

Integrierte Energiestrategie

Lösungen statt Luftschlösser

Dr. Rudolf Rechsteiner¹

Diese Studie beschäftigt sich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz mit Blick auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Es wird vorgeschlagen, die in der Umsetzung begriffene Schweizer Energiestrategie 2050 integriert über die gesamte Energienutzungskette weiterzuentwickeln. Der exponentielle Zubau von Speichern erhöht die Auslastung der Netze. Der Zubau von erneuerbaren Energien senkt Kosten. Integration setzt voraus, dass die Netze digitalisiert und die Netznutzungsgebühren zeitlich dynamisch nach Auslastung gestaltet werden. Die Zulassung neuer Atomkraftwerke wird aus Kostengründen ins Leere laufen. Grösstes Risiko ist das Abwürgen von Investitionen in Wind-, Photovoltaik und Wasserkraft.

Hohe Verfügbarkeit von Sonnenlicht und Wind sowie tiefe Kosten sprechen für mehr Tempo bei der Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele. Neue Speicher und dezentrale Versorgungseinheiten (ZEVs, LEGs) verbessern die Effizienz. Volatile Erzeugung lässt sich glätten, und dies zu sinkenden Kosten.

Die Potenziale der Erneuerbaren sind gross. Dank kurzen Bauzeiten lassen sich Verbrauchszunahmen problemlos decken. Voraussetzung dafür sind die dynamische Anpassung der Anreize und ausreichende Nutzflächen. Die Strompreise in der Schweiz werden im Ausland gemacht. Es gibt keine «Energiearmut» in der Regelzone Schweiz, aber politische Bestrebungen, die einer erfolgreichen Ausbaustrategie zuwiderlaufen, so z.B.:

- Senkung gesetzlicher Vergütungen,
- ausbleibende Nutzung öffentlicher Infrastrukturen,
- fehlende Nutzflächen,
- fehlende Sachpläne für Winterstrom,
- fehlende Sektorkopplung bei Überproduktion.

Unterlegt wird dies mit einseitig für Atomstrom votierende Kampagnen von Energiekonzernen (z.B. Axpo) wie «Solarstrom am teuersten», «Atomstrom wird nicht subventioniert». Offenbar fürchten sie um den Verlust ihrer Monopolstellung durch dezentrale Erneuerbare. Solche politische Einflussnahme und Bremsmanöver belasten aber die Versorgungssicherheit.

Der Preiswettbewerb im Strombinnenmarkt nimmt zu. Sinkende Marktwerte bremsen die Investitionen; sie führen aber

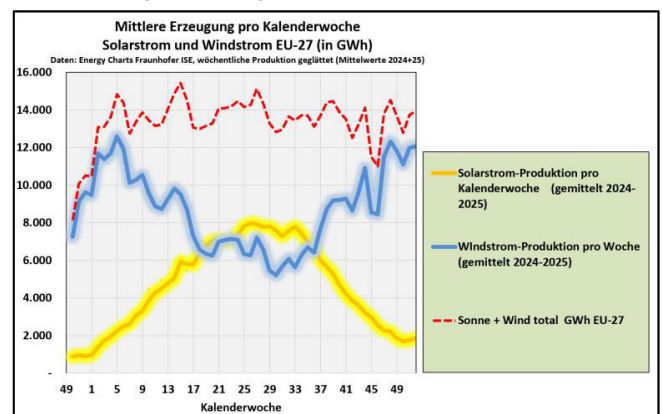
konsumseitig zu Entlastungen, von denen viele Verbraucher mit Marktzugang finanziell profitieren.

Aktuell herrscht eine Diskrepanz zwischen Produktions- und Nachfrageperioden. Diese wird sich erst zurückbilden, wenn der Zubau von Speichern die witterungsbedingte Überproduktion aufnimmt. Hier fehlt es an Entschlossenheit im Handeln, denn der Ausbau der Wasserkraft, eine neue Infrastruktur mit Wärmespeichern und der Ausbau der Elektromobilität könnten Teil der Lösung sein was Länder wie China, Finnland oder Norwegen unter Beweis stellen.

Die bilanzielle Unterdeckung der Stromerzeugung im Winterhalbjahr ruft nach einem Portfoliokonzept. Wind-, Wasserkraft und Winter-PV sind zu steigern, der Ausbau von Ladestationen, Strom- und Wärmespeichern hilft. Der Import von billiger Überproduktion erweitert die Optionen im Stromhandel und bei der Wiederbefüllung von Speicherwasser.

Europa kennt keine «Winterlücke»

Von 2015-2025 wuchs die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien um +8,6 Prozent pro Jahr (EU-27). Der kontinuierliche Ausbau erhöht auch die Überproduktion. Ein zyklisches Auf und Ab mit Strom-Überschüssen und Nullpreisen ist an der Tagesordnung, selbst im Winter.



Komplementäres Solar- und Windprofil (EU-27), keine strukturelle Winterlücke

Daten: Fraunhofer ISE, Energy Charts
Eine integrierte Bewirtschaftung dieser Energieströme senkt Risiken und kann den Strom-Aussenhandel stärken:

- Speicherkraftwerke im bi-direktionalen Betrieb ermöglichen die Verwertung von Überproduktion aus Norden.

¹ Der Autor ist seit 2010 Lehrbeauftragter für «Projektentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien» an der ETH Zürich. Er war 2010-2025 Verwaltungsrat des Netzbetreibers IWB (Industriellen Werke Basel) und zuvor Mitglied des Nationalrats und der UREK-N (1995-2010).

- Windenergie, Winter-PV und die winterstrom-optimierte Nutzung von Dächern und Fassaden stärken die Winterproduktion. Dazu bräuchte es einen «Sachplan Winterstrom», der auch die Versorgungsgebiete in die Pflicht nimmt. Kantone und Gemeinden sollten wählen können, ob sie auf Windkraft setzen oder zusätzliche PV-Kapazitäten mit steilem Neigungswinkel aufbauen.
- Das Bundesamt für Energie müsste dafür strategische Auktionen lancieren, die den Winterstrom besser entschädigen.
- Im Landverkehr setzen sich Batterien durch, ebenso im intra-day-Ausgleich, zusammen mit Pumpspeichern und Demand-Side-Management.
- Eine Modernisierung der Speicherkraftwerke erschliesst neue Ertragsquellen im Aussenhandel, zum Beispiel zur Absicherung von Dunkelflauten (Windstille ohne Sonnenschein).

Sachplan Winterstrom

Die Höhe des Importbedarfs im Winterhalbjahr ist nicht in Stein gemeisselt. Windenergie, Winter-PV-Anlagen oberhalb der Nebeldecke und PV-Fassaden können fossile und nukleare Abhängigkeiten durchbrechen. Dafür braucht es einen „Sachplan Winterstrom“, der die Kantone in die Pflicht nimmt.

Rechtsanspruch auf dynamische Tarife

Batterien, Speicher und Steuerungen sind billiger als neue Netzausbauten. Digitalisierung und dynamische Netzgebühren können Verteilnetze entlasten. Da viele Verteilnetzbetreiber zögern, wäre ein Rechtsanspruch auf standardisierte dynamische Tarife, deren Höhe sich zeitlich gestuft an der Netzauslastung orientiert, zu begrüssen.

Eine integrierte Energiestrategie muss vieles vereinen:

1. **Rückkehr zum politischen Konsens.** Die Absicht des Bundesrats, neue AKW wieder zulassen zu wollen, missachtet Volksentscheide von 2017, 2023 und 2024. Die energiepolitische Spitzkehre gefährdet die Energiestrategie 2050. Sie führt zu Stillstand, von dem nur die fossilen Energien profitieren würden.
2. **Finanzierung durch Netzzuschlag.** Die Digitalisierung der Netze, neue Speichertechniken und Sektorkopplung könnten mit Beiträgen aus dem Netzzuschlag unterstützt werden. Das ist verkraftbar, wenn die hohen Einspeisevergütungen älterer PV-Anlagen auslaufen und wenn die Zahl der Stunden mit sehr tiefen Strompreisen weiter ansteigt.
3. **Zusammenarbeit Bund, Kantone, Gemeinden.** Die Elektrifizierung mit Sektorkopplung inkl. Schärfung von Wasserkraft und Photovoltaik erfordert strategische Kohärenz. Alle Staatsebenen müssen am gleichen Strick ziehen.
4. **Vertragssicherheit und neue Netze.** Internationaler Stromhandel, Netznutzung und Marktzugang erfordern Rechtssicherheit mit Kontinuität.
5. **Saison-Kraftwerke neu mit Pumpbetrieb.** Die Flexibilität durch Pumpspeicherwerke wäre bis 2050 zu verdoppeln (+5 TWh/a). Auch Wärmespeicher mindern die Stromlast: Erdregister, Eisspeicher, Wasserspeicher und Sandbatterien (> 400 Grad Celsius), Nah- und Fernwärmenetze sind strategisch gleichwertig und wären entsprechend zu fördern.
6. **Versorgungssicherheit.** Windenergie, PV an Höhenlagen sowie Fassaden-PV benötigen einen «Sachplan Winterstrom» und entsprechende Auktionen.
7. **Dynamische Netztarife.** Die Höhe der Netzgebühren muss sich stärker an der Auslastung der Netze orientieren. Ein genereller Rechtsanspruch sollte den flexiblen Lasten sofort eingeräumt werden (Speicher, Ladestationen, Industrie) und später für alle Bezüge gelten.

Kernenergie: teuer, riskant, unflexibel

Der Versuch, an unflexibler Bandenergie aus Kernkraftwerken festzuhalten, hat keine ökonomische Basis.

Ein neues Atomkraftwerk Typ Flamanville (1,6 GW) kostet ca. 30 Milliarden Franken und würde selbst mit 18 Milliarden Franken Einmalvergütung keine schwarzen Zahlen schreiben. Nuklearer Sommerstrom ist heute schon periodisch unverkäuflich und die Chancen einer kostendeckenden Vermarktung sinken mit jedem neuen Solarpanel; jährliche Betriebsdefizite von 500 bis 900 Millionen Franken würden die Eigentümer, in der Schweiz die Axpo, oder den Bund belasten.

Der Kernenergie verliert ihre energiewirtschaftliche Funktion. Der Bedarf an Bandenergie ist weltweit rückläufig. Neue Atomkraftwerke würden einen ruinösen Verdrängungswettbewerb befeuern – ein Nullsummenspiel mit lauter Verlierern. Die Schweizer Laufwasserkraftwerke würden mangels Eigenverbrauch am stärksten leiden.

Es ist kein Zufall, dass Betreiber von Atomkraftwerken keine eigenen Geldmittel investieren wollen. Der europaweite Ausbau von PV, Wind, Wasserkraft, Batterien und Wärmespeichern ist günstiger und schafft Fakten im Markt.

Bidirektionaler Betrieb von Speicherkraftwerken

Die Energielandschaft verändert sich grundlegend. Der Nord-Süd-Ausbau der Übertragungsnetze lässt die «Kupferplatte Europa» näher rücken. Aus Norden sind auch im Winterhalbjahr Strom-Überschüsse zu tiefen oder negativen Preisen zu erwarten. Davon kann die Schweiz profitieren.

Leistungserhöhungen (Pumpen, Druckleitungen, Generatoren) bei Stauseen, die bisher einmal pro Jahr geleert wurden, können dank häufigen Hellbrisen (Sonnenschein und Wind gleichzeitig) mehrmals pro Jahr beschickt werden. Alleinstellungsmerkmal ist deren zeitliche Reichweite. Batteriespeicher liefern Strom während 2 bis 10 Stunden, Saisonspeicherseen während Tagen oder Wochen.

ETH-Studien zeigen, dass eine Verknüpfung der grössten Schweizer Speicherseen – Mauvoisin und Lac des Dix (Kanton Wallis) – 2 bis 5 Gigawatt zusätzliche Leistung ermöglichen würde, mit Mehrwert an den alpinen Standorten.

Spitzenkraftwerke im gepuffertem Umwälzbetrieb entlasten die Fliessgewässer. Die Sanierungen wegen «Schwall und Sunk» belasten den Strompreis aktuell mit 0,1 Rp./kWh (50 Mio. CHF/Jahr). Diese Kostenlast würde sinken, ebenso der Bedarf an Notkraftwerken (Gas) und damit die CO₂-Emissionen. Die Qualität der Fliessgewässer und der Hochwasserschutz würden verbessert.

Energiepolitik als Teil der Klimapolitik

Die Schweiz hat das Pariser Klima-Abkommen ratifiziert. Ziel ist nicht bloss CO₂-armer Strom, sondern die Dekarbonisierung von Wärme, Industrie und Mobilität:

Inhalt

1.	<i>Einleitung</i>	7
2.	<i>Dynamik dank erneuerbaren Energien</i>	8
3.	<i>Stromdrehzscheibe im Wachstumsmodus</i>	10
4.	<i>Verstärkung der Nord-Süd-Netze</i>	16
5.	<i>Erneuerbaren-Ausbau im offenen Strommarkt</i>	20
6.	<i>Gesetzlicher Ausbaupfad und realer Zubau</i>	21
7.	<i>Stand der erneuerbaren Stromerzeugung 2024</i>	23
8.	<i>Mittleres Erzeugungspotenzial, Stand 2024</i>	24
9.	<i>Versorgungssicherheit in saisonaler Perspektive</i>	25
10.	<i>Ausbaupfad 2025-2035</i>	28
11.	<i>Stand der Bedarfsdeckung 2030/35 bei Umsetzung gesetzlicher Ziele</i>	30
12.	<i>Gestehungskosten von PV-Anlagen nach Grösse und Standort</i>	34
13.	<i>Beurteilung der Mittelvergabe durch das BFE</i>	46
14.	<i>Mehr Winterstrom aus Photovoltaik</i>	47
15.	<i>Mehr Winterstrom aus Windenergie</i>	49
16.	<i>Bi-direktionale Saisonspeicher für die Aufnahme von Windstrom-Überschüssen</i>	50
17.	<i>(Nicht-)Option neues Kernkraftwerk</i>	55
18.	<i>Der Streit um Abregelung und um angemessene Stromerlöse</i>	58
19.	<i>Integration dank Speicher</i>	62
20.	<i>Verteilnetzbetreiber als Systembetreiber</i>	65
21.	<i>Schlussbetrachtungen</i>	66
22.	<i>Abkürzungen und Quellenangaben</i>	69

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1 Stromerzeugung aus Photovoltaik 2015-2025, Monatswerte (GWh) Quelle: Swiss Energy Charts..8	
Abbildung 2 Stromerzeugung, Landesverbrauch Schweiz 2015-2024 Daten BFE Gesamtenergiestatistik 2024..9	
Abbildung 3 und 4 Jahresverbräuche und Monatsverbräuche der Pumpspeicherwerke Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik	10
Abbildung 5 Speicherkapazität von dezentralen Batterien	10
Abbildung 6 und 7 Stromhandel saldiert 2023 und 2024 Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik	11
Abbildung 8 Interkonnektion europäischer Gebotszonen im Verhältnis zur mittleren Last []	11
Abbildung 9 und 10 Physikalische Importe und Exporte der Schweiz – Anteile der Länder	12
Abbildung 11 und 12 Leistungsverteilung des CH-Kraftwerksparks Woche 24 und Woche 2 Daten Swiss Energy Charts	12
Abbildung 13 Physikalische Einfuhren und Ausfuhren von Elektrizität seit 2000 (Monatswerte) Daten BFE Elektrizitätsbilanzen	13
Abbildung 14 Physikalische Einfuhren im Winterhalbjahr 2000 (Halbjahreswerte) Daten BFE Elektrizitätsbilanzen	14
Abbildung 15 Verdoppelung der EU-Stromerzeugung aus Wind und Sonne 2015-2025 Bild: Energy-Charts des Fraunhofer ISE	14
Abbildung 16 Geplante Inbetriebnahme neuer Hochspannungsnetze in Deutschland (Prognose 2022 links mit Ortsangaben, aktualisierte Fassung Sept. 2024 rechts) Quelle: Bundesnetzagentur https://www.netzausbau.de/prognose	16
Abbildung 17 Komplementäres Solar- und Windprofil (EU-27) Daten: Fraunhofer ISE, Energy Charts []	16
Abbildung 18 EU Stromerzeugung aus fossilen Energien Energy charts, Fraunhofer ISE	17
Abbildung 19 und 20 Zahl der Stunden mit Preisen < 0: Schweiz und Deutschland Avenir Suisse, Fraunhofer ISE	17
Abbildung 21 und 22 Merit Order: Einsatzreihenfolge bei wenig Strom aus Sonne und Wind (links, hoher Strompreis) und mit viel Strom aus Sonne und Wind (rechts, tiefer Strompreis) Grafik Agora Energiewende	18
Abbildung 23 Gesetzliche Anreize zur Absicherung von Investitionen in neue Kraftwerke Quelle: Energiegesetz, EnFV	20
Abbildung 24 Ausbauziele für neue erneuerbare Energien im Zeitverlauf 2007-2024	21
Abbildung 25 Zuwachs der erneuerbaren Energien 2010-2024 (ohne Wasserkraft) Daten BFE Gesamtenergiestatistik 2024	22
Abbildung 26 monatliche Stromerzeugung 2024 und Landesverbrauch Bundesamt für Energie: Elektrizitätsstatistik, Elektrizitätsbilanz	23
Abbildung 27 Erzeugungspotenzial 2024 Mittelwerte für Wasserkraft, Kernkraft (Ø 2015-24), neE Stand 2024 Eigene Grafik, Daten BFE (Energiebilanzen)	24
Abbildung 28 Aussenhandelsüberschüsse Winterhalbjahr und Kalenderjahr	25
Abbildung 29 PV-Potenziale und Ausschöpfungsgesamtheit in der Schweiz	26
Abbildung 30 Beispiel neuer SBB Bahnhof Liestal: kilometerlange Stützmauern, Lärmschutzwände, Perrons, aber keine PV-Anlagen Quelle: eigene Aufnahme Mai 2025	27
Abbildung 31 Ausbaupfad nach Technologie, (EnV Artikel 1a)	28
Abbildung 32 Entwicklung monatlich neu installierte PV-Leistung (Jan. 2018 bis April 2026) Eigene Grafik, Daten Pronovo, EIV-Cockpit	29
Abbildung 33 Strommix 2030 gemäss Ausbaupfad Bundesrat (2030) Hochrechnung auf Basis der Vernehmlassung des UVEK	30
Abbildung 34 Monatliches Erzeugungspotenzial Ausbaupfad 2035 gem. Bundesrat eigene Hochrechnung auf Basis Ausbaupfad BFE 2030 und Elektrizitätsstatistik	31

Abbildung 35 Versorgungsmatrix 2035 in Zahlen Daten eigene Hochrechnung, gesetzlicher Ausbaupfad +35 TWh erneuerbar, Strommix gem. Bundesrat (Fortschreibung Ausbaupfad 2030)	32
Abbildung 36 Vergleich 2024/2035: Monate März und Oktober (in GWh) Eigene Hochrechnung auf Basis Ausbaupfad 2030 und Elektrizitätsstatistik	32
Abbildung 37 Restbedarf, nicht aus erneuerbaren Energien gedeckt (Ø2015-24 und 2035) Daten eigene Berechnung, Hochrechnung BFE-Ausbaupfad 2030 bis 2035.....	33
Abbildung 38 Visualisierung Projekt «Jura-Höhe» auf 1000 m über Meer Bild zVg. gestellt von Netzbetreiber .34	
Abbildung 39 Investitionskosten CHF/kW: PV-Anlagen unterschiedlicher Leistung Daten BFE PBO-24, eigene Grafik	35
Abbildung 40 Pronovo-Einmalvergütung pro kW Daten Beitragshöhe: EnFV 2025	36
Abbildung 41 Einmalvergütung in Prozent der Investitionskosten (ohne Batterie) Daten eigene Berechnung, Basis EnFV 2025.....	37
Abbildung 42 Rechtliche Bestimmungen zur Tarifstruktur: 2025 und 2026 Quelle: StromVV.....	38
Abbildung 43 Gestehungskosten in CHF/kWh, Amortisation 35 Jahre Datenquellen: PBO-24, Projektdaten, EnFV, eigene Berechnungen.....	39
Abbildung 44 Entwicklung der Stundenzahl mit negativen Preisen: Beispiel Belgien Datenquelle: Julien Jomaux []	40
Abbildung 45 Zuschlagswerte, Höchst- und Tiefstgebote für die auktionierte Einmalvergütung (> 150 kW) Daten Pronovo Cockpit Auktionen []	41
Abbildung 46 Gestehungskosten in CHF/kWh, Amortisationsdauer 20 Jahre Daten: PBO-24, Projektdaten, EnFV, eigene Berechnungen.....	42
Abbildung 47 gleitende Marktprämie und Gestehungskosten Daten EnFV, Pronovo	43
Abbildung 48 Winter-Option gleitende Marktprämie: Sommervergütung sinkt von 9 auf 5 Rp/kWh), Wintervergütung steigt auf 20 Rp/kWh eigene Berechnung	44
Abbildung 49 Beitragsleistung und Winterstromanteil Daten EnFV, Preisbeobachtungsstudie, Projektdaten, eigene Berechnungen.....	44
Abbildung 50 Entwicklung der Anlagenleistung der PV-Neuinstallationen Daten: Pronovo EIV-Cockpit	46
Abbildung 51 Agri-PV in Merzig-Wellingen (Deutschland) Quelle: Huasun []	47
Abbildung 52 Gestehungskosten Ganzjahresbetrieb Daten Lazard LCOE levelized cost of energy (2025) [] ...	48
Abbildung 53 Pumpspeicherkraftwerke und Umwälzwerke > 10 MW Quelle Bundesamt für Energie	51
Abbildung 54 Übersicht Pumpspeicher Quelle: Werksangaben.....	51
Abbildung 55 Projektliste Pumpspeicher-Möglichkeiten in der Schweiz Quelle: Mitteilung Nr. 46 des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft Bern (Dezember 1971) []	52
Abbildung 56 Verknüpfung Grande-Dixence/Mauvoisin Quelle: Anton J. Schleiss, Hydropower in the Swiss Alps in the next century (1999).....	52
Abbildung 57 Ausbauplan Stromnetze Deutschland	54
Abbildung 58 Vergleich Kosten Agri-PV-Anlage «Jura-Höhe» mit dem EPR Flamanville Daten für den EPR: französischer Rechnungshof, Betriebskosten gemäss Betriebsrechnung AKW Leibstadt 2024	55
Abbildung 59 Nullpreise auch im Winterhalbjahr: zum Beispiel Jahreswechsel 2025/26 Daten: energy charts Fraunhofer ISE	58
Abbildung 59 Gestehungskosten mit und ohne Abregelung Daten BFE.....	58
Abbildung 60 Referenz-Marktpreis 2007-2025 Daten BFE.....	59
Abbildung 61 Mindestabnahmepreise mit und ohne Eigenverbrauch Quelle Artikel 12 ENV.....	60
Abbildung 62 Entwicklung der Kostenbestandteile für einen mittleren Haushalt ohne Mehrwertsteuer (Konsumprofil H4). Abbildung Elcom [].....	61

