

Vorlage an den Landrat

Beantwortung der Interpellation [2024/718](#) von Hannes Hänggi: «Ist das Stromnetz fit für die Energiewende?»

2024/718

vom 18. März 2025

1. Text der Interpellation

Am 28. November 2024 reichte Hannes Hänggi die Interpellation 2024/718 «Ist das Stromnetz fit für die Energiewende?» ein. Sie hat folgenden Wortlaut:

Gemäss den Abstimmungsergebnissen der letzten Jahre wünscht das Baselbieter Stimmvolk die Energiewende; bis ins Jahr 2050 soll das Baselbiet «Netto-Null» erreichen. Nebst den Fördermassnahmen im Baselbieter Energiepaket bedingt dies auch einen Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere von Photovoltaik-Anlagen. Wie in der aktuellsten [Baselbieter Energiestatistik](#) für das Jahr 2022 dargelegt ist, werden jährlich rund 2000 neue PV-Anlagen im Kanton installiert, mit Tendenz weiter nach oben. Die Gesamtleistung aller PV-Anlagen im Baselbiet lag 2022 bei rund 125 Megawatt Peak. Im Vergleich zu 2020 bedeutet dies eine Zunahme von 47%.

PV-Anlagen erreichen ihre Spitzenlast um den Mittag herum, wenn die Sonneneinstrahlung am intensivsten ist. Entsprechend viel Energie muss vom Stromnetz aufgenommen werden können, entsprechend häufiger stossen die Netze aufgrund ihres Ausbaustandes an ihre Kapazitätsgrenzen. Das bedeutet auch, dass neue PV-Anlagen unter Umständen nicht ans Netz angeschlossen werden können, weil das Netz zuerst ausgebaut werden muss. So ist in Schönenbuch ein Fall dokumentiert, wo eine neu errichtete PV-Anlage nicht ins Netz einspeisen darf, weil der Netzbetreiber Primeo zuerst eine Transformatorenstation anpassen muss. Es ist davon auszugehen, dass vergleichbare Fälle bei immer mehr PV-Anlagen auch vermehrt vorkommen werden.

Der Regierungsrat wird gebeten, folgende Fragen zu beantworten:

1. Welchen Zuwachs bei den PV-Anlagen erwartet der Kanton in den nächsten 10 Jahren?
2. Um die Energiewende zu realisieren und bis 2050 «Netto-Null» erreichen zu können, müssen die Stromnetze um- und ausgebaut werden. Verkraftet aber das bestehende Stromnetz den in Frage 1 prognostizierten Zubau an PV-Anlagen? Wo bestehen Engpässe?
3. Bis wann sollen die Stromnetze ausgebaut werden und wer ist für den Ausbau zuständig?
4. Wie hoch ist der Investitionsbedarf für die Anpassung der Stromnetze und wer trägt die Kosten?
5. Gibt es Fälle, bei denen sich auch Private oder Firmen an den Netzausbaukosten beteiligen mussten?

6. Ist es denkbar, dass sich die Errichter/-innen von PV-Anlagen künftig vermehrt an Netzausbaukosten beteiligen müssen?
7. Wäre es sinnvoll, dezentrale, grössere Batteriespeicher für mehrere PV-Anlagen z.B. in einem Quartier zu errichten? Was wären die Vor- und Nachteile solcher Batteriespeicher?

2. Einleitende Bemerkungen

Der Ausbau von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) schreitet auf nationaler wie auch auf kantonaler Ebene zügig voran. Gemäss der vom Bundesamt für Energie (BFE) veröffentlichten «Statistik Sonnenenergie» stieg die insgesamt verkaufte PV-Leistung in der Schweiz von 2022 um 51 % auf 1'700 MW im 2023. Damit wurde das vierte Jahr in Folge ein schweizweites Marktwachstum von über 40 % erzielt. Photovoltaik hat per Ende 2023 rund 8 % des jährlichen Strombedarfs abgedeckt¹.

Mit dem vom Schweizer Stimmvolk angenommenen Stromgesetz hat sich die Schweiz ehrgeizige Ausbauziele gesetzt. Bis 2035 sollen erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft) mindestens 35 TWh und bis 2050 mindestens 45 TWh Strom pro Jahr liefern. Swissolar erwartet, dass Photovoltaik rund 80 % an den erforderlichen Zubau beisteuern wird². Um die Ziele für 2035 zu erreichen, müsste der schweizweite jährliche PV-Zubau von 1'700 MW im 2023 auf durchschnittlich 2'000 MW angehoben werden (Privatdächer, Industrie, Lärmschutzwände, Freiflächen-PV usw.).

