prozent der Jahresproduktion der Anlage, welche ohne Entschädigung erfolgt, ist ein Abzug vorzunehmen, der ausgewiesen werden muss. Werden Anlagen mit einem besonders hohen Eigenverbrauchsgrad (gegen 100 Prozent) abgeregelt, haben sie keinen bzw. nur einen sehr geringen Einspeise- und Ertragsverlust. Wie erwähnt ist daher unter dem Titel garantierte Abregelung eine Leistungsreduktion von mehr als 30 Prozent vorzunehmen (Kap. 3.1), so dass in der Regel keine darüber hinaus gehende vertragliche Abregelung notwendig sein dürfte.

4.4.2 Berechnung vermiedene Netzkosten

Die vermiedenen Netzkosten sind durch eine Netzsimulation darzulegen, der neben plausiblen Annahmen zur Entwicklung von Verbrauch und Einspeisung (namentlich dem PV-Zubaupotential) auch die zu erwartenden Energieflüsse zugrunde liegen. Bei der *Berechnung der vermiedenen Netzkosten* sind die Netzkosten inklusive der in den Betriebskosten anrechenbaren Flexibilitätsnutzung (Vergütung für Abregelung; dürfen nicht als Kapitalkosten aktiviert werden) den gesamten alternativen Netzkosten gegenüberzustellen (inkl. Kosten für Netzausbau, Netzverstärkung oder anderweitige Netzmassnahmen, Betriebskosten u. Kapitalkosten). Die resultierende Differenz sind die durch die vertragliche Abregelung vermiedenen Netzkosten. Zum Vergleich mit den Ertragsverlusten sind sie durch die in der Simulation verwendete Anzahl Jahre zu teilen und pro Kilowatt Peak (kWp) an zugebauter PV-Leistung in Fr./kWp/Jahr anzugeben. Die pauschale Abgeltung für die erzeugungsbedingten Netzverstärkungen im Verteilnetz ist nicht in die Berechnung einzubeziehen.

4.4.3 Berechnung Ertragsverluste

Die Ertragsverluste sind grundsätzlich individuell nach folgender Formel zu berechnen:

*Vergütung in Fr./kWp/Jahr = (reduzierte Produktion in kWh/kWp/Jahr – garantierte Abregelung in kWh/kWp/Jahr) * Vergütungssatz in Fr./kWh * (1 – Eigenverbrauchsanteil)*

4.4.3.1 Definition der Parameter

Reduzierte Produktion

Die reduzierte Produktion entspricht der infolge der Abregelung nicht eingespeisten Energiemenge in kWh/kWp/Jahr ohne Berücksichtigung des Eigenverbrauchs (vgl. Art. 16 Abs. 1 EnG). Sie hängt insbesondere vom Grad der Abregelung sowie vom Produktionsprofil der Anlage (Ausrichtung und Neigung) ab.

Vergütungssatz

Der relevante Vergütungssatz stellt die aktuelle und künftige Ertragsmöglichkeit des Produzenten dar. Besteht beispielsweise ein längerfristiger Abnahmevertrag mit einem Dritten, orientiert sich der Vergütungssatz an dem dabei vereinbarten Preis. Vergütet der VNB die Elektrizität im Rahmen der Abnahme- und Vergütungspflicht nach Artikel 15 EnG, bestimmt sich der Ertragsverlust bei Abnahme mit Herkunftsnachweisen (HKN) nach der ausgerichteten Vergütung. Erfolgt die Abnahme ohne HKN, ist auf den Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung oder auf die Minimalvergütung (vgl. Art. 15 Abs. 1bis revEnG; BBl 2025 2895) zuzüglich des Werts der HKN abzustellen.

Garantierte Abregelung

Vergütet werden ausschliesslich Ertragsverluste, welche die garantierte Abregelung von drei Prozent der jährlichen Produktion der Anlage (Art. 19*c* Abs. 4 StromVV) übersteigen.