<i>Abbildung 63 Intra-day Preisvolatilität in vier europäischen Ländern 2021-2025 Quelle: Julien Joumaux: Entering Spring 2025, A quick update on the impact of solar in the EU at the start of spring.....</i>	<i>62</i>
<i>Abbildung 64 Preiswirkung Windkraft Deutschland: Beispiel vierte Januarwoche 2025 Quelle: Julien Jomaux Impact of wind on market prices last week in Germany.....</i>	<i>62</i>
<i>Abbildung 65 Kostenentwicklung Regelleistung von 2020 bis 2024 Daten Tätigkeitsbericht der EICom 2024....</i>	<i>63</i>
<i>Abbildung 66 Etappen der Transformation im Stromsektor Quelle: eigene Grafik.....</i>	<i>65</i>
<i>Abbildung 67 Einmalvergütung PV-Anlagen seit 2013 Daten EnFV.....</i>	<i>67</i>
<i>Abbildung 68 Übersicht Zielbeiträge bis 2045 (ohne Wasserkraft) Eigene Darstellung.....</i>	<i>68</i>

1. Einleitung

Diese Studie beschäftigt sich mit der Weiterentwicklung der Schweizer Energiestrategie 2050. Als erstes (Abschnitte 1-10) werden der bisherige Ausbau, die gesetzlichen Ausbauziele und der Stromhandel eingeordnet.

Anschliessend werden die Kosten der Photovoltaik anhand der neusten Preisbeobachtungsstudie des Bundes (PBO 24) für unterschiedliche Grössen und Standorte untersucht (Abschnitte 11 und 12).

Die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr lässt sich auf unterschiedlichen Wegen erhöhen (Abschnitte 13-15) und es wird dargelegt, weshalb neue Atomkraft keine Option ist.

Im letzten Teil (Abschnitte 15-18) beschäftigen wir uns mit Massnahmen zur Integration der erneuerbaren Energien in die Gesamtversorgung.

2. Dynamik dank erneuerbaren Energien

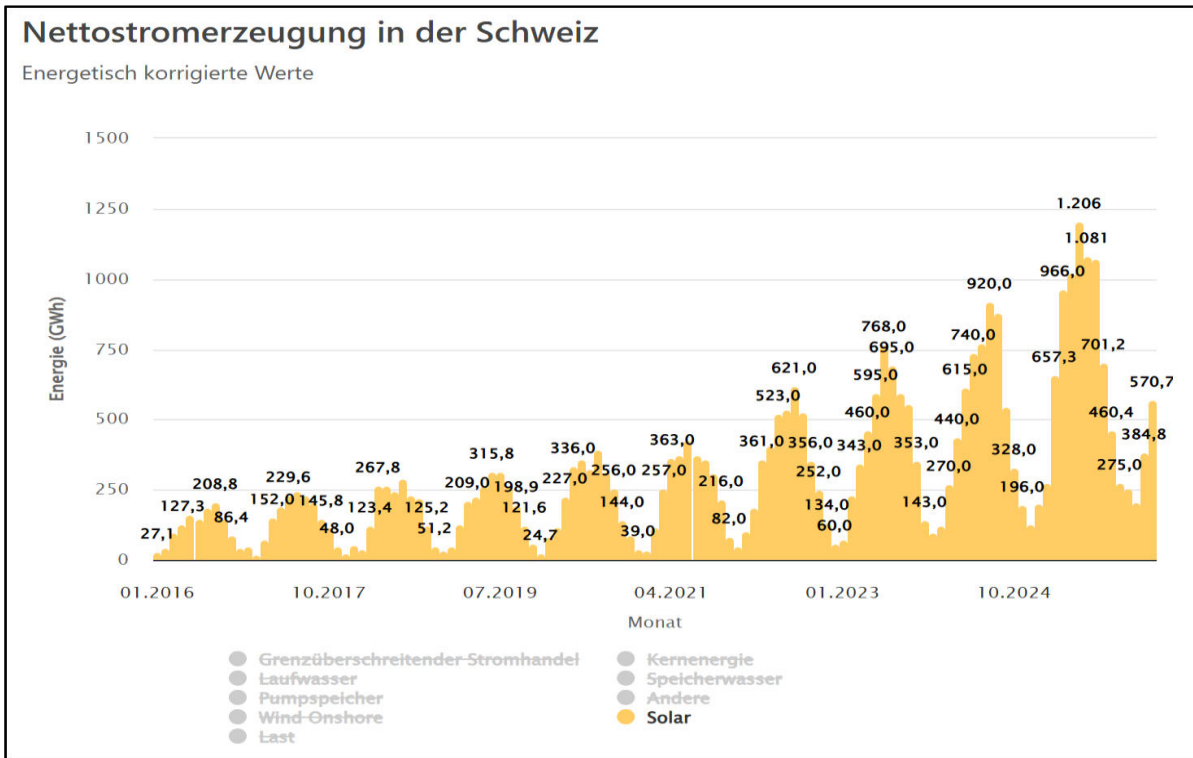


Abbildung 1 Stromerzeugung aus Photovoltaik 2015-2025, Monatswerte (GWh)

Quelle: Swiss Energy Charts

Die Stromerzeugung aus PV-Anlagen (PV) verzeichnete von 2017 bis 2024 ein mittleres jährliches Wachstum von 34,5 Prozent. 2024 wurden 1795 MW_{peak} Leistung neu installiert [1]. 2025 folgte erstmals seit 2017 ein Rückgang auf 1526 MW_{peak} [2]. Bis im April 2026 verlief der Ausbau weiter rückläufig.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik 2025 (prov. Daten) lag mit 8.1 TWh siebenmal höher als 2015. Der Solaranteil am Strommix lag 2025 bei 12,94 Prozent der Netto-Erzeugung bzw. 13.91% des Endverbrauchs [3].

Die Windenergie stagniert auf tiefem Niveau; etwas Wachstum könnte sich in den kommenden Jahren einstellen, wenn die Kantone von ihren Kompetenzen Gebrauch machen, die Bewilligungsverfahren zu beschleunigen. Seit dem Rückfall des Bundesrates zur Kernenergie (2025) ist die Verunsicherung beim Ausbau der erneuerbaren Energien gewachsen. Wichtige Weichenstellungen finden nicht statt.

Entwicklung der schweizerischen Stromerzeugung

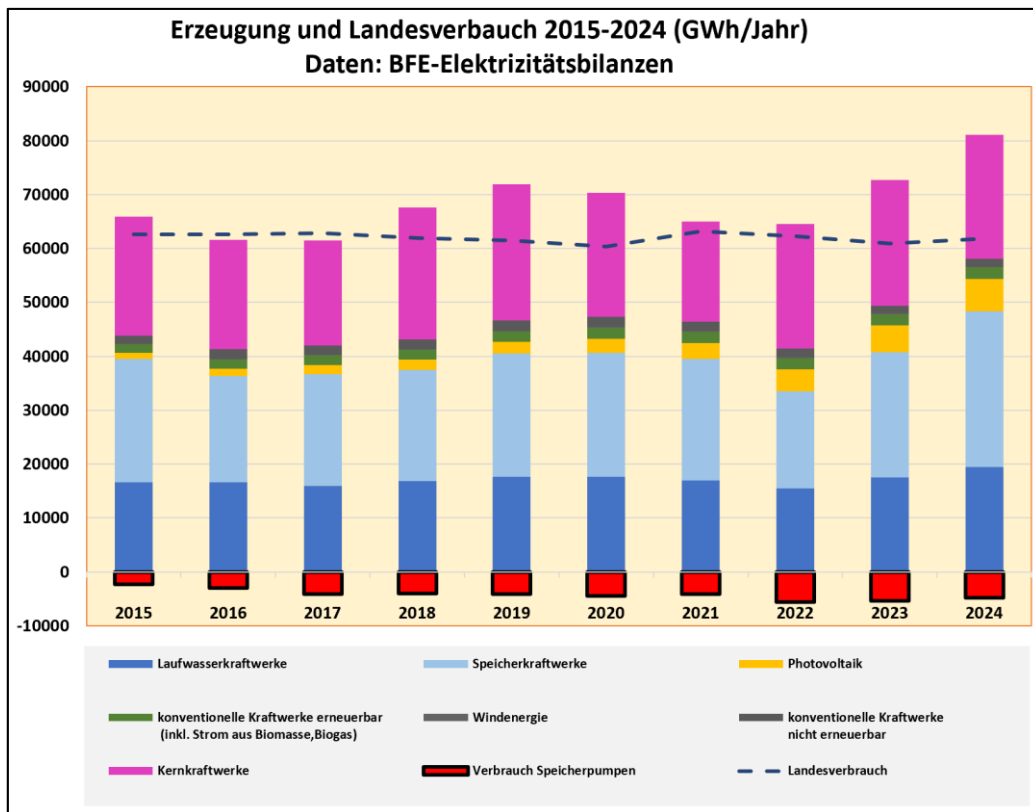


Abbildung 2 Stromerzeugung, Landesverbrauch Schweiz 2015-2024

Daten BFE Gesamtenergiestatistik 2024

Die Schweizer Stromerzeugung war lange dominiert von Wasserkraft und Kernenergie. Das ändert sich seit einiger Zeit. Solarstrom wird die Kernenergie überflügeln, mit beeinflusst durch Ausserbetriebnahmen (Beznau 1 und 2 bis 2033). Wasserkraft und Photovoltaik werden die tragenden Säulen, wenn die gesetzlichen Ausbauziele auch realisiert werden.

Massgeblich für die Versorgungssicherheit ist der gesamte Energieverbrauch, nicht nur der Strom. Dazu zählen nebst der einheimischer Photovoltaik, Biomasse, Geothermie und Wasserkraft die Importe von Uran, Erdöl, Erdgas und Kohle. Diese Importe sind seit Jahren rückläufig. An ihre Stelle tritt die viel effizientere Elektrifizierung von Wärme und Verkehr.

Der Endverbrauch von Strom hat sich bisher kaum erhöht; der Endverbrauch stagnierte von 2008 bis 2025 bei 58 TWh, trotz gestiegener Bevölkerungszahl (+9,5%) und Zunahme des BIP (+16% real) [4].

Erhöhte Winterproduktion dank Speicherbecken, Photovoltaik, Windkraft, Biomasse

Die Stromerzeugung weist natürliche Fluktuationen auf, bedingt durch Saisonalität und Witterung. Der Beitrag der Wasserkraft bewegte sich zwischen 33,5 und 48,3 TWh pro Jahr (2015-2024).

Bis 2030 soll die Photovoltaik laut Energiegesetz von 8,1 TWh/a auf 18,7 TWh/a ausgebaut werden (+10,7 TWh/a), die Windenergie von 0,16 TWh/a auf 2,3 TWh/a (+2,1 TWh/a) [5].

Speicher glätten Fluktuationen. Die Wasserzuflüsse wurden im Kalenderjahr 2024 zu 29,6% im Winterhalbjahr und zu 70,4% im Sommerhalbjahr gefasst. Dank Speicherbecken wurde die Erzeugung im Winterhalbjahr 2023/2024 auf 43,1% gesteigert, während sie sich im Sommerhalbjahr auf 56,9% reduzierte [6]. Speicherbecken erhöhten die Winter-Erzeugung aus Wasserkraft um 47% und senkten die Sommererzeugung um 19,2%. Das maximale Fassungsvermögen beträgt 8,9 TWh (2024). Die Klimaerwärmung führt zu einer Verschiebung der Schneeschmelze, was zu mehr Winterstrom führt. [7]

Die Höchstleistung aller Wasserkraftwerke im Winterhalbjahr beträgt 12,6 GW, im Sommerhalbjahr 30 GW. Die maximale Produktionsleistung übersteigt ganzjährig die Höchstlast (10,3 GW Januar 2024) [8]. Batterien, Windenergie und Biomasse spielen eine wachsende, aber noch untergeordnete Rolle; der Beitrag der Photovoltaik im Winterhalbjahr hat 2 TWh (Stand 2025) überschritten.

3. Stromdrehscheibe im Wachstumsmodus

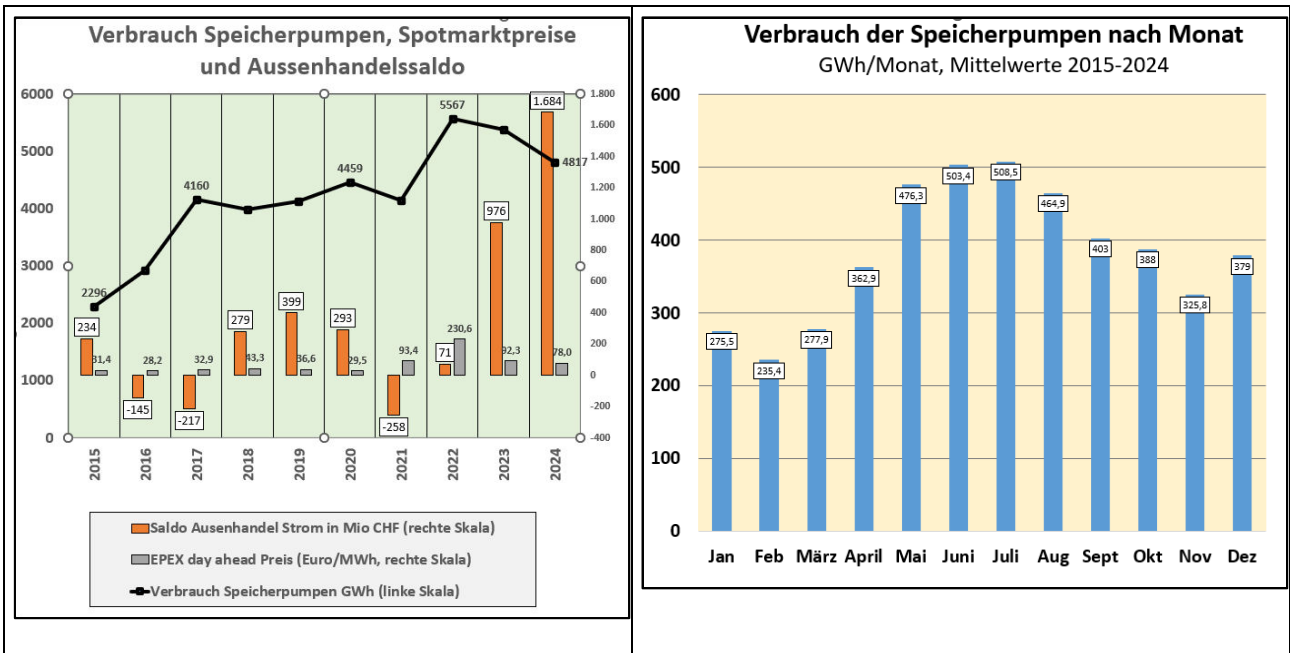


Abbildung 3 und 4 Jahresverbräuche und Monatsverbräuche der Pumpspeicherwerke
Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik

Speicherkraftwerke und Pumpspeicherwerke führen regelmässig zu hohen Erlösen im Aussenhandel, dienen aber ebenso als Back-up für Atom- und Laufwasserkraftwerke sowie als Notreserve. Rechnet man die Pumpspeicherwerke ein, beträgt die verfügbare Leistung über 16,4 GW [9].

Die Leistung der Pumpspeicherwerke hat sich dank Ausbauten (Linth-Limmern 1,0 GW, Nant de Drance 0,9 GW, Veytaux 0,48 GW) auf 4,1 GW verdoppelt (2024), ebenso verdoppelte sich die jährliche Produktion von 2,3 TWh (2015) auf 5,2 TWh (2025). Die Energieverluste stiegen auf 1 TWh (1,7% vom Endverbrauch [10, 11])

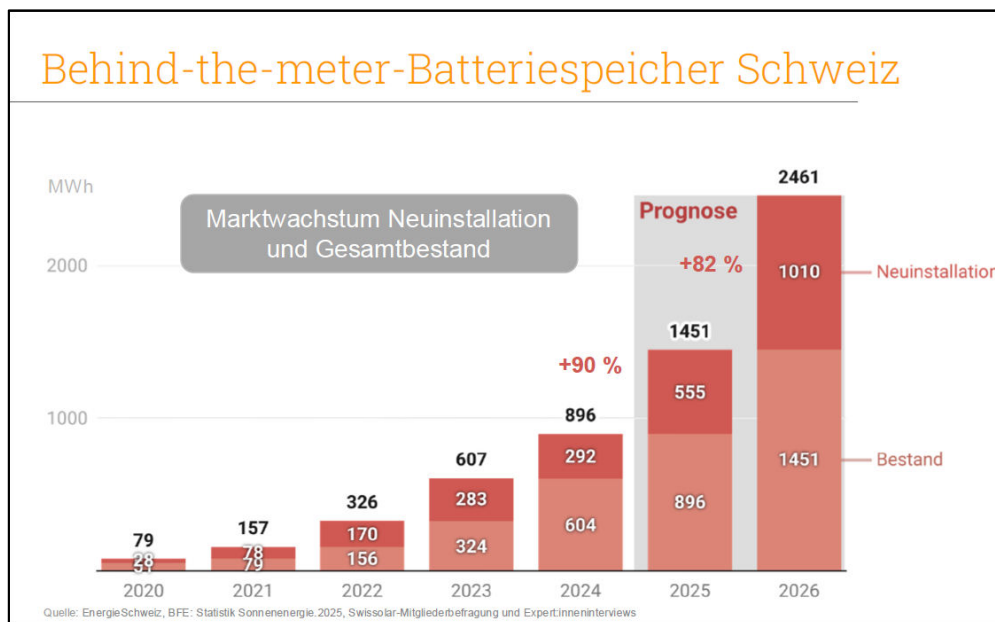


Abbildung 5 Speicherkapazität von dezentralen Batterien
Swissolar 2026 [12]

Bemerkenswert ist das dynamische Wachstum stationärer Batteriesysteme, Swissolar beziffert deren Kapazität auf 2,4 GWh, was bei 250 Ladezyklen einem Jahresumschlag von 0,625 TWh gleichkäme.

Die Schweiz verfügt in Zentraleuropa über die beste Netzanbindung unter allen Gebotszonen; die Import-Exportanbindung zu den EU-Nachbarn beträgt 154% der mittleren Last. Der Stromhandel erfordert dies, doch mangels Stromabkommen ist der Marktzugang gefährdet.

Die EICOM beziffert die Nettotransportkapazität (NTC) auf 6,1 GW (für Importe) bzw. auf 8,5 GW (für Exporte) [14].

- 4.3 Import und 5.8 GW Export NTC bedienen das «Norddach» (D, F, A)
- 1.7 Import und 2.7 GW Export NTC führen nach Italien.