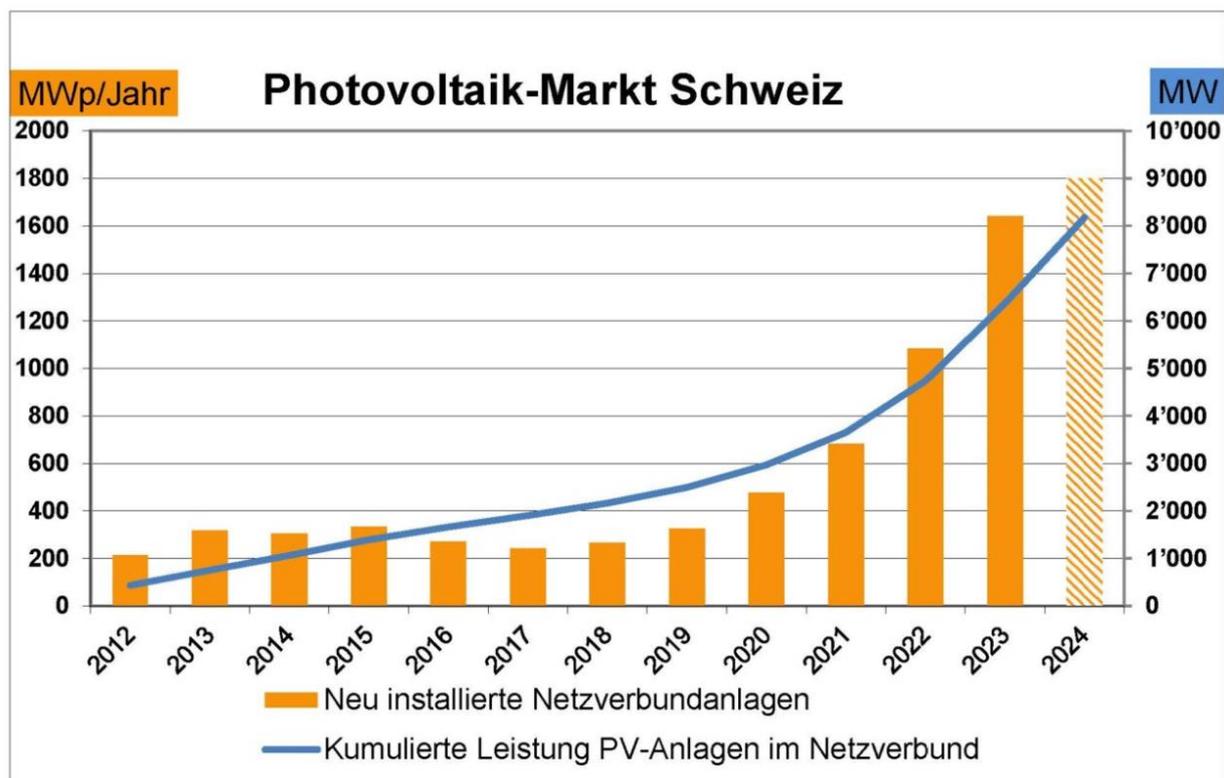


Abbildung 1: Analyse des Photovoltaik-Marktes von swissolar [Quelle: www.swissolar.ch, Stand 17.02.2025]

Der Bund hat den Netzausbaubedarf 2020–2050 (Ersatz, Ausbau, Kapazitätserweiterung) für die verschiedenen Szenarien der Energieperspektiven 2050+ untersucht³. Die realen Investitionen variieren zwischen dem Szenario «weiter wie bisher» von 45 Mrd. Franken bis 82 Mrd. Franken.

¹ [Statistik Sonnenenergie, BFE](#)

² [solarmonitor_schweiz_2024_de.pdf](#)

³ [BFE-Verteilnetzstudie Schlussbericht](#)

Beim Szenario «Zero Basis» betragen die realen Investitionen 75 Mrd. Franken. Dies bedeutet, dass zur Erreichung des Netto-Null-Ziels (Szenario «Zero Basis») gegenüber dem Szenario «weiter wie bisher» ein zusätzlicher Investitionsbedarf von 30 Mrd. Franken anfällt. Mit dem Stromgesetz wurden erste Massnahmen umgesetzt, um den erforderlichen Stromnetzausbau bis 2050 zu dämpfen.