Abzug Eigenverbrauchsanteil

Die meisten PV-Anlagen produzieren auch für den Eigenverbrauch.[19] Da die abgeregelte Energie insbesondere bei PV-Anlagen mit Speichern teilweise für den Eigenverbrauch genutzt oder zwischengespeichert werden kann, ist ein Abzug für den zu erwartenden Eigenverbrauchsanteil vorzunehmen. Selbst bei Anlagen, bei denen der Netzbetreiber sowohl die Produktion als auch die Einspeisung der Überschussproduktion misst (vgl. Art. 11 Abs. 1 Bst. a EnV), ist jedoch schwer zu ermitteln, wie viel Energie wegen der Abregelung nicht eingespeist werden kann und welcher Teil davon verbraucht oder gespeichert werden kann.[20] Dies, zumal der Abschluss von Abregelungsverträgen für die VNB namentlich beim Netzanschluss der Anlage in Frage kommt und dann noch keine Messwerte vorliegen. Als Anreiz, selbst Energie zu produzieren, kommt dem Eigenverbrauch im Rahmen der Energiestrategie 2050 zudem eine wichtige Bedeutung zu. Er soll einen Treiber für den Ausbau und die Dezentralisierung der Stromversorgung darstellen.[21] Aufgrund der Schwierigkeiten bei der Ermittlung und um Investitionen in Eigenverbrauch nicht zu pönalisieren,[22] ist daher ein moderater Abzug vorzusehen. Bei Anlagen ohne Eigenverbrauch ist kein Abzug vorzunehmen.

4.4.3.2 Vereinfachte Berechnung für Anlagen bis 30 kW auf Netzebene 7

Für Anlagen bis 30 kW auf Netzebene 7 kann die nachfolgende vereinfachte Formel angewendet werden. Die ElCom verwendet dafür standardisierte Werte für die reduzierte Produktion sowie für den Vergütungssatz, die sich aus typischen PV-Produktionsprofilen sowie aus den erwarteten Marktwerten für Energie und HKN während der von Abregelungen fast ausschliesslich betroffenen Sommerquartalen Q2 und Q3 ergeben.

Reduzierte Produktion: diese wird pro Abregelungsgrad anhand der Spalte «Produktionsverlust» in der Tabelle unten bestimmt. Es wird von einer Südanlage mit einem Neigungswinkel von 20° ausgegangen, da bei Südanlagen die Leistungsspitzen und damit die netzdienlichen Auswirkungen der Abregelung am höchsten sind. Zudem wird für die Berechnung pro kW eine PV-Produktivität von 1000 kWh/kW/Jahr angenommen (Durchschnitt einer Anlage im Mittelland).

Vergütungssatz: Minimalvergütung + HKN-Vergütung = 0.06 Fr./kWh + 0.005 Fr./kWh = 0.065 Fr./kWh.

Herleitung: Weil die Marktpreise für ein PV-Einspeiseprofil in den Quartalen Q2 und Q3 aufgrund des erhöhten Angebots tendenziell tief liegen, wird die Minimalvergütung von 6 Rp./kWh als Referenz verwendet (Art. 12 Abs 1bis EnV[23]). Ab dem Lieferjahr 2027 gilt die quartalsscharfe

[19] Vgl. Monitoring Energiestrategie 2050 − Monitoring-Bericht 2025 (korrigierte ausführliche Fassung vom März 2026) S. 27, wonach Ende 2024 rund 91 Prozent aller PV-Anlagen im Eigenverbrauch betrieben wurden (27 Prozent mehr als im Vorjahr).

[20] So bedeutet ein hoher Eigenverbrauchsgrad nicht zwingend, dass auch ein hoher Anteil der abgeregelten Energie genutzt werden kann. Im Beispiel gemäss Fussnote 12 zu einer Ost-West-Anlage, die rund 88 Prozent ihrer Energie in den unteren 50 Prozent der Leistung erzeugt, ist es möglich, dass bei einer fixen Abregelung auf 50 Prozent der Leistung ein sehr geringer Anteil der abgeregelten Energie für Eigenverbrauch genutzt werden kann.

[21] Monitoring Energiestrategie 2050 − Monitoring-Bericht 2025 (korrigierte ausführliche Fassung vom März 2026) S. 26.

[22] Dies würde im Widerspruch zu den Zielen der Energiestrategie stehen (siehe Art. 1 Abs. 2 Bst. a u. b. EnG, wonach das EnG unter anderem eine wirtschaftliche Bereitstellung und Verteilung der Energie sowie eine sparsame und effiziente Energienutzung zum Zweck hat).