Die Stromexporte nach Süden im Winterhalbjahr erfolgen auf Basis der höheren Strompreise in Italien. Diese sind bedingt durch die Randlage und den erhöhten Anteil an fossiler Stromerzeugung (Erdgas). Fossile Kraftwerke unterliegen dem EU-Emissionshandel. Die CO₂-Preise bewegen sich zwischen 60 und 100 €/Tonne CO₂, was Kohlestrom um 6-10 Rp/kWh, Strom aus Erdgas um 2-4 Rp/kWh verteuert.

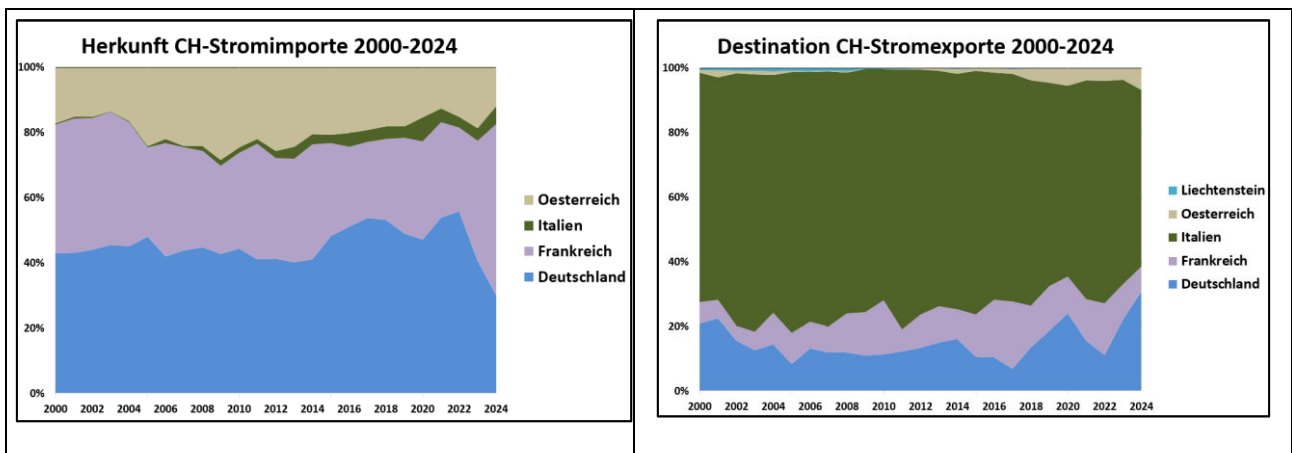


Abbildung 9 und 10 Physikalische Importe und Exporte der Schweiz – Anteile der Länder

Daten BFE: [Zeitreihe physikalische Einfuhr und Ausfuhr der Schweiz](#)

Die Stromimporte (Zeitraum 2000-2024) stammten aus Deutschland (46%), Frankreich (34%) und Österreich (15%) [15]. Deutschland war lange Hauptlieferant. Der Importanteil erreichte 2022 einen Spitzenwert als die Hälfte der französischen Atomkraftwerke wegen Reparaturen stillstand.

In jüngster Zeit lohnt sich die fossile Stromerzeugung immer weniger; die deutschen Exporte sind gesunken, dürften aber dank Windstromüberschüssen und Netzausbau bis 2030 wieder ansteigen.

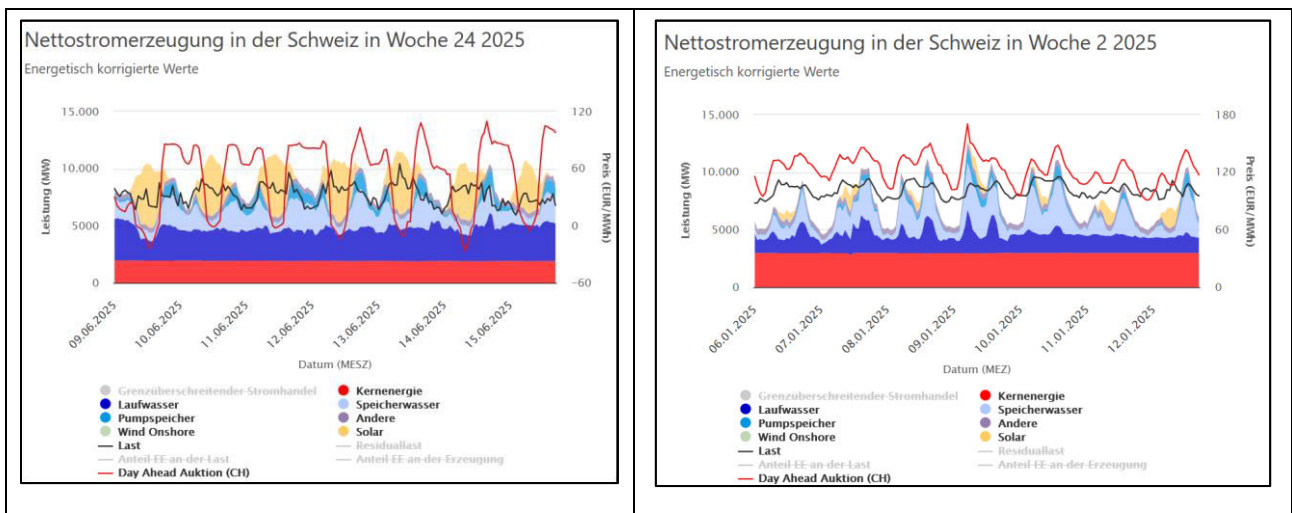


Abbildung 11 und 12 Leistungsverteilung des CH-Kraftwerksparks Woche 24 und Woche 2

Daten [Swiss Energy Charts](#)

Die Bewirtschaftung des Schweizer Kraftwerkparcs folgt der Preisentwicklung im Strombinnenmarkt:

- Im Sommerhalbjahr werden die Speicherkraftwerke vorzugsweise nach Sonnenuntergang und vor Sonnenaufgang eingesetzt. Speicher- und Laufwasserkraftwerke liefern im Sommer die maximale Produktion, weil die Staubecken zu klein sind, um das Schmelzwasser vollständig aufzufangen.
- Der Tag-Nacht-Unterschied gemessen an den day-ahead-Preisen verzeichnete 2025 *Spreads*, die 10 Rp/kWh oft überstiegen.
- Im Winterhalbjahr sind die Tag-Nacht-Preisunterschiede geringer. Die Tagesränder (morgens, abends) verzeichnen die höchsten Preise; entsprechend werden die Speicherkraftwerke bewirtschaftet.

Strom aus Photovoltaik reduziert die Nachfrage bereits namhaft. Von Ende Februar bis Mitte November sind Exporte zur Tagesmitte meist wenig attraktiv; Pumpspeicherwerke und Batterien werden in dieser Tagesperiode preisgünstig befüllt. Das Aufkommen von Windenergie überlagert die Photovoltaik im Winterhalbjahr und beeinflusst die day-ahead-Preise sehr stark. An Wochenenden schwächt sich die Nachfrage ab, was den Einsatz der Speicherpumpen ebenfalls antreibt [16].

Früher wurde Atomstrom und Kohlestrom vor allem nachts und am Wochenende importiert, hochgepumpt und tagsüber an Werktagen wieder exportiert. Heute konzentriert sich die Speicherentnahme auf die Zeit nach Sonnenuntergang und auf den frühen Morgen. «Bandenergie» hat immer mehr Mühe, Abnehmer im Markt zu finden; die Zunahme der negativen Strompreise sind ein Indiz des fehlenden «matching».

Überproduktion entsteht wegen der PV-Stromerzeugung meist zur Tageszeit. Dann sind auch die Verbräuche höher. Eigenverbrauch aus PV-Anlagen und Batterien «hinter dem Stecker» sorgen für eine erhebliche Netzentlastung. Dezentrale Anlagen reduzieren die Kosten für Netzausbau. Es werden Netzkapazitäten frei, die den überregionalen Stromhandel und die Beschickung von Speichern erleichtern.

Netto-Werte im Aussenhandel täuschen darüber hinweg, wie gross die Energieströme tatsächlich sind. Die physikalischen Importe und Exporte durch die Schweiz liegen mit 35 TWh pro Jahr 16mal höher als der Saldo des Aussenhandels (2,0 TWh/a ϕ 2015-2024).

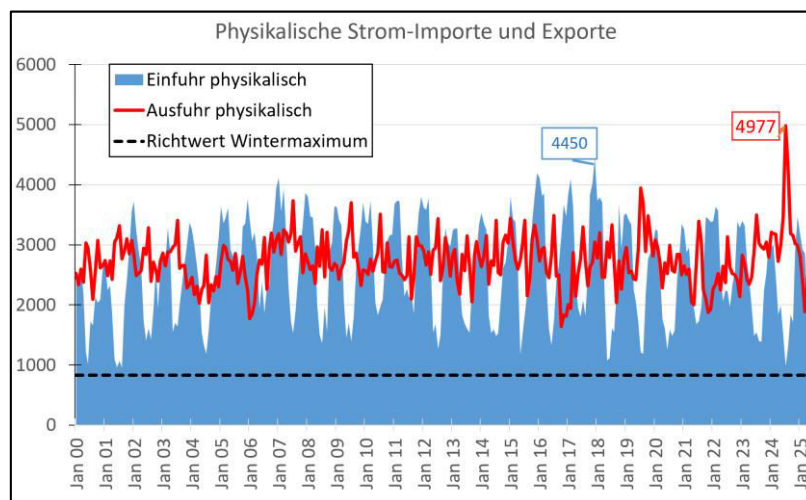


Abbildung 13 Physikalische Einfuhren und Ausfuhren von Elektrizität seit 2000 (Monatswerte)
Daten BFE Elektrizitätsbilanzen

Im zehnjährigen Mittel betragen die Stromimporte im Winterhalbjahr 58% vom Endverbrauch (19,9 TWh), die Exporte beliefen sich auf 47% (16,1 TWh). Im Sommerhalbjahr liegen die Relationen umgekehrt.

Bei den physikalischen Flüssen fällt die Konstanz der Exporte auf (rot), im Vergleich zu den saisonal unterschiedlichen Importen (blau). Wie viel Strom die Schweiz im Winterhalbjahr abzweigt, ergibt sich residual aus dem Saldo inländischer Erzeugung und inländischer Verbräuche; die «Lagerhaltung» in

den Stauseen orientiert sich primär an der Marktlage und nur wenig an den moderaten Vorschriften zur Vorhaltung von Speicherwasser.

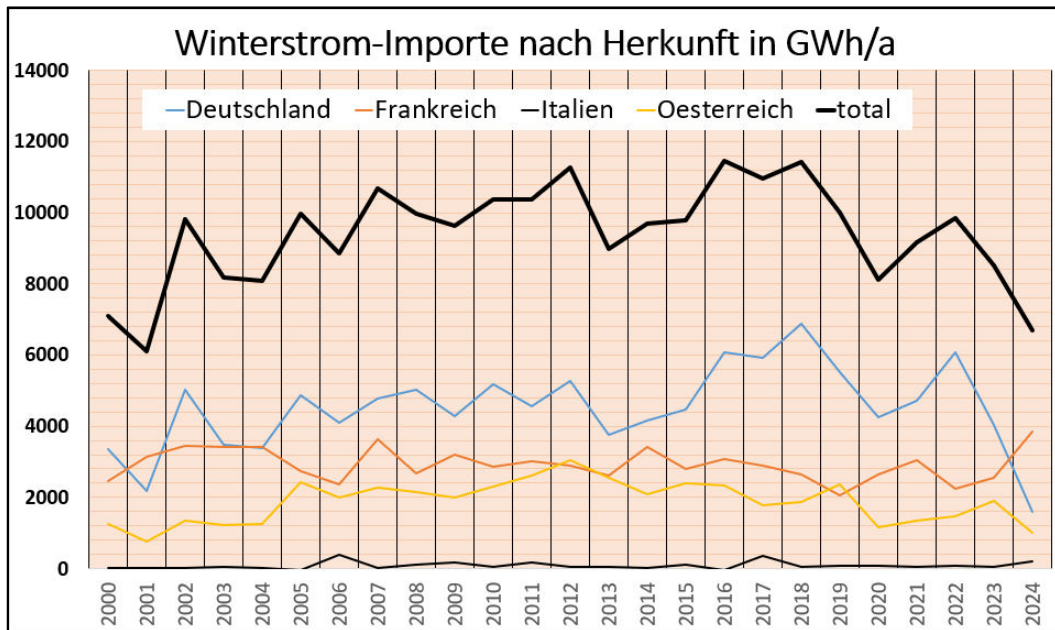


Abbildung 14 Physikalische Einfuhren im Winterhalbjahr 2000 (Halbjahreswerte)
 Daten BFE Elektrizitätsbilanzen

Die Netto-Stromimporte der Schweiz haben die Marke von 10 TWh in den letzten Jahren selten überschritten.

Schon mit dem heute bestehenden Netz wären netto viel höhere Stromimporte zu bewerkstelligen. Die Aufnahme von deutlich grösseren Strom-Überschüssen aus Windenergie im Winterhalbjahr wäre theoretisch möglich. Durch den Netzausbau in Deutschland wird Windenergie die Kohle ganz aus dem Markt verdrängen. Sollte der Importbedarf Italiens nachlassen – die Regierung Meloni verfolgt einen ambitionierten Ausbau von einheimischen erneuerbaren Energien – hätte die Schweiz mit einem erheblichen Zustrom neuer Strom-Überschüsse im Winterhalbjahr aus dem Ausland zu kämpfen. Dies könnte einen erheblichen Druck auf die Strompreise auch im Winter ausüben, der sich zyklisch äussern dürfte.

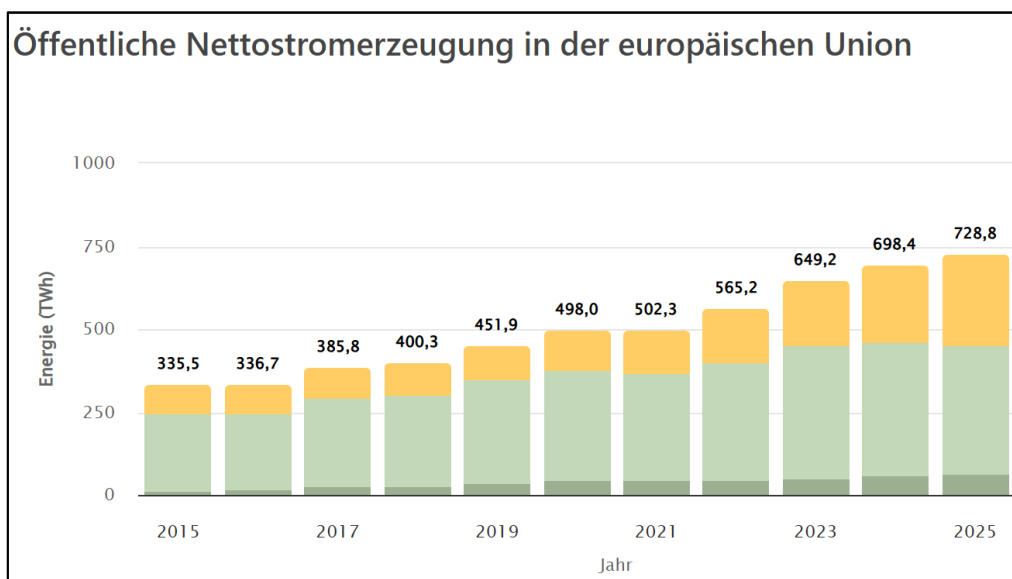


Abbildung 15 Verdoppelung der EU-Stromerzeugung aus Wind und Sonne 2015-2025
 Bild: Energy-Charts des Fraunhofer ISE

Aus der Perspektive des europäischen Netzverbundes wäre es logisch, dass die Schweiz im Winterhalbjahr stärker von Strom-Überschüssen aus Windenergie profitiert. Bei Starkwind im Norden Deutschlands verbilligen sich die Angebotspreise in der ganzen Regelzone. Dank den neuen Übertragungsleitungen wird der Bedarf nach Redispatch sinken. Nicht zufällig hat die deutsche Bundesnetzagentur schon 2023 eine direkte HGÜ-Verbindung von Böblingen (Süddeutschland) nach Mettlen (Kanton Luzern) vorgeschlagen [17].

Dieser Sachverhalt wird in der energiewirtschaftlichen Diskussion oft übersehen. Die zunehmende Verfügbarkeit von Windenergie kommt dem angeblichen Bedarf nach neuen Atomkapazitäten in die Quere. Sollte es wider Erwarten zum Bau neuer Atomkraftwerke kommen, wäre eine erhebliche, und im Effekt unnötige Verteuerung der Schweizer Stromversorgung die Folge, die vor allem die kleinen Konsumentinnen und Konsumenten und den Bundeshaushalt belasten würde.

Importbeschränkung im Energiegesetz

Im Energiegesetz wurde ein gesetzlicher Richtwert von maximal 5 TWh Stromimport im Winterhalbjahr eingeführt. Dieser Richtwert basiert nicht auf technischen Einschränkungen der Netze, sondern sollte Anreize für mehr Stromerzeugung im Winterhalbjahr setzen. Die Schweiz, so die breit getragene Vorstellung, soll auch in Krisenlagen gross-mehrheitlich unabhängig von ausländischen Lieferungen bleiben. Daraus erwächst ein Leistungsauftrag, der allerdings vom Bundesamt für Energie und dem zuständigen Energieminister bisher nicht umgesetzt wird.

Die Schweiz konnte bisher stets problemlos auf Importe zurückgreifen. Sie hat davon auch wirtschaftlich enorm profitiert, wie die Nettogewinne aus dem Stromhandel in Milliardenhöhe belegen. Der Außenhandel verbessert die Versorgungssicherheit ebenfalls. Dies zeigte sich jüngst beim neunmonatigen Ausfall des AKW Gösgen vom 24. Mai 2025 bis zum 23. März 2026. Die Betreiberin Alpiq liess sich so zitieren:

Eine wichtige Rolle bei der Sicherung der Schweizer Stromversorgung wird gemäss der Alpiq-Sprecherin Elzingre-Pittet auch der Markt spielen. Sollte es in der Schweiz doch eng werden, würden hier die Handelspreise für Strom steigen. Die Folge: Die Exporte nach Italien würden automatisch zurückgehen, mehr Strom bliebe im Land. Der Stillstand von Gösgen belegt die gegenseitigen Abhängigkeiten im Stromhandel und unterstreicht laut der Alpiq-Sprecherin, «wie zentral eine Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt für die Versorgungssicherheit ist». (Neue Zürcher Zeitung 22.8.2025)

Der Rückgriff auf die «20 TWh unsichtbare Winterreserve» aus dem Ausland, über die in der Schweiz nur selten gesprochen wird, hat dank dem europäischen Verbundsystem problemlos funktioniert. Billige Stromimporte befeuern seit vielen Jahrzehnte den Stromhandel; will man die inländische Produktion im Winterhalbjahr steigern, gelingt dies im Wettbewerb mit der ausländischen Erzeugung nur, wenn auch die nötigen Rahmenbedingungen endlich geschaffen werden: klare Ziele, ausreichend Standorte für Investitionen, angemessene Vergütungen. Die Rückfälle des Energieministers in das Laissez-faire des Energy-only-Marktes tragen nichts zur Beseitigung der vermeintlichen Winterlücke bei.

4. Verstärkung der Nord-Süd-Netze

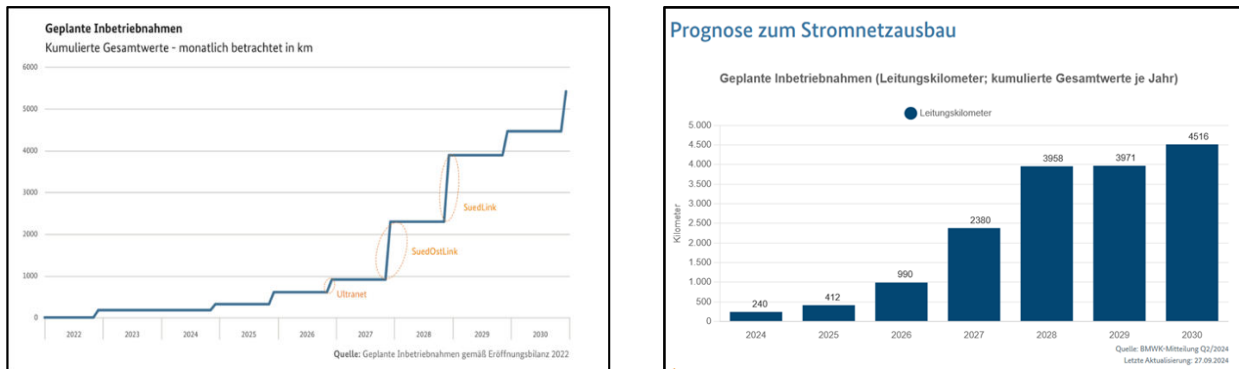


Abbildung 16 Geplante Inbetriebnahme neuer Hochspannungsnetze in Deutschland

(Prognose 2022 links mit Ortsangaben, aktualisierte Fassung Sept. 2024 rechts)

Quelle: Bundesnetzagentur <https://www.netzausbau.de/prognose>

Bis 2035 werden signifikante Veränderungen eintreten:

- **Neue Nord-Süd-Verbindungen werden mehr Wind- und Solarstrom bis zur Schweizer Nordgrenze bringen; die Inbetriebnahme vieler dieser Leitungen ist bis 2030 zu erwarten.**
- **Ein wachsender Bestand an Batteriespeichern wird für mehr Flexibilität sorgen – europaweit. Batteriespeicher leisten neben Lastverschiebung (Arbitrage) auch Systemdienstleistungen. Sie konkurrieren die Marktstellung der Schweizer Speicherkraftwerke und Pumpspeicher.**

Der Ausbau von Windkraft, Netzen und Batterien wird die Kostenlast aus Re-Dispatch reduzieren [18] und das Preisniveau im Winterhalbjahr nach unten drücken. Der Bedarf nach Erdgas wird sich absenken, weil Batterien dasselbe billiger leisten. Erst bei markanter Windschwäche dürften sich im Winterhalbjahr höhere Preise einstellen, bei Winddefiziten > 4 h, wenn die Batteriekapazitäten erschöpft sind. Umgekehrt werden die Perioden mit Tiefpreisen zunehmen.