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE hat die Kostenfolge durch Netzverstärkungen und Ausbauten in der Studie «[Energiezukunft 2050](#)»⁴ ebenfalls abgeschätzt. Die Studie umfasst eine Variante, in welcher auf den Netzebenen 7 und 5 (NE7 und NE5) bis 2050 alle Freileitungen und bei Netzebene 3 (NE3) und Netzebene 1 (NE1) 33 % bzw. 5 % durch Erdverkabelungen ersetzt sind. Erdverkabelungen sind in aller Regel signifikant teurer als Freileitungen. Wesentliche Erkenntnisse:

- Der Netzkostenanstieg kann mit verschiedenen Massnahmen nennenswert gedämpft werden, aus Sicht des VSE im Wesentlichen mit folgenden Massnahmen:
 - Ausrichtung der PV-Anlagen für zusätzliche Winterstromproduktion
 - Optimierung des Eigenverbrauchs durch Speicherung von überschüssiger Energie in Heimbatterien, Vehicle-to-Home/Vehicle-to-Grid und/oder Grossbatterien
 - Dynamische Tarifierung und Demand-Side-Management (DSM)
 - Intelligente Netzsteuerung und technische Massnahmen zur Spannungshaltung (Q(U)-Regelung, regelbare Ortsnetztransformatoren rONT)
- Die gesamten Endverbraucher-Ausgaben für Energie betragen im 2023 rund 36 Mrd. CHF⁵. Der VSE zeigt in seiner Studie auf, dass die Gesamtenergiesystemkosten mit der Elektrifizierung abnehmen, trotz höherer Kosten für das Stromnetz. Mit dem neuen Stromgesetz, wird das sog. NOVA-Prinzip erweitert (**Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau**). Ab 01.01.2026 haben die Netzbetreiber ausserdem eine Pflicht, die im System vorhandene Flexibilität zu nutzen (Art. 17c Stromversorgungsgesetz (StromVG)).

Verschiedene Stromversorgungsunternehmen haben bereits freiwillig Massnahmen zur Flexibilitätsnutzung eingeführt, so z. B. Primeo Energie mit dem Wahltarif «Primeo NetzAktiv». Mit diesem Wahltarif profitieren Stromkundinnen und Stromkunden, wenn Sie Ihren Strombezug in Zeiten verschieben, in denen entweder viel Strom produziert wird oder das Netz nur wenig beansprucht ist (sog. «Demand-Side-Management»). Mit dem Primeo Energie «Wahltarif für die Rücklieferung von Strom aus Photovoltaikanlagen» wurde zudem ein Anreiz für Hauseigentümerschaften geschaffen, ihre PV-Anlage so auszurichten, dass die Produktionsspitzen nicht über Mittag sind (z. B. PV-Fassaden).

3. Beantwortung der Fragen

1. Welchen Zuwachs bei den PV-Anlagen erwartet der Kanton in den nächsten 10 Jahren?

Die PV-Produktion hat sowohl hinsichtlich der installierten Leistung als auch hinsichtlich der Anzahl Anlagen in den letzten Jahren exponentiell zugenommen, schweizweit und im Kanton Basel-Landschaft. Im Kanton Basel-Landschaft hat die PV-Produktion von 117,3 GWh im 2022 um rund 80 GWh auf 199,45 GWh im 2024 zugenommen (vgl. Tabelle 1).

⁴ [Energiezukunft 2050](#), Startseite

⁵ Fig. 13 [Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2023](#)

	2016	2018	2020	2022	2024
PV-Produktion (in GWh)	50,5	58,5	73,2	117,3	199,45
Anzahl Anlagen	2 853	3 746	4 701	6 770	10 412
Installierte Leistung (in MWp)	53,1	66,3	84,7	124,7	210

Tabelle 1: PV-Produktion (in GWh), Anzahl PV-Anlagen und installierte Leistung (in MWp) Netzgebiet des Kantons Basel-Landschaft. Quellen: Angaben für 2016–2022 gemäss Energiestatistik, Amt für Daten und Statistik BL; Angaben für 2024 von BFE, EBL, Primeo Energie AG.