[23] Ab 1. Januar 2027 Art. 12*a* EnV.

Stromkennzeichnung. Für den Stromverbrauch im Sommer dürfen nur noch HKN aus der Sommerproduktion verwendet werden (Anhang 1 Ziff. 2.1 u. 2.3 HKSV[24]). Auch hinsichtlich der Bewertung der HKN ist daher der Marktwert in den entsprechenden Quartalen zu berücksichtigen – wiederum ist während den Sommerquartalen ein Überangebot von HKN wahrscheinlich. Aus aktueller Sicht dürfte deren Wert deshalb stark sinken und es sind maximal 0.5 Rp./kWh anrechenbar.

Pauschaler Abzug Eigenverbrauch: Die meisten PV-Anlagen sind kleine Anlagen unter 30 kWp[25] und es ist davon auszugehen, dass dies auch in Zukunft so bleiben wird.[26] Für Anlagen unter 30 kWp ist keine Produktionsmessung vorgeschrieben,[27] weshalb der VNB in der Regel nur die in das Netz eingespeiste Überschussproduktion misst.[28] Folglich ist es noch schwieriger als bei Anlagen über 30 kWp, den Anteil der abgeregelten Energie zu prüfen, der für Eigenverbrauch genutzt werden kann.

Der durchschnittliche Eigenverbrauchsgrad bei PV-Anlagen lag im Jahr 2024 schätzungsweise bei rund 45 Prozent. Gleichzeitig hat der Anteil von PV-Anlagen mit Batteriespeichern in den letzten Jahren deutlich zugenommen; im Jahr 2024 wurde bereits annähernd jede zweite neue PV-Anlage in der Schweiz mit einem Batteriespeicher installiert.[29] Unter Berücksichtigung dieser Entwicklung wird in der Tabelle unten ein moderater Abzug von pauschal 20 Prozent von den Einspeiseverlusten vorgenommen.

Die ElCom wird die erwähnten Werte (Minimalvergütung, HKN und pauschaler Abzug für Eigenverbrauchsanteil) für das vereinfachte Verfahren künftig prüfen und gegebenenfalls anpassen.

Setzt man diese Werte in die Formel ein, entsteht folgende pauschale jährliche Vergütung:

Grad fixe Abregelung (auf % der Modulleistung)	Jährlicher Produktionsverlust[30]	Abzug garantierte Abregelung	Pauschale *jährliche* Vergütung (gerundet auf eine Stelle nach dem Komma)	Beispiel: Vergütung für eine 15 kWp-Anlage über 25 Jahre mit Diskontierungssatz von 1.75%[31]
70%	<3%	3%	0 Fr./kWp	0 Fr.
60%	10%	3%	3.6 Fr./kWp[32]	1'086 Fr.
50%	17%	3%	7.3 Fr./kWp[33]	2'202 Fr.
40%	27%	3%	12.5 Fr./kWp[34]	3'770 Fr.

Die Werte in dieser Tabelle gelten nicht für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW, da für diese die Berechnung individuell zu erfolgen hat.

[24] Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung vom 1. November 2017 (HKSV; SR 730.010.1; Stand am 1. Januar 2027); Bundesamt für Energie BFE, Leitfaden Stromkennzeichnung, Bericht vom März 2026, S. 13 f.

[25] 2024 rund 44'000 von rund 56'000 neu angeschlossenen PV-Anlagen (Jahresbericht 2024 für die Statistik Sonnenergie S.8).

[26] Siehe z.B. das mittlere Zubauszenario von Swissolar im Solarmonitor 2025 S. 11 Abbildung 5.

[27] Siehe Art. 2 Abs. 2 Bst. c i.V.m. Art. 2 Abs. 1 EnV, wonach Produzenten deren Anlagen über eine wechselstromseitige Nennleistung von höchstens 30 kVA verfügen, von der Pflicht ausgenommen sind, die Produktionsanlage zu registrieren und die produzierte Elektrizität mittels Herkunftsnachweis bei der Vollzugsstelle zu erfassen lassen; siehe auch NRE − CH 2025 Kap. 1.2(6).

[28] Vgl. Art. 11 Abs. 1 Bst. a EnV.