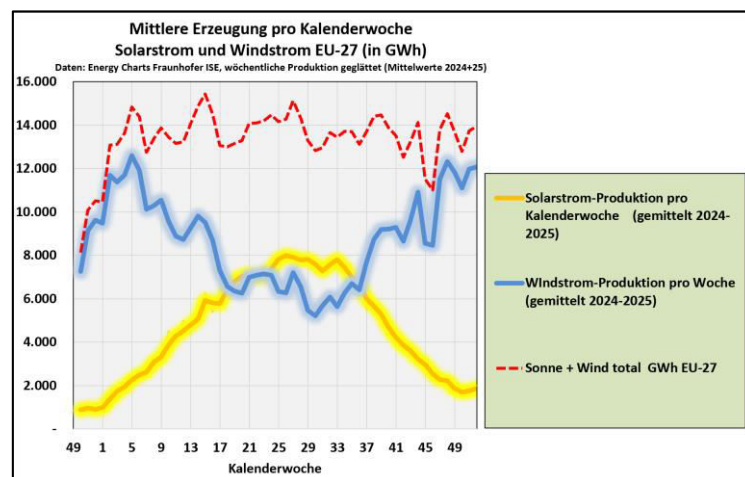


Abbildung 17 Komplementäres Solar- und Windprofil (EU-27)

Daten: Fraunhofer ISE, Energy Charts [19]

Europa kennt keine strukturelle Winterlücke

Die oft geäußerte These, es seien in Europa grundlegend mehr Stromengpässe zu erwarten, ist von den Fakten her nicht nachvollziehbar. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt mit Kontinuität. Rund ein Drittel entfällt auf Windenergie mit hohem Profil im Winterhalbjahr. Die europäische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wuchs 2023/24 um +92 TWh, während der Stromverbrauch 2023

Neue Netze wurden oft von Netzbetreibern verzögert, um sich vor Wettbewerb zu schützen. Manche Regionen (Belgien, Bayern, Polen) pflegten jahrzehntelang eine Politik der Abschottung. Polen liess sogar Stromsperren (Phasenschieber) installieren, um die eigenen Kohlekraftwerke vor billigeren Importen aus Deutschland zu schützen. Kohle- und Atomkraftwerke wurden viel länger als nötig in Betrieb gehalten.

Das Missing money-Problem

Für Laufwasserkraft, Solar- und Windenergie wächst das «Risiko der Kannibalisierung»: witterungsabhängige Kapazitäten verdrängen sich gegenseitig, solange es an Speichern und Netzen fehlt. Erst wenn die Netz- und Speicherkapazitäten schneller wachsen als die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, tritt Entspannung ein.

In einem wettbewerblichen Strommarkt gibt es das sogenannte *missing money*-Problem [21]: Die Strompreise ergeben sich jeweils aus den Grenzkosten² des teuersten Kraftwerks, das gerade noch benötigt wird, um den Bedarf zu decken. Weil die erneuerbaren Energien dank gratis Wind, Sonne oder Regen keine Brennstoffkosten aufweisen, also zu Grenzkosten nahe null operieren, sind sie die letzten, die abgeschaltet werden.

Schon ab einem Strompreis von € 0,01/kWh erzielen Solarstromanlagen einen kleinen, positiven Cash-flow; allerdings genügt dieser nicht zur Deckung der Vollkosten (Kapitalkosten, Abschreibungen, Betrieb- und Unterhalt). Sind vorwiegend Kapazitäten mit Grenzkosten von null am Netz, sinken auch die Stromerlöse gegen null. Es entstehen Finanzierungslücken.

Kraftwerke mit nichterneuerbaren Energien leiden darunter noch stärker als die erneuerbare Erzeugung: wegen Brennstoff-, Entsorgungs-, CO₂- und Personalkosten gehen sie als erste vom Netz; lässt man sie weiterlaufen, kumulieren sich die Verluste. Dies mag die feindselige Haltung solcher Kraftwerk-eigner gegenüber der «Energiewende» erklären.

Anlagen mit Bandenergie sind am stärksten exponiert. Bandenergie aus Atom- und Kohlekraftwerken verzeichnete die höchste Einbussen an Wirtschaftlichkeit.

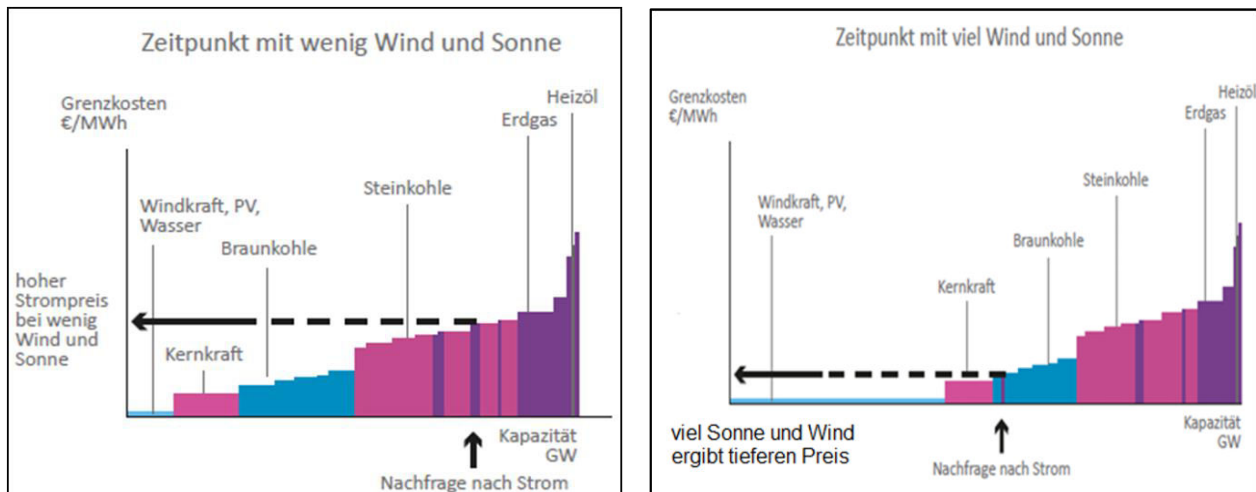


Abbildung 21 und 22 Merit Order: Einsatzreihenfolge bei wenig Strom aus Sonne und Wind (links, hoher Strompreis) und mit viel Strom aus Sonne und Wind (rechts, tiefer Strompreis)

Grafik Agora Energiewende

Im wettbewerblichen Strommarkt gibt das jeweils teuerste Kraftwerk den Preis vor. Fehlen Sonne und Wind gleichzeitig, steigen die Preise auf Höchstwerte und es werden Speicher oder konventionelle Kraftwerke eingesetzt (**Bild links**). Kehren Sonne und Wind ans Netz zurück (**Bild rechts**), werden teure Kraftwerke (Gas, Kohle, Atom) aus dem Netz verdrängt. Die Strompreise sinken.

² Grenzkosten sind die zusätzlichen Kosten, die durch die Produktion einer weiteren Einheit eines Produkts entstehen, oder umgekehrt die Kosten, die wegfallen, wenn eine Einheit weniger produziert wird. die Grenzkosten von erneuerbaren Energien liegen nahe bei null.

In der Praxis stehen zuweilen technische, netzbedingte oder Regulierungs-Hürden einer Abregelung entgegen; Atomkraftwerke können maximal 60% abregeln, ein Kaltstart wäre zu teuer.

Atomkraftwerke in der Schweiz und in anderen Ländern erhalten zudem einen kostendeckenden Abnahmepreis, unbesehen der Marktlage (*produce and forget*); die Besitzerkantone garantieren die Kostendeckung.

Dies führt dazu, dass deren Eigner die Marktzwänge oft übersehen und lieber nach Subventionen rufen. Auch die fehlende Haftpflichtversicherung gegen Grossunfälle verführt Eigner von Atomkraftwerken dazu, die Anlagen gerne als «nicht subventioniert» zu bezeichnen [22], während bei Grossunfällen wie in Three Mile Island (1979), Tschernobyl (1986), Fukushima 1, Fukushima, Fukushima 3 (2011) in Wirklichkeit immer der Staat bzw. die Allgemeinheit für Aufräumarbeiten, Evakuierung und Entschädigung einspringen musste.

5. Erneuerbaren-Ausbau im offenen Strommarkt

Für Gewerbe und Industrie mit Marktzugang sind tiefe Preise am Spotmarkt nicht ein Problem, sondern ein Geschenk, was allerdings kaum gewürdigt wird. Für Investorinnen und Investoren haben tiefe Preise abschreckende Wirkung.

Um Blackouts zu vermeiden, bleibt der Ausbau von Kapazitäten unabdingbar. Dafür müssten im wettbewerblichen Markt neue Finanzierungsmechanismen etabliert werden. dies geschieht im Rahmen von wettbewerblichen Verfahren (Auktionen): Kapazitäten werden ausgeschrieben. Die billigsten Gebote erhalten eine Einmalvergütung (Investitionsbeitrag) oder einen vertraglichen Abnahmepreis über 20 Jahre (gleitende Marktprämie, *contracts for difference*).

Übersicht der gesetzlichen Instrumente, die Neuanlagen wirtschaftlich absichern:

Instrument	Gesetzgebung Schweiz	Technologien	Ökonomischer Hebeleffekt
Recht auf Eigenverbrauch	EnG Art. 16 ff	Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Geothermie	Ersparnis Netzgebühr bei Konsum der Eigenproduktion vor Ort
ZEV Zusammenschluss zum Eigenverbrauch	EnG Art. 17 ff	PV, weitere	Verkauf der lokalen Stromerzeugung "hinter dem Netzanschluss" des Netzbetreibers oder auf Arealnetzen, parzell-übergreifend (solange keine Nutzung öffentlicher Netze) Ersparnis Netzgebühr inkl. Abgaben
vZEV virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch)	EnG Art. 17 ff	PV, weitere	virtuelle ZEVs: wie ZEV, aber mit einfacherem Abrechnungsverfahren
LEG: lokale Elektrizitätsgemeinschaften	StromVG Art. 17d	PV, weitere	Verkauf der lokalen Stromerzeugung Reduktion der Netzgebühr um 40% bei Nutzung einer einzigen Spannungsebene des lokalen Netzes.
Einmalvergütung	EnG Art. 24 ff	PV, weitere	Reduktion Investitionskosten
Minimale Abnahmepreise	EnG Art. 15 Abs.1 ^{bis}	PV-Anlagen < 150 kW	Mindestpreis der Netzbetreiber zur Amortisation der Anlagen über ihre Lebensdauer (Vergütungshöhe gem. Referenzanlagen)
gleitende Marktprämie, <i>contracts für difference</i> (cfd)	EnG Art. 29a ff	PV ab 150 kW, Wasserkraft ab 1 MW, Windkraft, Biomasse	Absicherung der Abnahmepreise während 20 Jahren, für PV wettbewerbliche Auktionen; Abschöpfung der Gewinne bei hohen Marktpreisen
Projektierungskostenbeitrag	EnG Art. 27a ff.	Biomasse, Windenergie, Geothermie	Erleichterung Projektentwicklung
Betriebskostenbeiträge	EnG Art. 33a	Biomasse-Verstromung	Deckung ungedeckter Kosten

Abbildung 23 Gesetzliche Anreize zur Absicherung von Investitionen in neue Kraftwerke

Quelle: Energiegesetz, EnFV

Für kleine PV-Anlagen bildet der Eigenverbrauch und die Erweiterung des Eigenverbrauchs (ZEV, LEGs) das wichtigste Instrument zur Absicherung der Erlöse in einem volatilen Markt. Bei Holz- und Biogas-Kraftwerken sichern zusätzliche Betriebskostenbeiträge die Kostendeckung angesichts volatiler Brennstoffpreise.

Neuerungen seit 2026

Seit dem 1. Januar 2026 erhalten «lokale Elektrizitätsgemeinschaften» (LEG) einen Rabatt von 40% (ca. 5 Rp/kWh) beim Austausch auf derselben Netzebene. Dezentrale Kapazitäten entlasten oberliegende Netze. Auf Netzebene 7 oder auf Netzebene 5 kann lokal erzeugte Elektrizität gekauft, verkauft und gespeichert werden.

Die meisten Netzbetreiber diskriminieren die dezentralen Erzeuger systematisch: während sie für den Strom aus eigenen Kraftwerke (auch Atomstrom und Wasserkraft) die Vollkosten auf die Grundversorgung (gebundene Kundinnen und Kunden) überwälzen (2025: 13,7 Rp/kWh, Jahresbericht ElCom), vergüten sie nur einen Bruchteil der Kosten für die Erzeugung Dritter im eigenen Versorgungsgebiet. Ab 2026 werden die Betreiber von PV-Anlagen noch härter angefasst: es gelten minimal nur noch die Stunden-Preise an der Strombörse, die gerade am Mittag häufig bei null liegen. Der aktuelle Speicher-Boom hilft, den geringen Entschädigungen entgegen zu wirken. [23]

6. Gesetzlicher Ausbaupfad und realer Zubau

Im Mai 2017 wurde dem Neubauverbot für Atomkraftwerke mit 58% Ja-Stimmen per Volksabstimmung zugestimmt. Der erste von fünf Atomreaktoren (Mühleberg) ging 2019 ausser Betrieb; die Ausserbetriebnahme von Beznau 1 und 2 wurde von Axpo auf 2032/2033 terminiert.

Perspektivisch bewirkt das Auslaufen auch von Gösgen und Leibstadt einen Produktionsrückgang um insgesamt 23,8 TWh/a (Mittelwert 2010-19); dies bei einem Endverbrauch von 57,5 TWh/a und einem Landesverbrauch (inkl. Netz- und Pumpverluste) von 61,8 TWh (2024).

Netto-Null und Stromgesetz

In einer weiteren Volksabstimmung (2023) wurde das Netto-Null-Ziel bis 2050 (Pariser Abkommen) bestätigt. Dekarbonisierung (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Industrie) und neue Lastquellen (Klimaanlagen, Rechenzentren) werden den Endverbrauch erhöhen. Ein Anstieg um 10 % auf 61,2 TWh bis 2035 gilt laut Forschungsprogramm SWEET als wahrscheinliche Entwicklung. Elektrofahrzeuge sind in diesem Wert mit 5,0 TWh/a und Wärmepumpen mit 8,5 TWh/a berücksichtigt. [24]

Realer Ausbau überholt Ausbaupfad

Nach dem Rückgang der russischen Gaslieferungen (ab April 2021) dem Ausbruch des Ukrainekriegs (Februar 2022) und des Irankriegs (Februar 2026) nahm die Wertschätzung von erneuerbaren Energien zu. Die reale Entwicklung wurde lange unterschätzt. Mehrmals hat das Parlament die Ausbauziele nach oben korrigiert. In Realität wuchsen die Erneuerbaren schneller als gedacht.

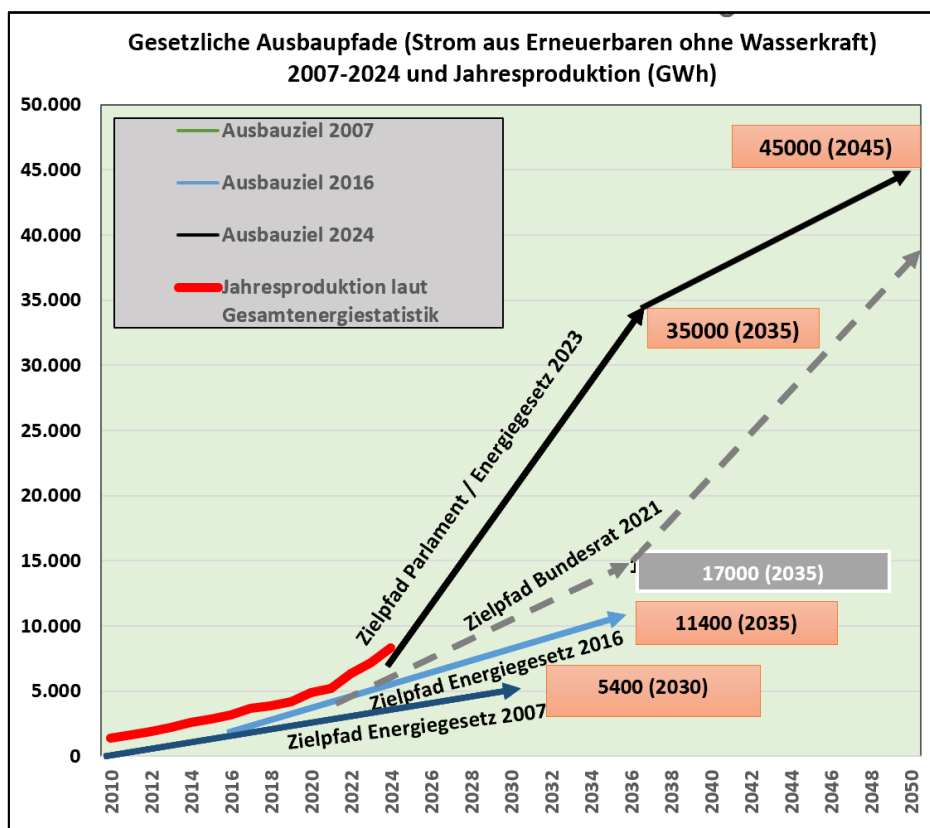


Abbildung 24 Ausbauziele für neue erneuerbare Energien im Zeitverlauf 2007-2024

Quelle: CH-Energiengesetze 2007, 2016, 2023, Botschaften des Bundesrates

- 2007 sah das Energiegesetz 5,4 TWh (ohne Wasserkraft) für 2030 vor. Das Ziel wurde 2022 überschritten.
- 2016 sah das Energiegesetz 11,4 TWh für 2035 vor. Das Ziel wird 2026 oder 2027 überschritten.
- 2021 schlug der Bundesrat 17 TWh für 2035 vor. Dieses Ziel ist gemäss aktueller Energieverordnung (ENV Artikel 1a) bis 2030 zu erreichen (Ausbauziel PV 18'700 GWh).

	PV	Wind	konventionell erneuerbar	Biogas/ Biomasse	Erneuerbare total
2010	94	37	928	343	1.402
2011	168	70	963	422	1.623
2012	299	88	1.015	512	1.914
2013	500	90	1.050	557	2.197
2014	842	101	1.108	563	2.614
2015	1.119	110	1.115	486	2.830
2016	1.334	109	1.182	543	3.168
2017	1.683	133	1.182	655	3.653
2018	1.945	122	1.169	641	3.877
2019	2.178	146	1.177	684	4.185
2020	2.692	145	1.184	842	4.863
2021	2.964	145	1.115	971	5.195
2022	4.067	150	1.094	1.003	6.314
2023	4.914	169	1.051	1.054	7.188
2024	5.961	171	1.097	1.072	8.301

Abbildung 25 Zuwachs der erneuerbaren Energien 2010-2024 (ohne Wasserkraft)

Daten BFE Gesamtenergiestatistik 2024

Die Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) haben ihren Beitrag seit 2010 versechsfacht.

Stromgesetz 2024 («Mantelerlass«)

Im Sommer 2022, kurz nach Eintritt des russischen Gasboykotts und bei Spotmarktpreisen von 1 CHF/kWh für Strom, erhöhte der Ständerat das gesetzliche Ausbauziel 2035 für Strom aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) auf 35 TWh. Er verdoppelte das Bautempo des Bundesrates.

In der Volksabstimmung vom 9. Juni 2024 wurde dieser Ausbaupfad, der auch 16 Wasserkraftprojekte beinhaltet, mit 68,7% Ja-Stimmen bestätigt. Zusammen mit der Wasserkraft (Ziel 2050: 39,2 TWh, bereits erreicht) wurde die Basis gelegt für mehr als 80 TWh Stromerzeugung bis 2045.