Der PV-Zubau in den nächsten 10 Jahren ist von verschiedenen Faktoren abhängig, wie z. B. die Entwicklung der Kosten für die Paneele und die Installation bzw. von der erwarteten Wirtschaftlichkeit, welche wiederum von den Förderbeiträgen von Bundesseite, den Steuervorteilen, den beim Eigenverbrauch eingesparten Netznutzungstarifen und von Einspeisetarifen beeinflusst wird. Die Preise für PV-Module und Batterien sind unlängst stark gesunken, weil die chinesische Regierung die Industrie sehr stark unterstützt. Der Preisdruck hat zu einer Abnahme der Produktionskapazitäten in Europa und in der Schweiz geführt⁶.

Damit die nationalen und kantonalen Zubauziele erreicht werden können, sollte der PV-Zubau im Kanton in etwa auf dem Niveau von 2023 und 2024 gehalten oder nach Möglichkeit noch leicht erhöht werden (vgl. Tabelle 1).

2. *Um die Energiewende zu realisieren und bis 2050 «Netto-Null» erreichen zu können, müssen die Stromnetze um- und ausgebaut werden. Verkraftet aber das bestehende Stromnetz den in Frage 1 prognostizierten Zubau an PV-Anlagen? Wo bestehen Engpässe?*

Für die Ertüchtigung der Stromnetze sind die Netzbetreiber verantwortlich (vgl. auch Antwort auf die Frage 3). Nur sie verfügen über jeweils aktuelle Informationen zur Netzauslastung und zu allfälligen Netzengpässen. Es liegt in der Verantwortung der Stromnetzbetreiber, die Entwicklung in ihrem Gebiet zu verfolgen und rechtzeitig Massnahmen zu ergreifen.

Durch den raschen Zubau (vgl. Antwort auf die Frage 1) und die langwierigen Verfahren (vgl. Antwort auf die Frage 3) sind nach Aussage der zwei regionalen Stromnetzbetreiber, EBL und Primeo Energie örtlich und situativ Engpässe auf der untersten Netzebene (NE7) nicht ganz auszuschliessen. Solche treten am ehesten in Quartieren auf, in denen der Zubau von PV-Anlagen (sowie der Zubau Wärmepumpen und Ladestationen) am raschesten voranschreitet.

Die Netzbetreiber sind daran, unter Berücksichtigung der rechtlichen Rahmenbedingungen (NOVA-Prinzip/Flexibilität, vgl. einleitende Bemerkungen) die Leitungen sowohl im Niederspannungs- als auch im Mittelspannungsnetz zu verstärken und teilweise neu zu bauen, um solchen Engpässen entgegenzuwirken. EBL hat nach eigenen Angaben jährlich rund 50 bis 75 grössere Netzausbaumassnahmen, wobei rund die Hälfte durch den steigenden Leistungsbedarf motiviert sind. Hinzu kommen zahlreiche Verstärkungen von Anschlussleitungen und von Hausanschlüssen. Besonders herausfordernd sei dabei, Standorte für neue Trafostationen (NE 6) und Stromverteilkasten zu finden und zu sichern.

⁶ [Solarindustrie: China steht der Schweiz vor der Sonne - SWI swissinfo.ch](https://www.swissinfo.ch/ger/solarindustrie-china-steht-der-schweiz-vor-der-sonne)

Verzögerungen durch Planungs-, Liefer- und Standortprobleme können den Netzausbau zusätzlich erschweren. Werden Engpässe mit baulichen Massnahmen (Neubauten und Verstärkungen) behoben, so wird die Kapazität grossflächig erhöht und weitere Verbraucher / Produktionsanlagen können versorgt werden.

Wie einleitend ausgeführt, tragen flexible Tarife und Anreize, wie der Bonus für PV-Anlagen mit steilen Neigungswinkeln (> 75 %), die Befreiung von Batterien vom Netzentgelt respektive die Rückerstattungsmöglichkeit sowie die Option, die grösste Einspeisespitze abzuregulieren, dazu bei, Netzengpässen entgegenzuwirken. Langfristig bleibt es jedoch entscheidend, dass die nötigen baulichen Massnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität rechtzeitig erfolgen / erfolgen können.