[29] Swissolar, Batteriespeicherbericht mit Photovoltaik 2025 S. 3; Solarmonitor Schweiz 2025 S. 14.

[30] Berner Fachhochschule, Christof Bucher, Anreize zum systemdienlichen Netzanschluss von Photovoltaikanlagen, publ. am 12. Juni 2025.

[31] Siehe unten Kap. 5.2 u. Fn. 34. Die Diskontierung erfolgt mit dem Rentenbarwertfaktor und wird folgendermassen berechnet: (1 - (1+r)^- n) / r. Dabei ist r der Zinssatz (1.75%) und n die Anzahl Jahre (25). Bei einer fixen Abregelung auf 60 Prozent sieht die Rechnung z.B. so aus: Vergütung = (1-(1+0.0175)^-25) /0.0175 = 20.1087819 * 15 * 3.6 = 1'085.8742226.

[32] 1000 kWh/kWp/Jahr * (0.10-0.03) * 0.065 Fr./kWh * (1-0.2)) = 3.64 Fr./kWp/Jahr.

[33] 1000 kWh/kWp/Jahr * (0.17-0.03) * 0.065 Fr./kWh * (1-0.2)) = 7.28 Fr./kWp/Jahr.

[34] 1000 kWh/kWp/Jahr * (0.27-0.03) * 0.065 Fr./kWh * (1-0.2)) = 12.48 Fr./kWp/Jahr.

4.4.3.3 Einreichen der Berechnung bei der ElCom

Für sämtliche Anlagen gilt: Wird die pauschale jährliche Vergütung gemäss obiger Tabelle (unter Titel 4.4.3.2) überschritten, haben die VNB gegenüber der ElCom die Berechnung transparent auszuweisen und zu begründen. Unabhängig von einer Überschreitung kann die ElCom jederzeit die Berechnungsgrundlagen einverlangen und prüfen.

5 Umsetzung fixe netzdienliche vertragliche Abregelung

5.1 Vertragsdauer

Damit der Netzbetreiber die Abregelung bei der Netzplanung berücksichtigen kann und auch der Produzent für eine gewisse Zeitdauer Rechtssicherheit hat, sind die Verträge für eine Zeitdauer von 5-10 Jahren (nicht kürzer oder länger) abzuschliessen, ohne dass die Verträge (insbes. die Vergütung) während der Laufzeit angepasst werden können (vorbehältlich wesentlicher Änderungen, die einer Anpassung des Anschlussvertrags bedürfen, z.B. Erweiterung/Demontage Anlage, Anschluss Speicher).

Die Vergütung für neue Vertragsschlüsse ist hingegen jährlich zu prüfen und bei Änderungen der Berechnungsparameter anzupassen und zu veröffentlichen (Art. 19*b* Abs. 2 StromVV).

Ausnahme: Für Anlagen bis 30 kW, die nach der vereinfachten Berechnung vergütet werden, erscheint es aus Effizienzgründen sinnvoll, einen Vertrag für die gesamte zu erwartende Lebensdauer der Anlage (25 Jahre bei Neuanlagen, noch ausstehende Lebensdauer bei Bestandsanlagen) abzuschliessen. Die Simulation zur Ermittlung der vermiedenen Netzkosten ist dann auch für 25 Jahre vorzunehmen.

5.2 Auszahlungsmodelle

Ein Modell besteht darin, dass die Vergütung für die Abregelung durch eine Zahlung pro kWp Modulleistung (jährlich oder einmalig für die gesamte Lebensdauer) geleistet wird. Dadurch ist die Entflechtung von Energie- und Netzkosten gewährleistet und mit einer Vermischung einhergehende Anreizverzerrungen werden vermieden. Bei der einmaligen Zahlung für die Flexibilitätsnutzung über mehrere Jahre begibt sich der Netzbetreiber in Vorleistung. Daher sind die Ertragsverluste nach dem jährlich vom BFE festgelegten Fremdkapitalkostensatz zu diskontieren.[35] Bei jährlicher Zahlung ist keine Diskontierung vorzunehmen. Bei Verträgen mit einer Laufzeit von 25 Jahre ist die Flexibilitätsvergütung als einmalige Zahlung für die gesamte Vertragsdauer auszubezahlen (inkl. Diskontierung).