Laut einer Vielzahl von Szenarien des interdisziplinären SWEET-Forschungsprogramms wird dies ausreichen, um den Bedarf für die Dekarbonisierung zu decken [25] [26]. Das Ja zum Stromgesetz war ein Ja zu einer 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung.

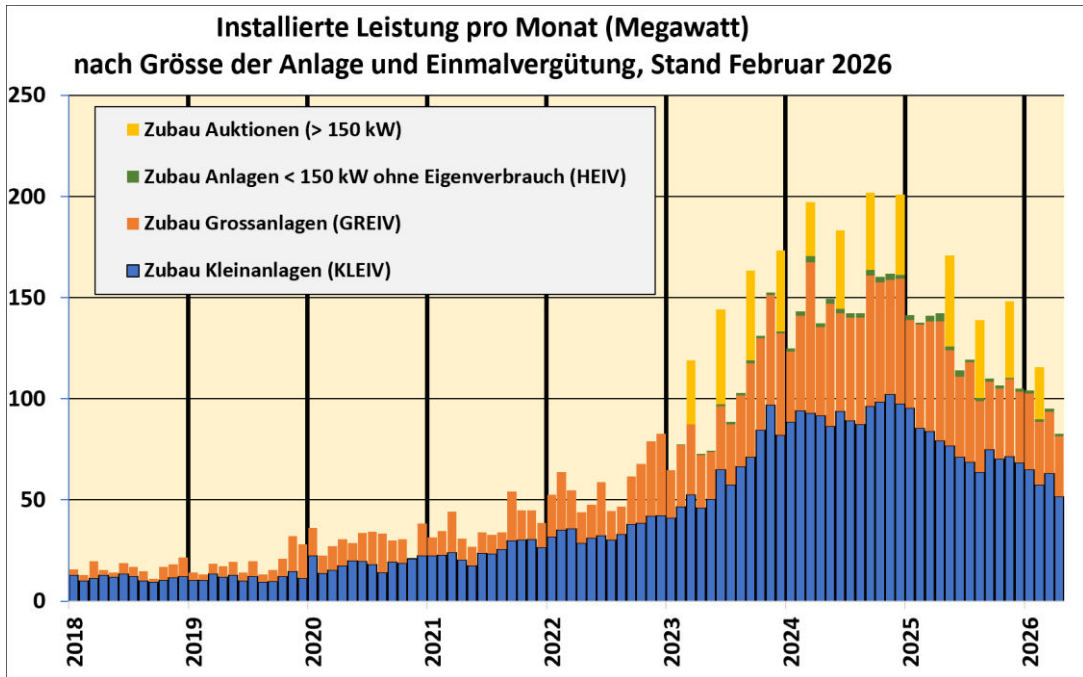
Reservepolster für den Atomausstieg

Der Produktionsrückgang durch die Ausserbetriebnahmen von Mühleberg, Beznau 1 und Beznau 2 summiert sich bis 2035 auf 8,0 TWh. In dieser Frist kommt ein Verbrauchsanstieg von geschätzt 5,7 TWh dazu, was ein Total von 13,7 TWh ergibt,

Im selben Zeitraum sollen die erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) von 8 TWh um 27 TWh auf 35 TWh zulegen. Der Überschuss zwischen Mehrproduktion und Mehrbedarf summiert sich so auf 13 TWh.

Jahresbilanziell entsteht dadurch ein Reservepolster. Es wird dem Export dienen oder die Ausserbetriebnahme von weiteren nuklearen Kapazitäten absichern; auch unvorhergesehene Verbrauchszunahmen (Klimaanlagen, Rechenzentren) können dank dieser Reserve gedeckt werden.

Umsetzung bleibt zentrale Frage



7. Stand der erneuerbaren Stromerzeugung 2024

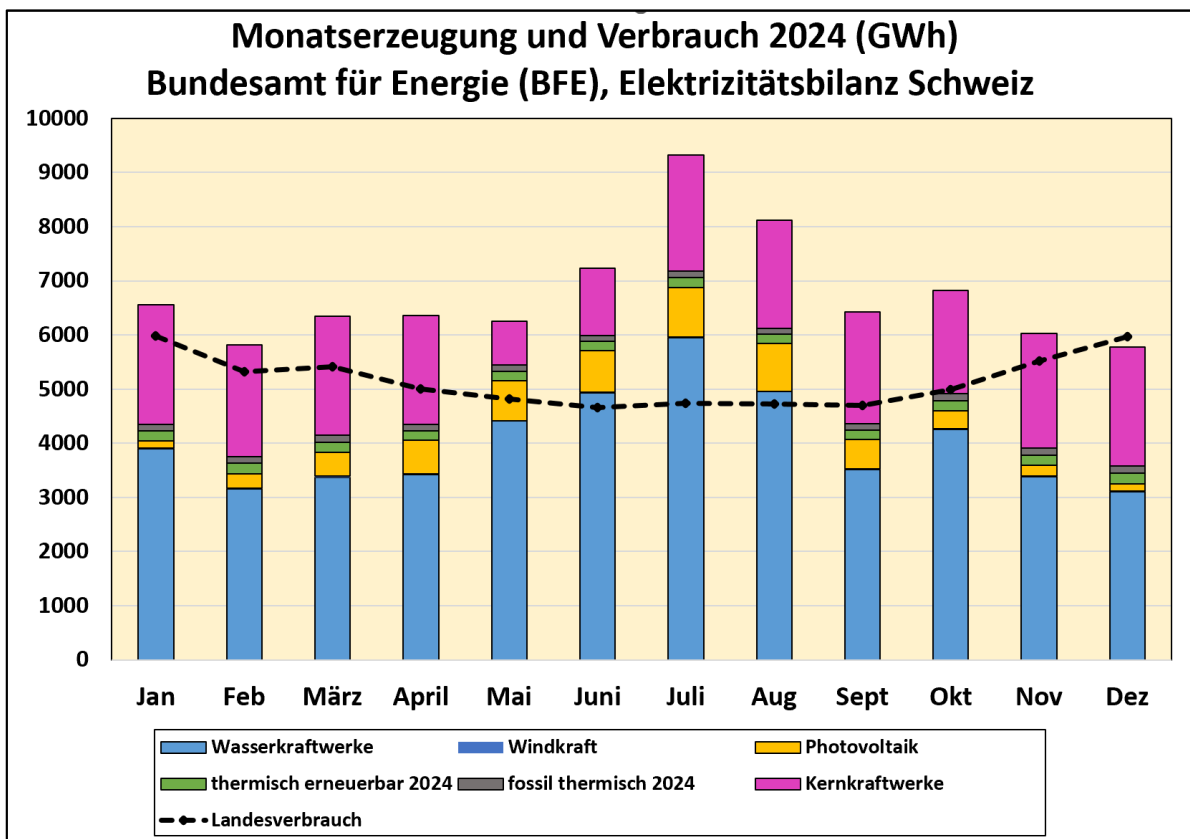


Abbildung 26 monatliche Stromerzeugung 2024 und Landesverbrauch

Bundesamt für Energie: Elektrizitätsstatistik, Elektrizitätsbilanz

2024 erreichte die Stromerzeugung aus Wasserkraft (48,3 TWh) und aus Photovoltaik (5,9 TWh) Rekordwerte. Die Schweiz verzeichnete besonders hohe Strom-Überschüsse in den Sommermonaten (Bild).

Erneuerbare Energien erzeugten über 56.6 TWh Strom und deckten bilanzmässig beinahe den gesamten Endverbrauch (57,5 TWh).³ Aber nur in den Monaten Mai bis August überstieg die erneuerbare Erzeugung auch den Landesverbrauch inklusive Verbrauch der Speicherpumpen und Netzverluste.⁴ Kernkraftwerke und Stromimporte lieferten den Rest.

Über das Kalenderjahr 2024 wurden 14,4 TWh exportiert (23 Prozent der Erzeugung). Einzig im Monat Dezember 2024 wurde netto Strom importiert (471 GWh).

8. Mittleres Erzeugungspotenzial, Stand 2024

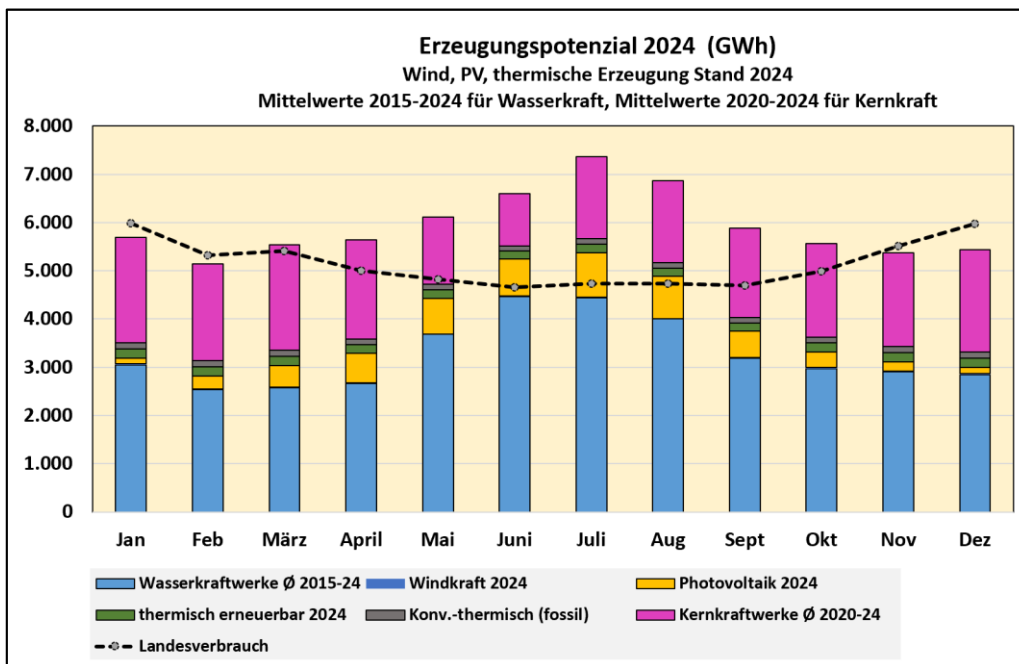


Abbildung 27 Erzeugungspotenzial 2024
Mittelwerte für Wasserkraft, Kernkraft ($\bar{\phi}$ 2015-24), neE Stand 2024
 Eigene Grafik, Daten BFE ([Energiebilanzen](#))

Das Jahr 2024 war hydrologisch betrachtet ein Sonderfall. **Mittelwerte der letzten 10 Jahre** eignen sich besser, um das jährliche Erzeugungspotenzial der Wasserkraft zu schätzen.

- Das mittlere Erzeugungspotenzial der Erneuerbaren belief sich 2024 auf 47,6 TWh (78,5% des Landesverbrauchs 2015-24). Davon stammten 39,3 TWh aus Wasserkraft (Mittelwert 2015-2024) und 8,3 TWh aus anderen erneuerbaren Energien (2,2 thermisch, 0,2 Wind, 5,96 TWh PV, **Ausbaustand 2024**).
- Das Erzeugungspotenzial der Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) verbesserte sich seit 2015 von 4,5 Prozent auf 13,4 Prozent, dies bei einem Anstieg des Landesverbrauchs um 1,5 Prozent über diesen Zeitraum. Die Erneuerbaren wuchsen sechsmal schneller als der Verbrauch.
- Sollte der Ausbau dank Beschleunigung wie gesetzlich definiert voranschreiten, dauert der Weg zu einem 100 Prozent erneuerbaren Strommix noch ca. 20 Jahre.

³ Der Begriff «thermische Kraftwerke» dient dem BFE in der Gesamtenergiestatistik als Sammelwert von konventioneller und erneuerbarer thermischer Erzeugung (ohne Biomasse- und Biogas-Kraftwerke). 1,4 TWh von 3,6 TWh rubrizierter thermischer Erzeugung (39 Prozent) stammte 2024 aus fossilen Quellen (Wärme-Kraft-Kopplung/Fernwärme). Diese fossile Erzeugung wird in den BFE-Elektrizitätsbilanzen nicht rubriziert. Es handelt sich um eine statistische Lücke, für die keine Monatswerte publiziert werden.

⁴ Landesverbrauch = Endverbrauch zuzüglich Verluste durch Speicherpumpen, Netze und Übertragungsleitungen

9. Versorgungssicherheit in saisonaler Perspektive

Stromimporte im Winterhalbjahr, Exporte im Sommerhalbjahr

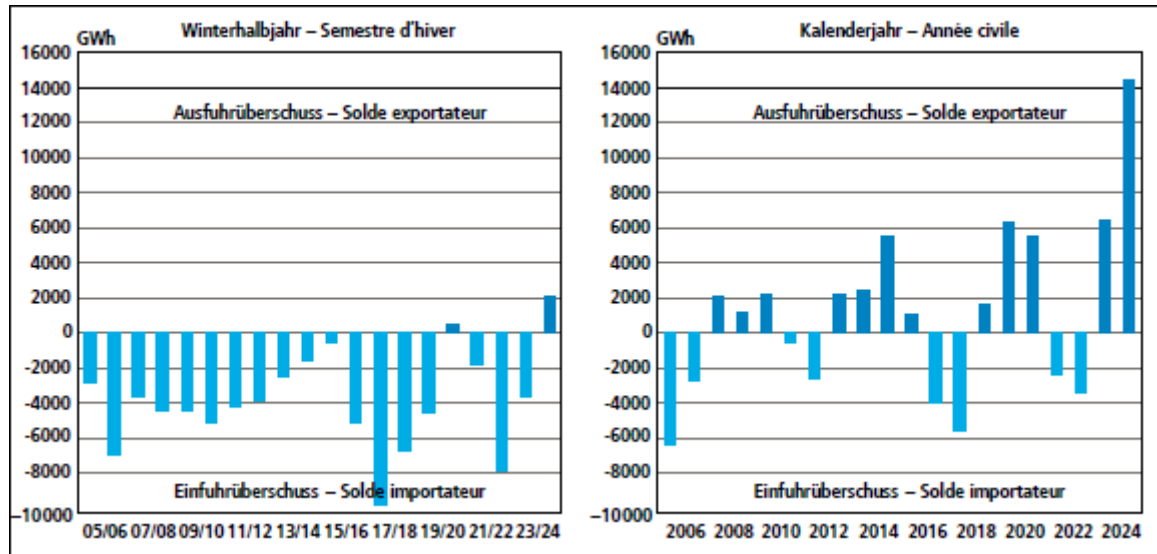


Abbildung 28 Aussenhandelsüberschüsse Winterhalbjahr und Kalenderjahr

Für die Versorgungssicherheit ist nicht die Jahresbilanz, sondern die Deckung der Spitzenlast im Winterhalbjahr entscheidend.

Die Schweiz verzeichnet im Winter regelmässig Netto-Importe. Sie erreichten ihr Maximum 2016/17 mit 9,7 TWh (30,3% des Winter-Endverbrauchs), betragen durchschnittlich in den letzten zehn Jahren aber nur 3,7 TWh. Zweimal (2019/20 und 2023/24) wurde im Winterhalbjahr netto Strom exportiert.

Die Stromimporte verliefen 2021-2025 rückläufig (Durchschnitt 2,4 TWh im Winterhalbjahr) im Vergleich zu den fünf Jahren davor (5,1 TWh). Dies ist bemerkenswert, weil das Kernkraftwerk Mühleberg 2019 ausser Betrieb ging (5% der Stromerzeugung im Winterhalbjahr).

Der Anstieg des Deckungsgrads erklärt sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien. Sie trugen in den ersten drei Monaten 2025 2,15 TWh zur Landeserzeugung bei, das waren 12,5% vom Landesverbrauch (ohne Wasserkraft) [27].

Gesetzlicher Richtwert

Nach Ausbruch des Ukrainekriegs wurde eine Importbegrenzung für das Winterhalbjahr verankert.

«Der Import von Elektrizität im Winterhalbjahr (1. Oktober–31. März) soll netto den Richtwert von 5 TWh nicht überschreiten», heisst es in Artikel 2 Absatz 3 unter dem Titel «Ziele für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien».

Das Schwergewicht des Ausbaus der Erneuerbaren liegt seither bei der Photovoltaik. Dem Parlament gelang es, oft blockierte Bewilligungsverfahren durch Meldeverfahren zu ersetzen (Dachanlagen und Fassaden).

Die Selbstermächtigung dezentraler Investorinnen und Investoren mündete in einen Boom.

Ende 2024 waren mehr als 300'000 PV-Anlagen am Netz [28]. Die Potenziale sind auch heute bei weitem nicht ausgeschöpft; sie betragen allein auf Dächern >55 TWh [29]

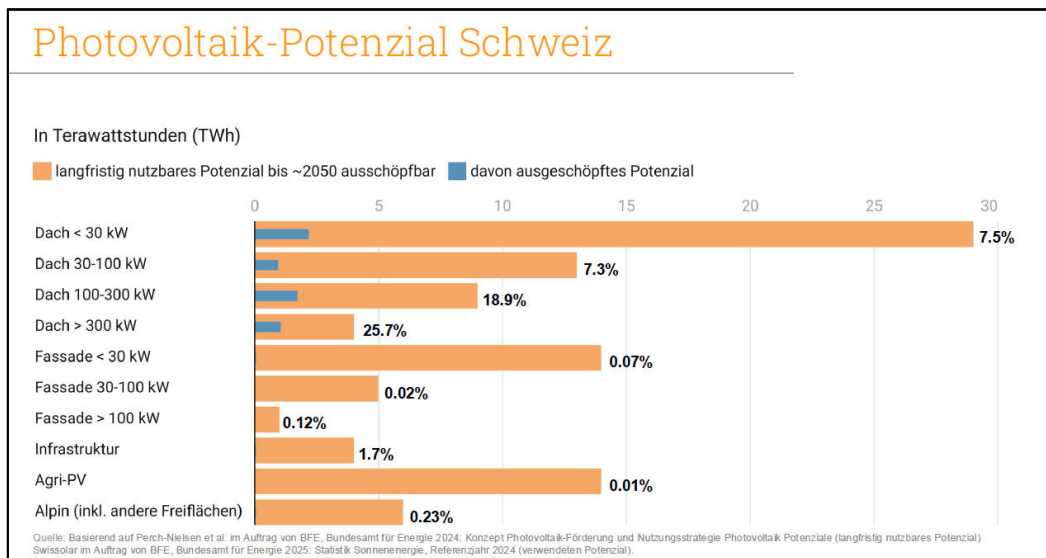


Abbildung 29 PV-Potenziale und Ausschöpfungsgrad in der Schweiz

Swissolar 2026 [30]

Photovoltaik liefert erhebliche Beiträge auch im Winterhalbjahr; konventionelle Solardächer und Batteriespeicher genügen für die Zielerreichung aber nicht. Laut Zeitreihe Elektrizitätsbilanz (BFE) beläuft sich der Winterstromanteil derzeit auf 24,4 Prozent der Jahreserzeugung [31]; dies ist möglicherweise eine Unterschätzung, weil der PV-Eigenverbrauch nur geschätzt ist. Er fällt im Winterhalbjahr höher aus als im Sommer.

Unausgeschöpfte Steuerungsmöglichkeiten

Der Winteranteil der Photovoltaik lässt sich steuern:

- Winteranteile von 35-40% werden für PV-Anlagen an Fassaden und Infrastrukturen gemessen. Der höhere Ertrag im Winterhalbjahr (+10-20%) geht einher mit Einbussen im Sommer (-30%) [32].
- Erhöhte Wintererträge (kWh/a und kWh/kW) werden an Standorten oberhalb der Nebelgrenze gemessen (ab 800 m ü. Meer). Massgeblich sind meteorologische Gegebenheiten, die Ausrichtung der Solarmodule und der Einbau von Nachführsystemen (Tracking).

Das BFE schätzt den langfristig möglichen PV-Winteranteil deshalb auf 30 Prozent. Allerdings fehlt ein Ausschreibungsverfahren für grössere Anlagen, das Winterstrom spezifisch beanreizt.

Solarexpress

Im Herbst 2022 verabschiedete das Parlament den «Solarexpress» für alpine Anlagen mit viel Winterstrom. Es garantierte dieselben Investitionsbeiträge wie für die Wasserkraft (60% der Kosten) und vereinfachte die Bewilligungsverfahren teilweise.

Die Beschwerdemöglichkeiten wurden allerdings nicht eingeschränkt; viele Projekte blieben blockiert. Manche Investitionen, finanziert von Städten oder Kantonen im Unterland, stiessen auf Widerstand oder wurden in Volksabstimmungen abgelehnt. Auch Landwirtschafts-Organisationen wie der Bauernverband bekämpfen Freiflächenanlagen, zB. auf Weiden auf den Jurahöhen [33].