Der Regierungsrat prüft, ob er die Netzbetreiber in dieser Thematik mit einem Leistungsauftrag nach § 29 des kantonalen Energiegesetzes unterstützen kann.

3. Bis wann sollen die Stromnetze ausgebaut werden und wer ist für den Ausbau zuständig?

Die Energieversorgung in der Schweiz ist primär Sache der Energiewirtschaft (Energiegesetz, Art. 6 Abs. 2). Für den Ausbau des Stromnetzes sind die Stromnetzbetreiber zuständig. Bund und Kantone haben eine subsidiäre Rolle: Sie setzen die Rahmenbedingungen, damit die Branche ihre Aufgabe optimal erfüllen kann⁷.

Das StromVG regelt die Grundsätze der Stromnetzplanung (Art. 9b). Das BFE liefert die dafür nötige Grundlage mittels Szenariorahmen (Art. 9a^{ter}). Dieser Szenariorahmen beschreibt, welche Szenarien punkto Zubau an PV, Wärmepumpen und Elektromobilität die Netzbetreiber bei ihren Mehrjahresplänen nach Art. 9d StromVG zu berücksichtigen haben. Jeder Netzbetreiber bestimmt sodann die Grundsätze, die bei der Netzplanung anzuwenden sind (Art. 9b Abs. 1). Wie einleitend erwähnt, muss dabei das NOVA-Prinzip (Art. 9b Abs. 2) und ab 01.01.2026 die Flexibilität genutzt werden, bevor das Netz ausgebaut werden darf. Der Stromnetzausbau verläuft im Idealfall Hand in Hand mit dem Zubau an PV-Anlagen und an Wärmepumpen respektive der Zunahme an Elektrofahrzeugen und Ladestationen.

Netzneubauten, Netzverstärkungen und der Bau von Transformatorenstationen erfolgen im Rahmen des Plangenehmigungsverfahrens (PGV) (Art. 16 ff Elektrizitätsgesetz (EleG)). Dieses Verfahren wird durch das Eidgenössische Starkstrominspektorat (ESTI) oder, bei Differenzen, durch das BFE durchgeführt. Dabei werden verschiedene Aspekte wie Bedarfsnachweis, Standortgebundenheit und Interessenabwägung geprüft.

Der Bundesrat möchte die Verfahren für den Stromnetzausbau beschleunigen. Er hat dazu eine Gesetzesrevision zur Beschleunigung des Aus- und Umbaus der Stromnetze (Revision des EleG) im 2024 in Vernehmlassung gebracht. Die Botschaft ist auf Frühling 2025 angekündigt. Zusätzlich wurde am 6. Dezember 2024 eine Vernehmlassung zur Änderung der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen gestartet, diese dauert bis zum 24. März 2025 an.

4. Wie hoch ist der Investitionsbedarf für die Anpassung der Stromnetze und wer trägt die Kosten?

Wie einleitend erwähnt, schätzt eine vom Bund in Auftrag gegebene Studie die zusätzlichen Investitionen, die für die Integration des Produktionszuwachses von erneuerbarer Energien und der weiteren Elektrifizierung der Mobilität und der Wärmebereitstellung gegenüber dem Szenario «weiter wie bisher» auf rund 30 Mrd. Franken. Auf den Kanton Basel-Landschaft herunter gerechnet,

⁷ [Stromversorgungssicherheit: Rollen und Verantwortlichkeiten in der Schweiz](#) [13.10.2021]

dürfte sich der zusätzliche Investitionsbedarf demnach zwischen rund 376 Mio. Franken (nach Fläche herunter gerechnet) und rund 1 Mrd. Franken (nach Bevölkerung herunter gerechnet)⁸ bewegen. Gleichzeitig sinken durch die Elektrifizierung die Ausgaben für den Einkauf fossiler Energieträger. Der VSE anerkennt in seiner Studie, dass die Mehrkosten für die Elektrifizierung langfristig mit den Einsparungen an Importen von fossilen Energieträgern kompensiert werden (siehe einleitende Bemerkungen). Mit der Elektrifizierung des Verkehrs, der Raumwärme und der Industrie können die Effizienz signifikant erhöht und die Verluste reduziert werden⁹.