Ein weiteres Modell besteht darin, dass der Netzbetreiber eine Abregelung vergütet, indem er für eingespeiste Elektrizität einen höheren Vergütungssatz bezahlt als die Rückliefervergütung, welche Produzenten erhalten, die das Angebot nicht nutzen. Aufgrund der Unsicherheiten über die tatsächlichen Einspeisemengen besteht mit einer Vergütung pro eingespeister kWh jedoch eine inhärente Unsicherheit über die effektive Höhe der Flexibilitätsvergütung. Diese systematische Vermischung von Netz und Energie ist auch vor dem Hintergrund der Vorgaben zur Entflechtung (Art. 10 StromVG) heikel. Daher bestehen bei einem solchen Modell höhere Transparenzanforderungen hinsichtlich der verwendeten Berechnungsgrundlagen. Diese sind der ElCom nicht nur auf Anfrage vorzulegen, sondern müssen mit den Vergütungsansätzen veröffentlicht werden. Dabei ist insbesondere darzustellen, dass die maximal anrechenbare Vergütung nicht überschritten wird. Das Modell weist darüber hinaus kritische Anreizverzerrungen bei der Einspeisung aus. Aufgrund der zusätzlichen Vergütung pro Kilowattstunde bestehen nämlich auch bei negativen Marktpreisen weiterhin Einspeiseanreize bzw. werden durch den höheren Vergütungssatz noch verstärkt. Deshalb gilt die Empfehlung der ElCom, Abnahme- und Vergütungsregelungen zu vereinbaren, die positive Vergütungen bei negativen Marktpreisen ausschliessen (siehe Exkurs in Kap. 2), bei diesem Modell im Besonderen. Aus den dargelegten Gründen empfiehlt die ElCom ausserdem, das Modell nicht anzuwenden.

[35] Siehe für den Wert und die Rechtsgrundlagen die Erläuterungen des BFE zur Berechnung vom 12. Februar 2026.

Anhang: Berechnungsbeispiel vermiedene Netzkosten

1. Eine Netzsimulation wird mit folgenden Parametern durchgeführt:

- Ziele Produktionszubau für erneuerbare Energie (vorwiegend PV) und PV-Potential gemäss sonnendach.ch
- Garantierte Abregelung
- Abschlag von 30% der installierten Leistung bei PV-Zubau (hier zur Illustration verwendet, in der Praxis ist mindestens ein Abgleich mit den Messdaten vorzunehmen, vgl. Kap. 2)

2. Ergebnis Netzsimulation: ca. 30 % von 1000 Trafokreisen benötigen bis 2050 Massnahmen (insbes. Netzverstärkung und -ausbau).

3. Die Massnahmen in den 30% der Trafokreise würden ca. Fr. 80 Mio. pro Jahr kosten.

4. Durch vertragliche Abregelung auf 50% der Modulleistung könnten Massnahmen reduziert und Kosten von Fr. 45 Mio. jährlich vermieden werden.

> Mit einem Produktionszubau-Ziel für 2050 von 4790 MW in diesem Netzgebiet ergeben sich vermiedene Netzkosten von 9.4 Fr./kWp/Jahr
>
> > Jährlich vermiedene Netzkosten * Anzahl Jahre bis zum simulierten Jahr (hier 2050 mit einer Rechnung in 2026) / PV-Zubau-Ziele / Lebensdauer PV-Anlage = 45 Mio. * 25 / 4’790 / 25 = 9400 Fr./MWp = 9.4 Fr./kWp/Jahr

5. Fazit: In den 30% der Trafokreise, wo bis 2050 Massnahmen nötig wären, ist bei vertraglicher Abregelung auf 50% der Modulleistung eine Vergütung von maximal 7.5 Fr./kWp anrechenbar (9.4 Fr./kWp*80%). Bei PV-Anlagen in den übrigen Trafokreisen ist keine Vergütung anrechenbar.

Die 7.5 Fr./kWp dienen lediglich als Illustration für die Berechnungsmethode. Für die Abregelung auf 60% oder 40% wäre die Berechnung der vermiedenen Netzkosten anzupassen und neu durchzuführen.