In einigen Regionen war der Solarexpress erfolgreich. Dies ermöglicht wertvolle Erfahrungen und Lerneffekte für Planung, Konstruktion und Kosten solcher Anlagen. Allerdings tut das Bundesamt für Energie nach wie vor viel zu wenig, um das Programm ernsthaft weiterzuführen. Ausgerechnet für Winterstrom bleiben die regulativen Rahmenbedingungen ungenügend, was den Verdacht nach einer versteckten Förderung von Atomenergie weckt.

Verbesserungen der Gesetzgebung

Im «Stromgesetz»⁵ wurden Verbesserungen verankert, um raumplanerische Hürden zu überwinden. Art. 12 EnG räumt der Nutzung von erneuerbaren Energien Vorrang ein: «*Das nationale Interesse geht entgegenstehenden Interessen von kantonaler, regionaler oder lokaler Bedeutung vor*».

Noch offen ist, inwieweit sich Beschleunigungen ergeben. Die Zusammenlegung der Genehmigungen in einem einzigen Verfahren im «Beschleunigungserlass» wurde ohne Referendum genehmigt.

Mit einem Neigungswinkelbonus fördert das BFE den Winterstrom. Aber der Ausbau von PV-Fassaden kommt nicht vom Fleck, was auch an der Deckelung der gleitenden Marktprämie auf tiefem Niveau liegt.

Die Bundesbahnen (SBB) und das ASTRA mit grossen Potenzialen entlang der Verkehrswege interessieren sich kaum für Photovoltaik, obschon Art. 45b EnG deren Nutzung vorschreibt. Perron-Dächer und Stützmauern bleiben meist ungenutzt.



Abbildung 30 Beispiel neuer SBB Bahnhof Liestal: kilometerlange Stützmauern, Lärmschutzwände, Perrons, aber keine PV-Anlagen

Quelle: eigene Aufnahme Mai 2025

Erhöhung der gleitenden Marktprämie

Auf den 1. Mai 2026 werden die zulässigen Höchstgebote für die gleitende Marktprämie von PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch von 8 auf 9 Rp/kWh erhöht [34]. Ob die verbesserte Wirtschaftlichkeit zu einem Anstieg der bisher bescheidenen Gebotsmengen führen, wird man sehen.

⁵ Es handelt sich um einen Mantelerlass, der Änderungen im Energiegesetz, Stromversorgungsgesetz, Waldgesetz und in der Raumplanung in sich vereinigte.

10. Ausbaupfad 2025-2035

Das Energiegesetz (Art. 2) sieht vor, dass im Jahre 2035 35 TWh aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) kommen sollen. Der Bundesrat muss laut Gesetz alle fünf Jahre Zwischenziele festlegen (Art. 2 Absatz 4 EnG).

Für die Periode 2026-2030 postuliert er eine lineare Steigerung um 2,35 TWh pro Jahr. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) würde von 8,3 TWh (2024) auf 23,0 TWh (2030) steigen [35]:

Spalte1	Produktion 2024	Produktionsziel 2030	Produktionssteigerung 2025-2030	Zielausbau pro Jahr (GWh)	notwendige neu installierte Leistung pro Jahr in MW
Photovoltaik	5961	18700	12739	2123	2359
Windkraft	171	2300	2129	355	209
übrige Erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft)	2169	4160	1991	332	664
davon aus Biogas	452				
davon aus Holz	620				
aus erneuerbarer WKK und erneuerbarer Anteil der Abfälle	1097				

Abbildung 31 Ausbaupfad nach Technologie, (EnV Artikel 1a)

- Photovoltaik +10,4 TWh auf 18.7 TWh, mehr als eine Verdoppelung
- Windenergie +2,1 TWh auf 2,3 TWh, Verdreizehnfachung
- Übrige neue erneuerbare Energien: + 2 TWh auf 4,16 TWh (+ 46%)

Die Erreichung der Ausbauziele würde eine massive Steigerung des jährlichen Zubaus erfordern. Bei der Windenergie ist einer erhöhte Geschwindigkeit dank dem Beschleunigungserlass wahrscheinlich, aber die Ziele für 2030 bleiben sehr ambitioniert.

Bei der Photovoltaik genügen die geltenden Massnahmen bei weitem nicht, wären aber durchaus erreichbar, wenn die nötigen Massnahmen ergriffen würden:

- Höhere Mindestvergütungen / höhere Minimalvergütungsprämien / höhere gleitende Marktprämie
- Winterstrom-Auktionen
- Ausscheiden von erneuerbaren Energien-Zonen durch die Kantone
- Senkung der Transaktionskosten für Agri-PV
- Umsetzung Solarstrom auf Infrastrukturen des Bundes (Artikel 45b EnG):
Inventarisierung, zielführende Ausschreibungsverfahren, Senkung der Bürokratie
- Umsetzung des Beschleunigungserlasses
- Erlass eines «Sachplans Winterstrom»:
 - Nutzungszonen für Windenergie in ausreichender Zahl;
 - Nutzungszonen für Agri-PV oberhalb der Nebelgrenze
 - Angemessene Nutzungsquoten pro Einwohner für Dach- und Fassadenanlagen mit steilem Neigungswinkel für alle Kantone

Eine Frage der Umsetzung

Zentral bleibt die Frage, ob die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien unter einem Energieminister umgesetzt werden, der sein ganzes Leben lang die Öl-Branche, die Nuklearbranche und die Wasserkraft gegen Windenergie und Photovoltaik «verteidigt» hat.

Seit seinem Amtsantritt stagniert der Ausbau der Photovoltaik und inzwischen verläuft der Ausbau rückläufig, trotz kleinen regulativen Verbesserungen (LEGs, vZEV).

- Einfamilienhäuser bilden zahlenmässig das grösste Marktsegment. Ein hoher Eigenverbrauch ist eher die Ausnahme. Hier wirken sich die rückläufigen Preisgarantien am stärksten negativ aus.
- Bei Grossanlagen (> 100 kW) liegt das Kostenniveau tiefer, Eigenverbrauch (ZEV) und Vermarktung mittels LEG bleiben attraktiv, ebenso die Speicherung mittels Batterie. Aber auch hier nimmt der Zuwachs laufend ab, verglichen mit dem Boom 2023/2024.

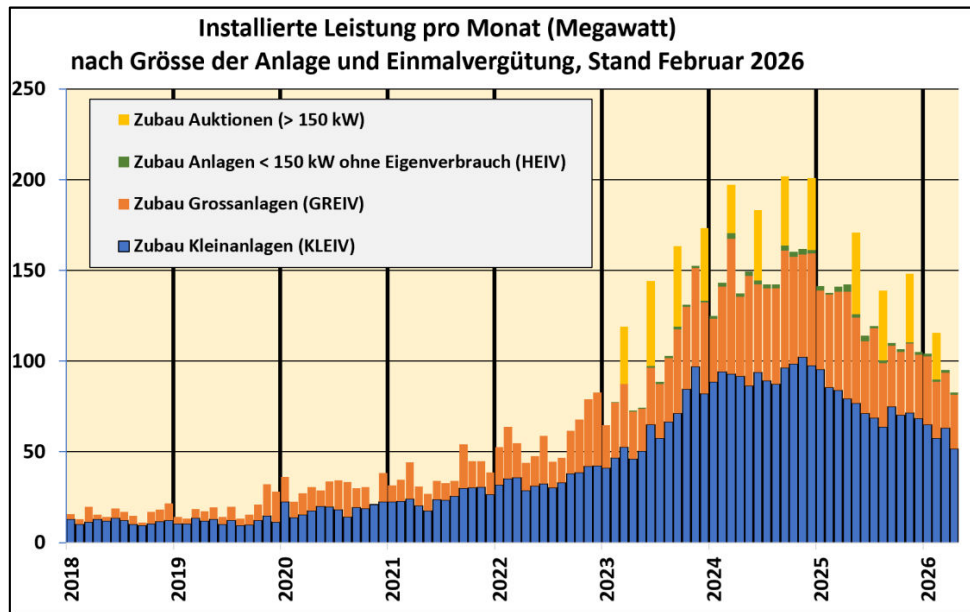


Abbildung 32 Entwicklung monatlich neu installierte PV-Leistung (Jan. 2018 bis April 2026)
Eigene Grafik, Daten Pronovo, EIV-Cockpit

11. Stand der Bedarfsdeckung 2030/35 bei Umsetzung gesetzlicher Ziele

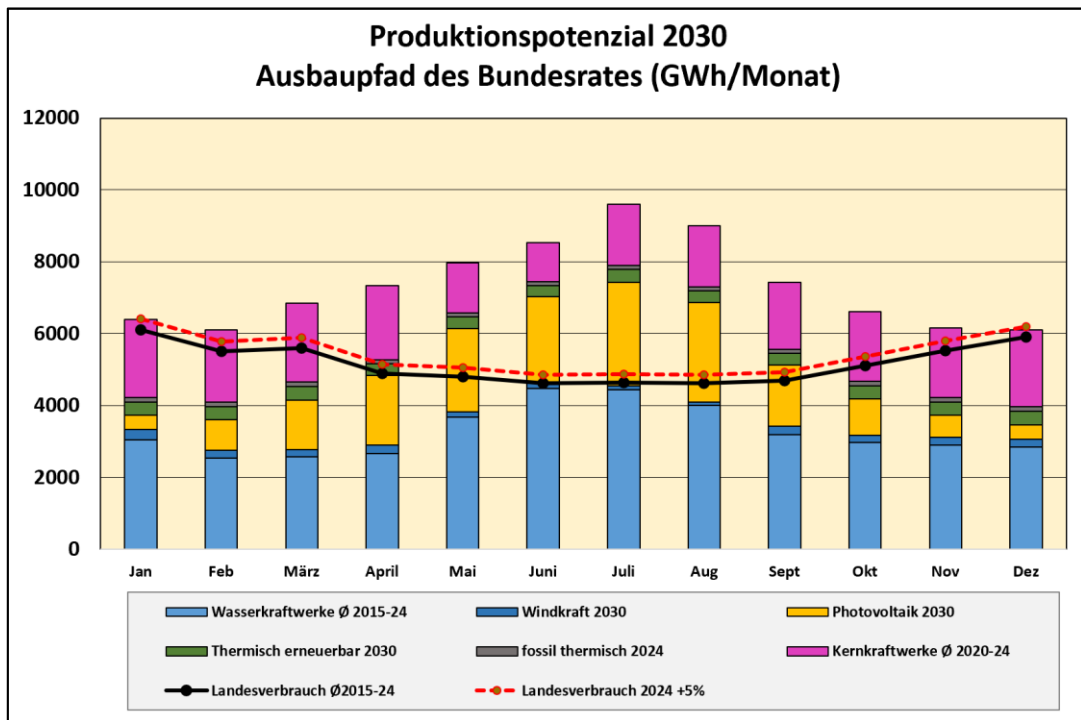


Abbildung 33 Strommix 2030 gemäss Ausbaupfad Bundesrat (2030)
Hochrechnung auf Basis der Vernehmlassung des UVEK

Stabiler Verbrauch (Niveau 2015-24): wird das Ausbauziel der neuen erneuerbaren Energien 2030 erreicht (23 TWh), lässt sich bei einem stabilen Landesverbrauch bis 2030 (Ø 2015-2024, 62 TWh) der Bedarf während sechs Monaten (April bis September) aus erneuerbaren Energien vollständig decken. Die Erneuerbaren liefern dann bilanziell 64,5 TWh und decken 104 Prozent vom Landesverbrauch.

Die Landeserzeugung (inkl. Kernenergie) steigt auf 86,7 TWh, der Exportüberschuss auf 24,6 TWh (Jahresbilanz); Kernenergie deckt 26% der Landeserzeugung. Auch im Winterhalbjahr wird bei durchschnittlichen hydrologischen Verhältnissen Strom exportiert (Winterexporte 7,6 TWh). Die Landeserzeugung übertrifft den Landesverbrauch um 39 Prozent.

Verbrauchsanstieg +5%. Steigt der Landesverbrauch bis 2030 um 1 Prozent pro Jahr auf 65,1 TWh, beträgt der Deckungsgrad der Erneuerbaren 99 Prozent (Jahresbilanz).

Stromimporte (< 0,4 TWh) werden in den Monaten Dezember und Januar benötigt; über das Winterhalbjahr wird netto 4,2 TWh Strom **exportiert**.

Weil laut Plan bis 2030 keine Kernkraftwerke ausser Betrieb gehen, beträgt ihre kalkulierte Produktion weiterhin 22,2 TWh/a. 21,5 TWh davon wird exportiert (Jahresbilanz). Die Landeserzeugung übertrifft den Landesverbrauch um 33 Prozent.⁶

⁶ Monatsprofile wurden auf Basis von Mittelwerten (Wasserkraft) oder von 2024 linear hochgerechnet. Unberücksichtigt bleiben mögliche Verschiebungen der Stromerzeugung vom Sommer- in das Winterhalbjahr, zum Beispiel mittels Biomasse/Bio-gas, mehr Winter-PV oder Erweiterung der Speicherseen.

Da die gesetzlichen Ausbauziele für die Wasserkraft bereits in den Monatswerten 2015-2024 weitgehend erreicht wurden und weil Konzessionserneuerungen mit steigenden Restwassermengen die Wasserkraft eher absenken, wurden die Produktionsmengen für die Wasserkraft stabil gehalten; kleinere Veränderungen bei der Wasserkraft sind für strategische Fragestellungen nicht entscheidend.

Ausbaupfad bis 2035

Wir verwenden die Fortschreibung des Bundes (analog Ausbaupfad 2025-2030). Der Ausbaupfad bleibt «sommerlastig». Es ist aber denkbar, dass bis 2030 neue Massnahmen für mehr Winterstrom ergriffen werden, die hier nicht berücksichtigt sind.

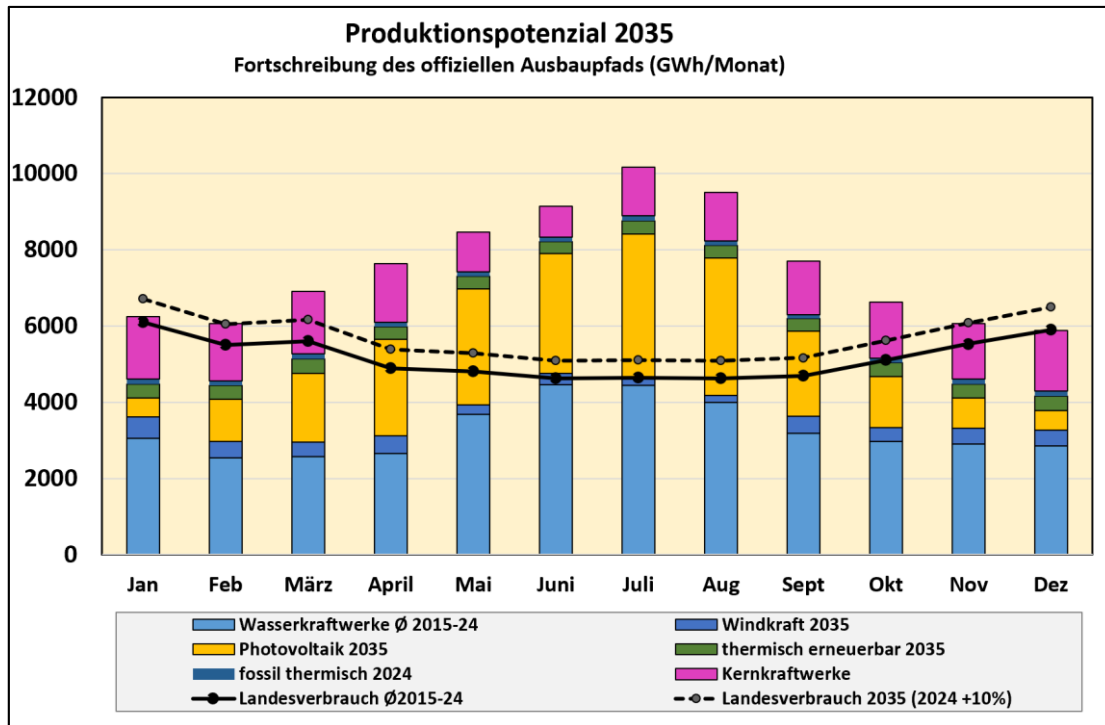


Abbildung 34 Monatliches Erzeugungspotenzial Ausbaupfad 2035 gem. Bundesrat eigene Hochrechnung auf Basis Ausbaupfad BFE 2030 und Elektrizitätsstatistik

Stabiler Verbrauch (Niveau 2015-24): wird das Ausbauziel – 35 TWh – erreicht und sollte der Landesverbrauch bis dann stabil bleiben (Ø 2015-2024, 62 TWh), wäre der Landesverbrauch während sieben Monaten (April bis Oktober) ganz aus erneuerbaren Energien im Inland abgedeckt. Die Erneuerbaren liefern 74 TWh und decken 119 Prozent vom Landesverbrauch (Jahresbilanz). Im Winterhalbjahr kann bei durchschnittlichen hydrologischen Verhältnissen 5,1 TWh exportiert werden.

Die Landeserzeugung steigt auf 92,4 TWh, der Exportüberschuss auf 30,4 TWh; Kernenergie deckt nach der Schliessung von Beznau 1 und Beznau 2 noch 16,7 TWh bzw. 18% der Landeserzeugung.

Verbrauchsanstieg +10%. Steigt der Landesverbrauch bis 2035 um 1 Prozent pro Jahr auf 68,2 TWh, lässt sich der Bedarf während sechs Monaten (April bis September) aus erneuerbaren Energien im Inland decken. Die Erneuerbaren liefern 74 TWh und decken 108 Prozent vom Landesverbrauch (Jahresbilanz).

Im Winterhalbjahr werden 1,7 TWh netto exportiert. Die Landeserzeugung steigt auf 92,4 TWh, der Exportüberschuss beträgt 24,2 TWh; die Kernenergie liefert 18% der Landeserzeugung.

Versorgungsmatrix 2035 (GWh)													
	Wasserkraft (Ø 2015-24)	Kernkraftwerke 2035 (Bundesrat)	thermisch fossil (Werte von 2024)	thermisch erneuerbar 2035 (Bundesrat)	Windkraft 2035 (Bundesrat)	Photovoltaik 2035 (Bundesrat)	Total EE 2035 (Bundesrat)	Total Erzeugung 2035 (Bundesrat)	Landesverbrauch Ø 2015-24 (kein Wachstum)	Deckungsgrad EE bei Landesverbrauch ohne Wachstum	Landesverbrauch 2035 +10%	Überdeckung/ Unterdeckung aus EE	Überdeckung/ Unterdeckung alle Energieträger
Jan	3046	1648	124	534	566	504	4650	6422	6100	-1450	6710	-2060	-288
Feb	2533	1509	125	536	437	1107	4613	6247	5503	-890	6053	-1440	193
März	2574	1646	128	551	386	1803	5315	7089	5605	-291	6166	-851	923
April	2662	1553	114	492	463	2521	6137	7804	4892	1245	5381	756	2423
Mai	3681	1053	114	490	257	3033	7461	8627	4810	2651	5291	2170	3336
Juni	4467	819	107	461	283	3160	8370	9296	4624	3747	5086	3284	4210
Juli	4441	1277	121	519	206	3771	8936	10333	4636	4301	5099	3837	5234
Aug	4000	1283	111	480	180	3615	8275	9669	4627	3648	5090	3185	4579
Sept	3188	1398	111	478	437	2246	6349	7858	4694	1655	5164	1185	2694
Okt	2977	1462	123	527	360	1344	5209	6793	5111	98	5622	-413	1171
Nov	2904	1461	126	541	412	803	4660	6246	5528	-868	6080	-1420	166
Dez	2849	1598	130	560	412	525	4345	6073	5900	-1555	6490	-2145	-418
total	39320	16704	1433	6169	4400	24431	74320	92457	62029	12290	68232	6087	24225

Abbildung 35 Versorgungsmatrix 2035 in Zahlen

Daten eigene Hochrechnung, gesetzlicher Ausbaupfad +35 TWh erneuerbar, Strommix gem. Bundesrat (Fortschreibung Ausbaupfad 2030) Trotz Wegfall von Beznau 1 und Beznau 2 (2032/33) wächst die Landeserzeugung weiter an, wenn die Ausbauziele umgesetzt werden. Es wäre möglich, um das Jahr 2035 weitere Atomkapazitäten ausser Betrieb zu nehmen. Voraussetzung für eine hohe Abdeckung im Winterhalbjahr bleibt der Ausbau der Batteriekapazitäten zur Aufnahme von Photovoltaik und eine zeitlich verzögerte Entnahme von Speicherwasser.