Das StromVG regelt die Grundsätze der Netzplanung (Art. 9b), Anforderungen an die Jahres- und Kostenrechnung (Art. 11) sowie die Überwälzung der Investitionskosten über das Netznutzungsentgelt (Art. 14 und Art. 15) an die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten. Das StromVG verteilt die Kosten im Grundsatz nach dem Verursacherprinzip, mit vereinzelt, politisch legitimierte Entlastungen oder Anreizen wie die Rückerstattung des Netzzuschlags für Unternehmungen mit hohem Strombedarf (Art. 39 Energiegesetz (EnG)) oder die Regelung für erzeugungsbedingte Verstärkungen im Verteilnetz und von Anschlussleitungen (Art. 15b StromVG).

5. *Gibt es Fälle, bei denen sich auch Private oder Firmen an den Netzausbaukosten beteiligen mussten?*

Ja, das Stromnetz wird grundsätzlich über die Netznutzungsentgelte finanziert, die von den Stromkonsumentinnen und -konsumenten mit ihrem Stromverbrauch getragen werden (Art. 14 StromVG). Jeder neue Anschluss oder jede Erhöhung der bezugsberechtigten Leistung führt in der Regel zu einer zusätzlichen Belastung im Stromnetz, was Investitionen in den Ausbau oder die Erweiterung des vorgelagerten Netzes erforderlich machen kann. Die Kosten für Neuanschlüsse oder Leistungssteigerungen werden nach dem Verursacherprinzip derjenigen Partei in Rechnung gestellt, die den Anschluss oder die Erhöhung beantragt. Der sogenannte **Netzkostenbeitrag (NKB)** orientiert sich an der beantragten (zusätzlichen) Leistung und ist unabhängig davon, ob für den konkreten Anschluss ein Ausbau notwendig ist. Dabei ist der Netzkostenbeitrag bei einem Anschluss an NE 5 günstiger als jener für einen Anschluss an die NE7.

Zusätzlich wird ein **Netzanschlussbeitrag (NAB)** fällig. Dieser deckt die Kosten für die Erstellung eines Netzanschlusses von der Versorgungsleitung bis zum Übergabepunkt (Hausanschlusskasten), welcher auf Seite des Netzbetreibers für den Stromanschluss entsteht. Für die Bauherrschaft/Eigentümerschaft können weitere Kosten wie Grabarbeiten oder Anpassungen bei Zählerkasten additiv dazu kommen.

Seit dem 01.01.2025 und mit in Kraft treten des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Stromgesetz) gilt inzwischen, dass bei Netzverstärkungen im Zusammenhang mit Produktionsanlagen die Kosten für die notwendige Netzverstärkung zu den anrechenbaren Netzkosten des Netzbetreibers gehören und somit über die Netznutzungsentgelte durch alle Stromkundinnen und -kunden getragen werden (Art. 15b Abs. 1). Zudem werden neu auch die Kosten für notwendige Verstärkungen von Anschlussleitungen (von der Parzellengrenze bis zum Netzanschlusspunkt) ebenfalls als Kosten des Übertragungsnetzes angerechnet, wenn diese durch Produktionsanlagen mit einer Anschlussleistung über 50 kW verursacht werden (Art. 15b Abs. 2).

6. *Ist es denkbar, dass sich die Errichter/-innen von PV-Anlagen künftig vermehrt an Netzausbaukosten beteiligen müssen?*

Das StromVG regelt, wie die Kosten für den Bau, Betrieb und Unterhalt des Stromnetzes auf die Stromkundinnen und -kunden überwälzt werden dürfen. Mit dem Stromgesetz hat das nationale Parlament den Anschlusskostenbeitrag reduziert, wenn dieser durch den Zubau einer PV-Anlage

⁸ [Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze, BFE](#)

⁹ [Produktion: Umstieg von Gas auf Strom: Industrie steigert Effizienz um bis zu 60 %](#)

erfolgt (vgl. Antwort auf Frage 5). Zudem bleibt der Eigenverbrauch von PV-Strom von Netznutzungsentgelten und kommunalen Abgaben befreit. Der Gesetzgeber hat den Stromnetzbetreibern ausserdem die Möglichkeit eingeräumt, einen höheren Anteil der Netzkosten über leistungsabhängige Tarifkomponenten zu überwälzen, weil die bezogene Leistung(sspitzen) die Dimensionierung des Netzes bestimmt.