Versorgung während der Wintermonate – Zwischenstand 2035

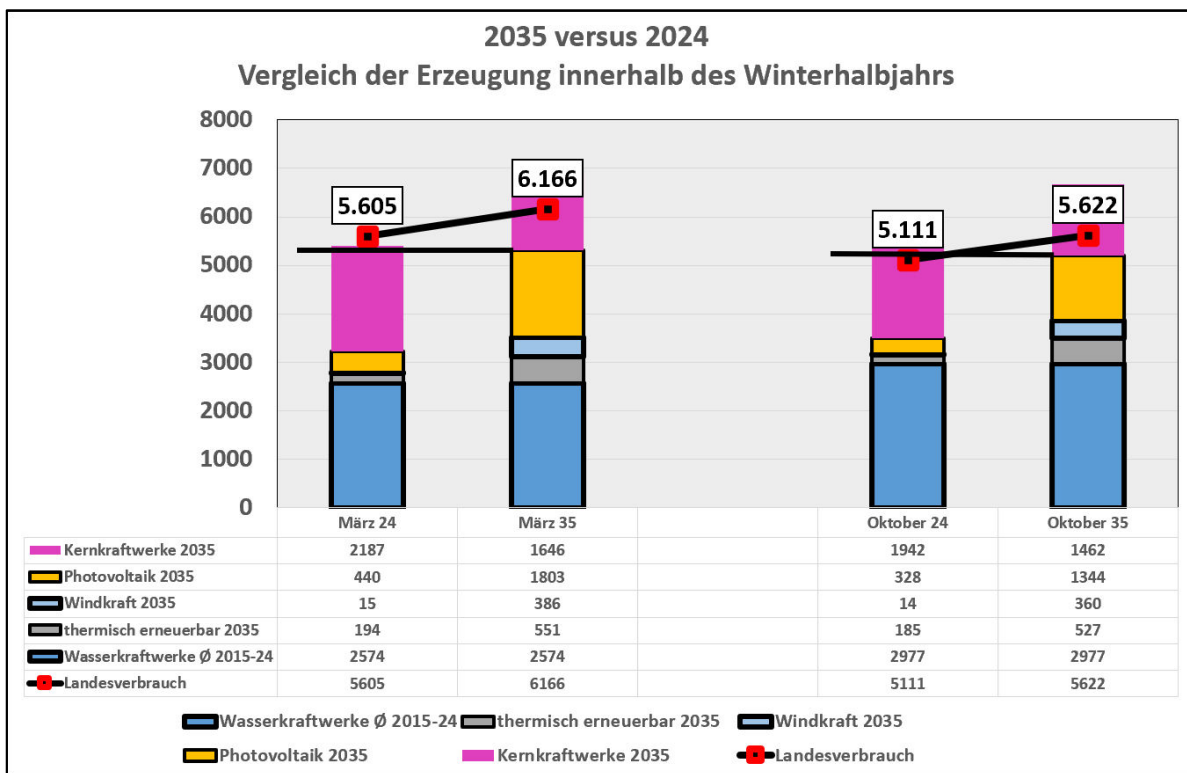


Abbildung 36 Vergleich 2024/2035: Monate März und Oktober (in GWh)

Eigene Hochrechnung auf Basis Ausbaupfad 2030 und Elektrizitätsstatistik

Der Beitrag der Photovoltaik im Winterhalbjahr wird unterschätzt. Solar-Beiträge im Oktober und im März werden den Beitrag der Kernenergie (Stand 2024) aufwiegen. Wenn Gösgen und Leibstadt bis dann noch nicht stillgelegt sind, erhöhen sich die Exporte im Winterhalbjahr. Mit dem gesetzlichen Ausbauziel von 45 TWh (2045) kommt noch mehr erneuerbarer Strom dazu – auch mehr Winterstrom.

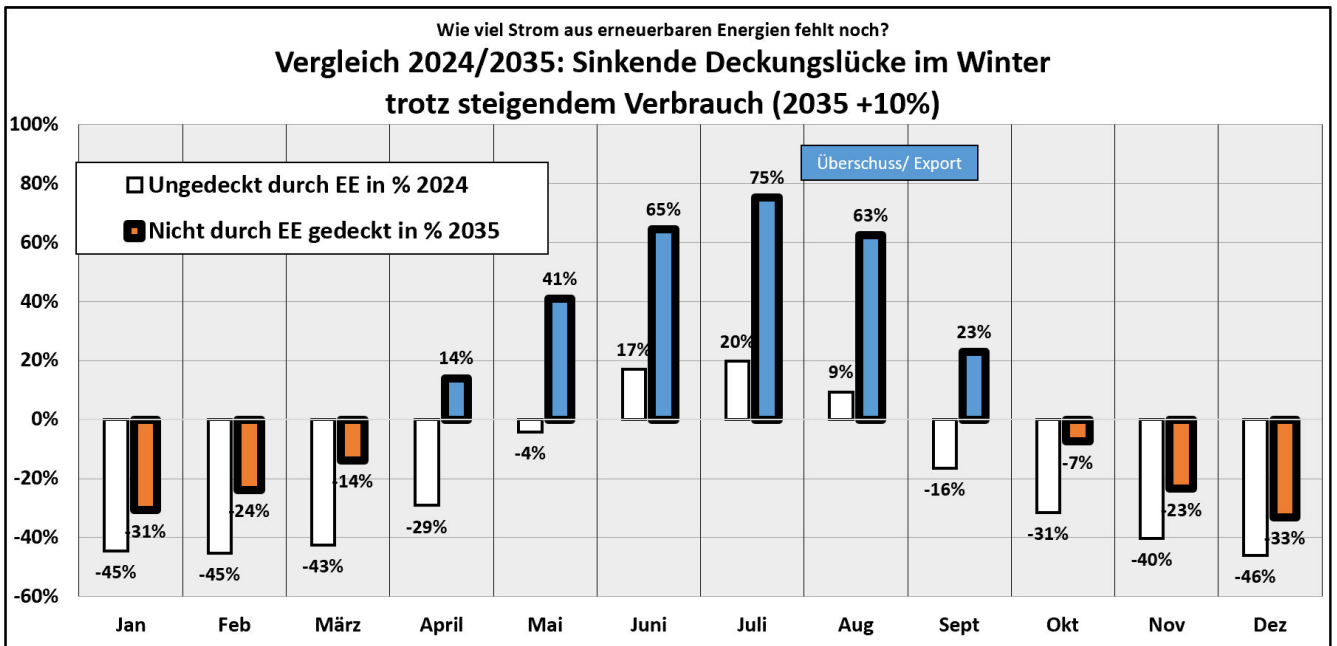


Abbildung 37 Restbedarf, nicht aus erneuerbaren Energien gedeckt (Ø2015-24 und 2035)

Daten eigene Berechnung, Hochrechnung BFE-Ausbaupfad 2030 bis 2035

Der gesetzliche Ausbau erhöht bis 2035 im Winterhalbjahr den Deckungsgrad. Der Anteil aus Kernenergie und Stromimporten sinkt von 16,1 TWh (Mittelwert 2015-24) auf 7,5 TWh und wird in jedem Kalendermonat kleiner. Saison-Speicherkraftwerke werden deutlich später gebraucht. Ihr Beitrag verschiebt sich im Kalenderjahr nach hinten. Die Reichweite der Reserven erhöht sich.

Allerdings: Oft locken hohe Strompreise schon im November zum Verkauf von Spitzenleistung ins Ausland, was die Winterspeicher vorzeitig dezimiert. Das Auslandsgeschäft steht in strukturellem Wettbewerb zur inländischen Vorhaltung von Leistung. Der Bundesrat hätte es in der Hand, die Winterreserve so zu regulieren, dass die Versorgungssicherheit nicht leidet.

Dieses Spannungsfeld liesse sich allerdings mindern mit einer strategisch konzipierten Wieder-Befüllung von Saisonspeichern. Die Verwertung von Überproduktion aus Windenergie und eine höhere Versorgungssicherheit gehen Hand in Hand.

12. Gestehungskosten von PV-Anlagen nach Grösse und Standort

Im Folgenden werden die Gestehungskosten für Solarstrom anhand der Preisbeobachtungsstudie des Bundes (PBO 24) für unterschiedliche Grössen und Standorte untersucht (Abschnitte 11 und 12) und mit anderen Erzeugungstechnologien verglichen.

Methodik und Kostendaten

- BFE-Preisbeobachtungsstudie (PBO-24 von Juli 2025), Medianwerte für Anlagen unterschiedlicher Leistung
- Drei konkrete Projekte eines Netzbetreibers, wovon die Freiflächenanlage «Jura-Höhe» unter den «Solarexpress»⁷ fällt; Basis bilden die zur Verfügung gestellten Projektgrundlagen (Kostenschätzung, Produktionsprofil Sommer/Winter).
- Einmalvergütungen gemäss Energieförderverordnung (EnFV), Stand 2025 [36]
- Auktionsergebnisse gemäss Pronovo-Auktionen-Cockpit, Mai 2025 und August 2025 [37]
- Sommer-Winter-Ertrag: Datengrundlage für Solardächer bildet die BFE-Winterstromstudie von Basler & Hoffmann [38]. Demgemäss kommen nach Süden ausgerichtete Dachanlagen auf 945 Volllaststunden pro Jahr (kWh/kW).
- Der Winteranteil von CH-PV basiert auf Zeitreihen der BFE-Elektrizitätsbilanzen [39]; diese verzeichnen einen Winteranteil von 24,4%, der auf 25% gerundet wurde, weil der Eigenverbrauch statistisch leicht unterschätzt wird. Als Kalkulationsbasis gelten 236 kWh/kW Winterstrom (Mittelwert Dachanlagen) [40].
- Alpine Anlagen weisen spezifisch eine deutlich grössere Jahresproduktion auf und verzeichnen spezifisch erhöhte Winteranteile von 30-50 Prozent. Winteranteile von 40% wie beim Projekt «Jura-Höhe» sind langjährig nachgewiesen [41].
- Für Anlagen mit Neigungswinkelbonus wird dieselbe Kostenbasis wie für Solardächer unterstellt (PBO-24). Unterschiede ergeben sich ertragsseitig: Jahreserzeugung 700 kWh/kW statt 945 kWh/kW, der Winteranteil wird mit 280 kWh/kW statt 236 kWh/kW kalkuliert.



Abbildung 38 Visualisierung Projekt «Jura-Höhe» auf 1000 m über Meer

Bild zVg. gestellt von Netzbetreiber

Projektdaten Netzbetreiber:

- Das Projekt «Jura-Höhe» auf 1000 m über Meer sah Solartische mit Nachführsystem vor (Bild). Kalkulierte Jahresproduktion 1342 kWh/kW, Winterertrag: 523 kWh/kW (39%).⁸ Beweidung bleibt möglich.
- Das Projekt «NWCH 500 m» ist eine inzwischen in Betrieb stehende Freiflächenanlage auf einer ehemaligen Deponie.
- Das Projekt «Flachdach Basel» (200 kW) 200 CHF/kW liegt deutlich unter den Mediankosten der PBO24.

⁷ Der Solarexpress aus dem Jahre 2022 hatte zum Ziel, an Standorten mit hoher Einstrahlung (>500 kWh/kW) mittels verkürzter Bewilligungsverfahren mehr Winterstrom zu produzieren.

⁸ Winteranteile von 40 % wurden mit der Anlage auf dem benachbarten Mont Soleil im Mehrjahres-Durchschnitt nachgewiesen (Baujahr 1992).

Investitionskosten vor Einmalvergütung

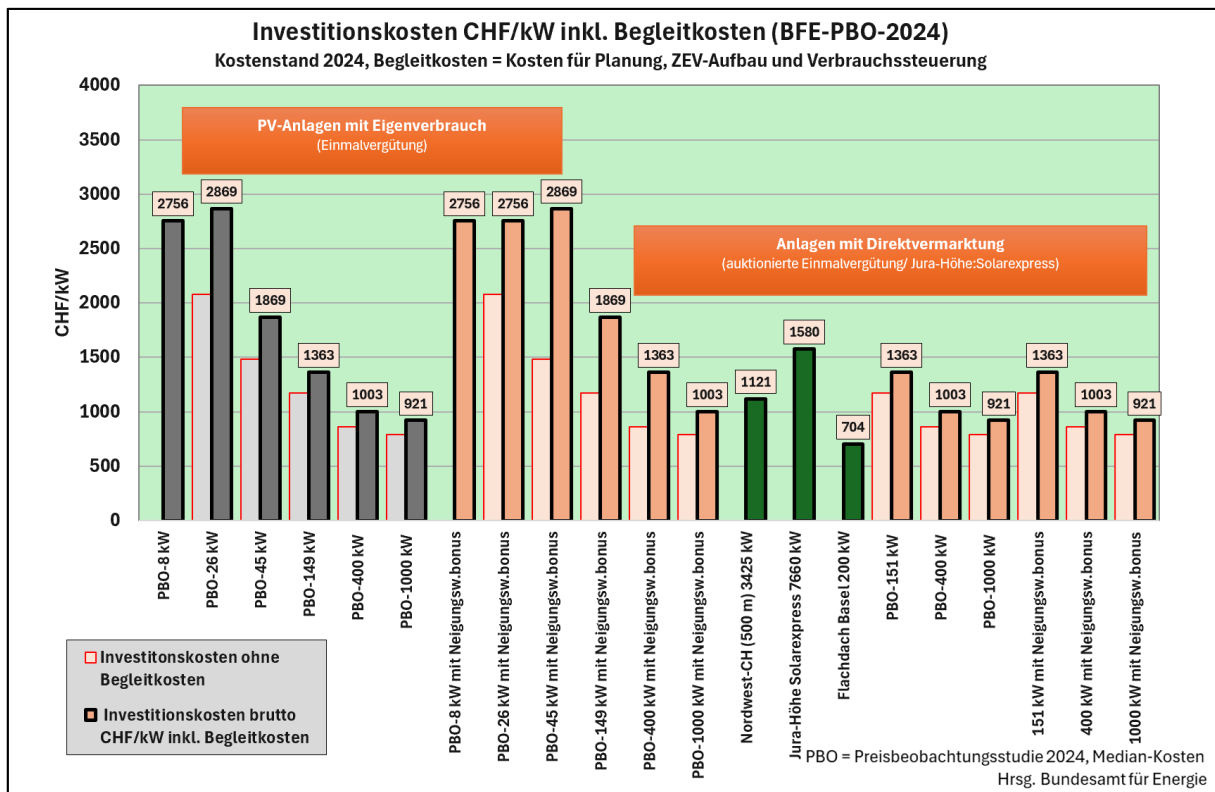


Abbildung 39 Investitionskosten CHF/kW: PV-Anlagen unterschiedlicher Leistung

Daten BFE PBO-24, eigene Grafik

Die PV-Investitionskosten inkl. Begleitkosten gemäss PBO-24 betragen zwischen 921 und 2869 CHF/kW. Begleitkosten sind Kosten für Planung, Steuerung und ZEV-Einrichtung.⁹ Die PBO-24 macht keine Angaben zu den Kosten für Netzverstärkungen. Auch die Kosten von Batterien bleiben unberücksichtigt, obschon Anlagen ohne Eigenverbrauch ohne Batterie wirtschaftlich kaum mehr gangbar sein dürften. Dies kann dazu führen, dass Grossanlagen statistisch als «zu billig» erscheinen im Vergleich zu Anlagen mit Eigenverbrauch.

Zusatzkosten und -Erträge von Batterien bleiben in diesen Kalkulationen unberücksichtigt. Es gibt keine repräsentativen Kostendaten für die Schweiz. Kleine Batterien sind oft doppelt so teuer wie grosse.¹⁰

Rentabilität von PV-Anlagen

Grosse PV-Anlagen weisen dreimal tiefere direkte Investitionskosten auf als Kleinanlagen. Das macht sie nicht automatisch rentabler; Zinshöhe bei Kreditaufnahme, Verkaufserlöse, solare Einstrahlung, Kosten der Netzanbindung sind entscheidend.

⁹ Für grössere Anlagen weist die PBO folgende Begleitkosten aus:

	Leist.Kat.	kW	Inv.kosten CHF/kW	Verbrauchssteuerung CHF/kW	Aufbau ZEV (CHF/kW)	Planung CHF/kW	total	Begleitkosten in %	Investitionskosten inkl. Begleitkosten
PBO-26 kW	10-30	26	1587,00	57	197	342	596	38%	2.183,00
PBO-45 kW	30-100	45	1526,00	34	118	249	401	26%	1.927,00
PBO-149 kW	100-300	149	1270,00	11	39	157	207	16%	1.477,00
PBO-400 kW	300-1000	400	865	7	27	107	141	16%	1.005,99
PBO-1000 kW	>1000	1001	794	7	24	98	129	16%	923,42

Für Anlagen unter 10 kW wurde angenommen, dass die Begleitkosten in der Offerte der Installationsfirma abgedeckt sind.

¹⁰ Kleine Batterien (<30 kW) liegen bei 654-847 CHF/kW (minus 10-25% gegenüber dem Vorjahr), PBO-24, Seite 37

Grösster Hebel für die Wirtschaftlichkeit ist der Eigenverbrauch inkl. Erweiterung mittels ZEV, vZEV und LEGs (*Ausführungen dazu in Kapitel 5*). Strombezug vom Hausdach beansprucht keine öffentlichen Netze. Es entfallen Netzgebühren und Abgaben (Artikel 16 Energiegesetz). Die Kostenersparnis beträgt bis zu 15 Rp/kWh (Stand 2025, Netzebene 7, Konsumprofil H4, vgl. *Abbildung 63*) [42].

Massgeblich für die Rentabilität von LEGs und ZEVs sind: Örtliche Distanz der Verbraucher (Lastnähe), Netzausbaukosten «hinter dem Stecker» (ZEV), Auslastung, Laufzeit. Kleinanlagen mit Eigenverbrauch können wirtschaftlicher sein als grosse Freiflächenanlagen.

Höhe der Einmalvergütung nach Anlagentyp

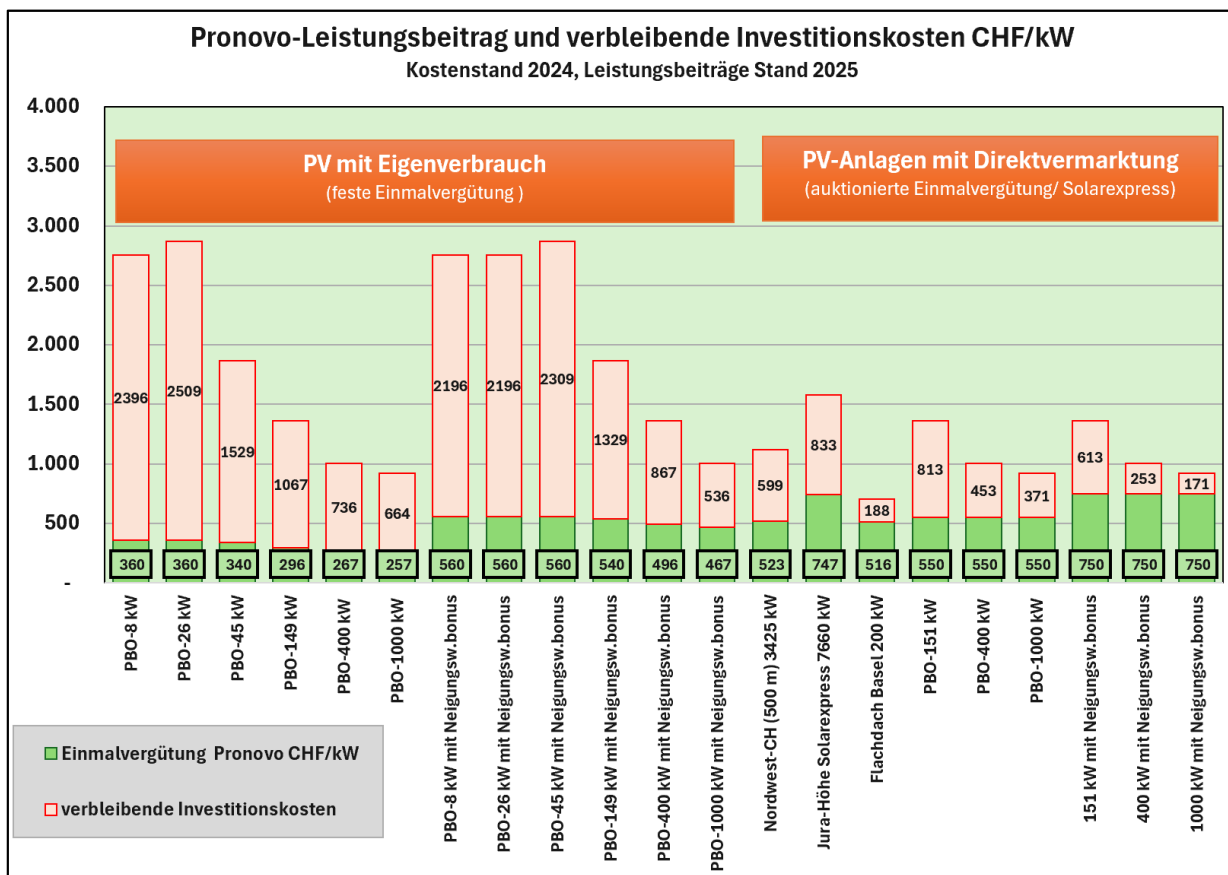


Abbildung 40 Pronovo-Einmalvergütung pro kW

Daten Beitragshöhe: EnFV 2025

Die Einmalvergütungen bewegten sich 2025 zwischen 257 und 750 CHF/kW. Das Marktrisiko ist bei Anlagen ohne Eigenverbrauch deutlich erhöht. Deshalb werden die Leistungen differenziert ausgerichtet.