Die Firma CKW hat per 01.01.2025 ein neues Tarifmodell eingeführt, mit dem sie diesen Spielraum nutzen und Leistungsspitzen verhindern möchten¹⁰. Die Stiftung für Konsumentenschutz hat dies in einer [Medienmitteilung](#) kritisiert.

Ob die Stromnetzbetreiber im Kanton Basel-Landschaft ebenfalls von dieser Möglichkeit Gebrauch machen, liegt in deren unternehmerischen Freiheit, solange sie die rechtlichen Anforderungen des StromVG einhalten.

7. *Wäre es sinnvoll, dezentrale, grössere Batteriespeicher für mehrere PV-Anlagen z.B. in einem Quartier zu errichten? Was wären die Vor- und Nachteile solcher Batteriespeicher?*

Batterien entlasten das Stromnetz nach Aussagen der Stromnetzbetreiber grundsätzlich nur dann, wenn sie zuverlässig «netzdienlich» betrieben werden (weitere Informationen dazu folgen in der Sammelvorlage zu drei Vorstössen zum Thema Energiespeicherung im Verlaufe von Q1/2025).

Laut Forum Energiespeicher Schweiz kann es für eine netzdienliche Anwendung von Vorteil sein, einen Batteriespeicher an einem neuralgischen Knoten des Netzes zu positionieren, zum Beispiel bei einer Trafostation die nahe der Lastgrenze betrieben wird (siehe hierzu [Fokusstudie «Batteriespeicher in Verteilnetzen»](#), Seite 39).

Solche sog. «Quartierspeicher» haben gegenüber einzelnen Hausbatteriespeichern verschiedene Vor- und Nachteile.

Vorteile von Quartierspeichern:

- Durch die Einbettung des Speichers am Netzknoten und durch Zusammenschlüsse (z. B. lokale Elektrizitätsgemeinschaften¹¹) kann der Eigenverbrauchsanteil von PV-Strom weiter erhöht werden.
- Die PV-Nutzung kann optimiert werden, z. B. durch Einspeisung bei höherer Vergütung.
- Verbrauchsspitzen können vermieden und Verbrauchsschwankungen zwischen verschiedenen Strombezügerinnen und Strombezüger innerhalb des Zusammenschlusses können ausgeglichen werden, wie etwa bei Ferienabwesenheiten.
- Tiefere Messkosten, da weniger Zähler nötig sind, bzw. die Mess- / Zählerkosten auf mehrere Parteien aufgeteilt werden können.
- Bessere Ökobilanz dank effizienterer Nutzung.
- Vereinfachte Erweiterbarkeit infolge modularer Bauweise.

Nachteile von Quartierspeichern:

- Gemeinschaftliche Lösung, die Einigung unter den Beteiligten und / oder einen professionellen Drittanbieter voraussetzt.
- Aufwand zur Klärung von Finanzierung, Regeltechnik und Abrechnung ist nicht zu vernachlässigen.
- Wirtschaftlichkeit hängt von Regeln im StromVG ab, deren Wirkung sich derzeit noch nicht abschliessend beurteilen lassen.

¹⁰ [Strompreise 2025 mit neuem Tarifmodell | CKW](#)

¹¹ Der Bundesrat wird demnächst die Rahmenbedingungen für den Aufbau von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften verabschieden (zweite Etappe Stromgesetz).

- Hausanschlussleitungen können oft gleichwohl nicht kleiner dimensioniert werden.

Die Wirtschaftlichkeit von Quartierspeichern hängt stark von den lokalen Gegebenheiten ab, also beispielsweise von der Dichte der PV-Anlagen, der Verbrauchsstruktur am betreffenden Netzknoten und den örtlich anfallenden Kosten für die Speicherinstallation.

Seit dem 01.01.2025 sind Speicher ohne Endverbraucher vom Netznutzungsentgelt befreit, was die Attraktivität von Quartier-Batteriespeichern erhöht. Ab dem 01.01.2026 können Speicher mit Endverbrauchern eine Rückerstattung der Netznutzungskosten für rückgespeiste Energie beantragen. Verteilnetzbetreiber müssen zudem Anreize wie zusätzliche Tarifmodelle schaffen, um vorhandene Flexibilität besser zu nutzen.

Liestal, 18. März 2025

Im Namen des Regierungsrats

Der Präsident:

Isaac Reber

Die Landschreiberin:

Elisabeth Heer Dietrich