Höhe der Einmalvergütung in Prozent

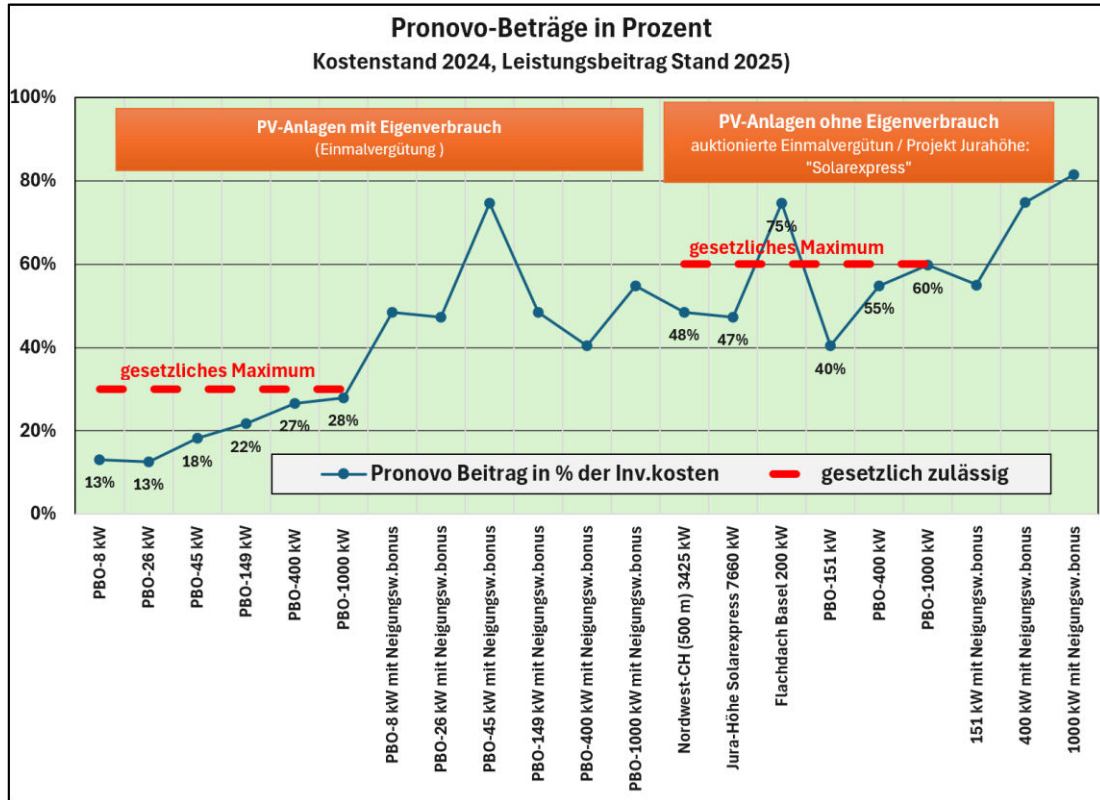


Abbildung 41 Einmalvergütung in Prozent der Investitionskosten (ohne Batterie)

Daten eigene Berechnung, Basis EnFV 2025

Die Differenzierung der Einmalvergütung verursacht grosse Unterschiede gemessen an den Projektkosten:

Anlagen ohne Eigenverbrauch erhalten maximal 60% Einmalvergütung; seit 2023 gilt für Photovoltaik dieselbe Obergrenze wie für die anderen erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Windenergie, Biomasse/Biogas, Geothermie).

- Diese Anlagen stehen im Wettbewerb; es gelten die Grosshandelspreise am Spotmarkt, am day-ahead-Markt oder von Power Purchase Agreements (PPA).
- Der Marktwert im kurzfristigen Handel ändert sich im Viertelstundentakt und tendiert bei Sonnenschein gegen null.
- Grossanlagen (GREIV) > 150 kW müssen für eine Einmalvergütung zwingend an Auktionen teilnehmen. Sie erhalten je nach Preisgebot einen Zuschlag auf Basis pay as you bid.
- Kleinanlagen <150 kW erhalten eine administrativ festgelegte «hohe Einmalvergütung HEIV»; dieser beträgt 450 CHF/kW (EnfV Anhang 2 Absatz 2.10, Stand 2025/26). 2025 fielen 373 Anlagen/22 MW in dieses Segment

Anlagen mit Eigenverbrauch erhalten maximal 30% Einmalvergütung.

- Die Ansätze bewegen sich 2026 bei 380 CHF/kW für Anlagen <30 kW, 300 CHF/kW bis < 100 kW und 270 CHF/kW > 100 kW. Für Kleinanlagen deckt die Einmalvergütung weniger als 20 Prozent der Projektkosten.
- Kleinanlagen <150 kW erhalten zusätzlich zur Einmalvergütung eine «Minimalvergütungsprämie» in Abhängigkeit der Markterlöse gemäss Referenzmarktpreis, wenn die Durchschnittserlöse (aktuell 6 Rp/kWh) unterschritten werden [43]. Für Anlagen über 30 kW senkt sich die Minimalvergütung auf 2 Rp/kWh.

Rechtsansprüche auf Boni (Neigungswinkelbonus, Höhenbonus, Parkplatzbonus) gelten zusätzlich, werden aber wenig in Anspruch genommen [44]. 2025 wurden 1549 Gesuche verzeichnet für 24,0 MW Leistung.

Tarifstruktur als immanentes Risiko

Bei Anlagen mit Eigenverbrauch sinkt die Rentabilität, wenn die Netzgebühren zulasten der nichtdegressiven Arbeitskomponente (CHF/kWh) modifiziert werden, zum Beispiel indem Grundpreise, Leistungstarife oder sonstige Fixkosten (Anschlussgebühren) in CHF/kWh eingeführt oder erhöht werden.

Bis zum 31. Dezember 2025 mussten sämtliche Tarife eine nichtdegressive Arbeitskomponente von 70 Prozent (Rp/kWh) aufweisen. Seit 1. Januar 2026 können die Netzbetreiber die Netzgebühren dynamisieren; inwiefern sie dies zum Nachteil der Photovoltaik mit Eigenverbrauch auswirkt, wird sich erst zeigen.

Verordnungstext 2025	Verordnungstext 2026
<p>Art. 18 Netznutzungstarife</p> <p>1 Die Netzbetreiber sind verantwortlich für die Festlegung der Netznutzungstarife.</p> <p>2 Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. Auf Spannungsebenen unter 1 kV gehören Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh derselben Kundengruppe an (Basiskundengruppe).</p> <p>3 Die Netzbetreiber müssen den Endverbrauchern der Basiskundengruppe einen Netznutzungstarif mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent anbieten.</p> <p>4 Sie können ihnen zusätzliche Netznutzungstarife zur Auswahl stellen, den Endverbrauchern mit Leistungsmessung auch solche mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von weniger als 70 Prozent.</p>	<p>Art. 18a Netznutzungstarife der Niederspannungsebene</p> <p>1 Auf der Niederspannungsebene gelten die folgenden Grundsätze für die Bildung der Kundengruppen:</p> <p>a. Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch unter 50 MWh gehören der Basiskundengruppe an.</p> <p>b. Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch unter 50 MWh, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, bilden zusammen eine eigene Kundengruppe.</p> <p>2 Für die Festlegung des Standardtarifs der Basiskundengruppe können die Netzbetreiber unter den drei folgenden Modellen für Netznutzungstarife wählen:</p> <p>a. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent;</p> <p>b. dynamische Tarife;</p> <p>c. Tarife mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent und einer variablen Leistungskomponente (Rp./kWh), deren Höhe sich nach den Netzlasten richtet und mindestens vier verschiedene Werte pro Tag aufweist.</p> <p>3 Die Höhe der variablen Leistungskomponente nach Absatz 2 Buchstabe c muss sich an Zeitfenstern orientieren, die unter Abschätzung der zu erwartenden Netzlasten für das gesamte Tarifjahr festgelegt werden.</p> <p>4 Bei Endverbrauchern nach Absatz 1 Buchstabe b müssen sämtliche Tarife eine nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent enthalten.</p>

Abbildung 42 Rechtliche Bestimmungen zur Tarifstruktur: 2025 und 2026

Quelle: StromVV

Sinkende Strompreise dank erneuerbaren Energien und Batterien

Batteriespeicher, Wärmespeicher, LEGs, ZEVs und Abnahmeverträge (PPAs) können Marktrisiken entscheidend verringern. Die Strompreise in der Schweiz werden von der europäischen Preisentwicklung überlagert; die Nutzung von Speichern orientiert sich verstärkt an der europäischen Marktlage.

Die Preisbildung im Strommarkt erfolgt auf Basis von Grenzkosten; weil die Grenzkosten von erneuerbaren Energien besonders tief sind, wären Neuanlagen ohne Kapazitätsbeiträge nicht finanzierbar. Einmalvergütungen von 30-60% der Investitionskosten gelten inzwischen für alle erneuerbaren Kraftwerkstechnologien; umgekehrt profitieren Konsumentinnen und Konsumenten von der zunehmenden Zahl der Nullpreis-Stunden und von negativen Strompreisen. Werden Gaskraftwerke dank Batterien und erneuerbaren Energien aus dem Netz verdrängt, stellt sich dauerhaft ein tieferes Energiepreisniveau ein.

Höhe der PV-Gestehungskosten

PV-Gestehungskosten beinhalten Kosten für Finanzierung (Verzinsung und Abschreibung), Betrieb & Unterhalt sowie Pachten und Abgaben. Davon in Abzug kommen die Leistungen aus dem Netzzuschlag: Einmalvergütung und Boni.

Finanzierungskosten

- Anlagen mit Eigenverbrauch werden mit einem WACC von 1,5% kalkuliert (Referenzzinssatz 2025 für Hypotheken). Betreiber von Kleinanlagen können Kredite zu geringeren Kosten aufnehmen.
- Anlagen ohne Eigenverbrauch werden mit dem offiziellen WACC des Bundesrates von 5,1% kalkuliert. [45]

Kosten für Betrieb und Unterhalt

- Es werden grundsätzlich Betriebskosten von 3 Rp/kWh zugrunde gelegt:
 - eingeschlossen sind Betrieb und Unterhalt, Pachten, Dachmiete
 - bei Grossanlagen «Solarzinsen» an Gemeinden von max. 1 Rp/kWh (10 CHF/kWh/a).¹¹
- Bei Anlagen mit Eigenverbrauch entfallen Dachmiete und «Solarzins». Diese Anlagen erwirtschaften ihren Cashflow dank dem Verbrauch vor Ort (Wegfall Netzgebühren).
 - Anlagen > 150kW: 2 Rp/kWh für Betrieb & Unterhalt
 - Anlagen < 150 kW: 3 Rp/kWh für Betrieb & Unterhalt

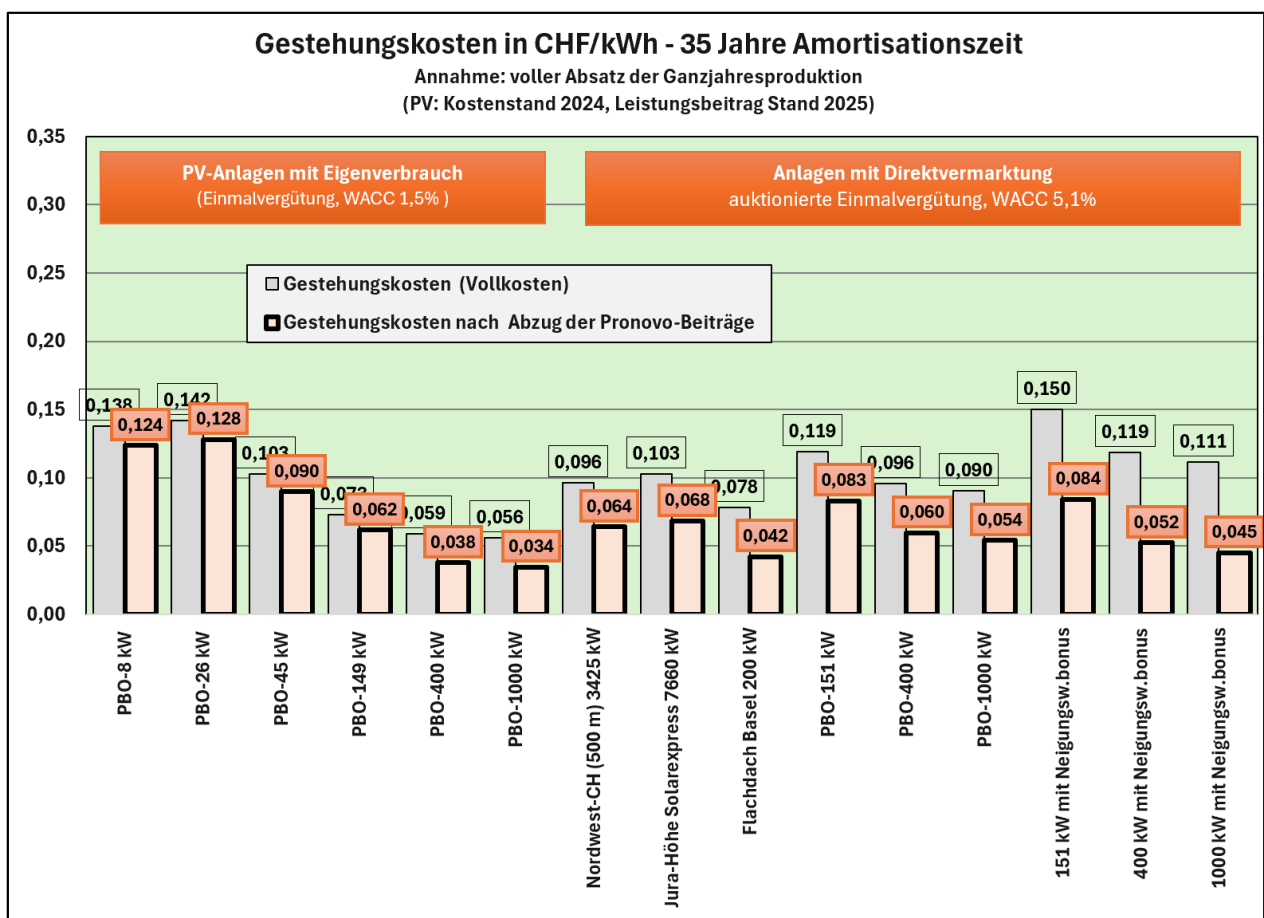


Abbildung 43 Gestehungskosten in CHF/kWh, Amortisation 35 Jahre

Datenquellen: PBO-24, Projektdaten, EnFV, eigene Berechnungen

¹¹ Eine Pacht von 1 Rp/kWh entspricht ungefähr den Wasserzinsen für die Standortgemeinden von Wasserkraftwerken. Anzumerken ist, dass die Anlage «Jura-Höhe» dem Landesbesitzer weitere 1,9 Rp/kWh Einkommensersatz erstatten müsste, falls die Anlage gebaut werden kann, um die landwirtschaftlichen Direktzahlungen zu kompensieren. Diese regulativ bedingten Kosten bleiben unberücksichtigt. Es wird damit gerechnet, dass diese Regelung für jene Fälle aufgehoben wird, wo keine bzw. nur eine geringe Bodenversiegelung stattfindet.

Günstigste Anlagen

1. PV-Grossanlagen mit Eigenverbrauch sind die «Stars»

Dank hypothekarischer Finanzierung (WACC 1,5%) liegen die Kosten teilweise unter 4 Rp/kWh; sie sind 25-37% billiger als Anlagen ohne Eigenverbrauch mit WACC von 5,1 %.

2. Agri-PV-Freiflächenanlage-Anlage «Jura-Höhe» mit hohem Winteranteil kommen auf weniger als 7 Rp/kWh. Dieser Anlage liegt ein WACC von 5,1% und ein «Solarzins» von 1 Rp/kWh an Grundbesitzer/Gemeinde (nicht jedoch die Kompensation der ausfallenden Direktzahlungen).

3. Ungefähr gleich teuer wie Agri-PV-Anlagen mit Nachführung sind die Gestehungskosten grosser PV-Anlagen > 150 kW ohne Eigenverbrauch im Unterland. Die tieferen Erstellungskosten kompensieren die geringere Einstrahlung.

Anlagen mit Neigungswinkelbonus weisen trotz Minderproduktion im Sommerhalbjahr netto tiefere Gestehungskosten auf als «normale» Dachanlagen.

Das deutet darauf hin, dass der Neigungswinkelbonus inzwischen richtig dimensioniert ist. Kritisch, weil nicht überprüft ist hier die Annahme, dass diese Anlagen die gleichen Konstruktionskosten aufweisen wie normale Dachanlagen.

Risiko Börsenstrompreis

Die Rentabilität von PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch bleibt selbst bei tiefen Gestehungskosten kritisch. Der «capture price» bleibt schwer abschätzbar und hängt auch vom Ausbautempo neuer Speicher ab. Die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen steigt von Jahr zu Jahr.

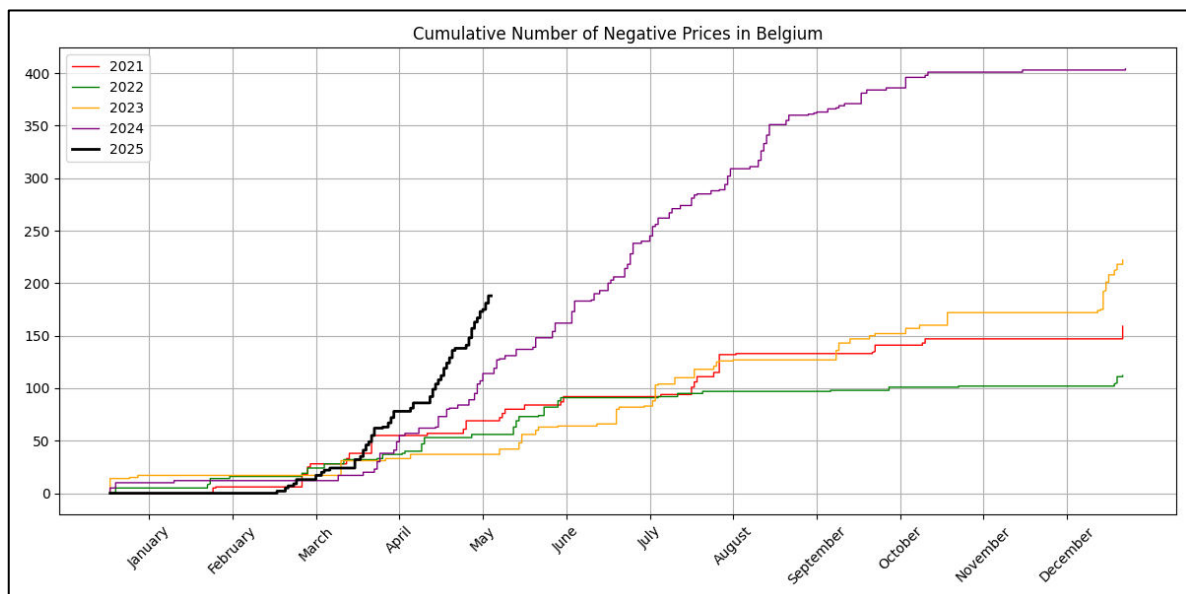


Abbildung 44 Entwicklung der Stundenzahl mit negativen Preisen: Beispiel Belgien

Datenquelle: Julien Jomaux [46]

Negative Preise vermitteln einen starken Anreiz, Gegenmittel zu mobilisieren. Abhilfe ist möglich, wenn die Elektrifizierung auf drei Ebenen Fortschritte erzielt:

- Netzausbau zur Nutzung überregionaler Ausgleichseffekte durch ungleiche Witterung
- Speicherung von Strom, inkl. Auskopplung für Wärmespeicher
- Sektorkopplung: E-Mobilität, Elektrifizierung der Wärmeversorgung der Industrie.

Einmalvergütung für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch

Für Anlagen ohne Eigenverbrauch bietet die gleitende Marktprämie Schutz vor Marktpreisschwankungen. Inzwischen wurden die Ansätze von 9 auf 10 Rp/kWh angehoben; diese Vergütungen werden im Mittel über 20 Jahre lang garantiert, wobei auch hier dank Direktvermarktung Anreize zur Flexibilisierung der Produktion gegeben sind. Batterien, Wärmespeicher und LEGs bilden die hauptsächlichen Optimierungsmöglichkeiten.

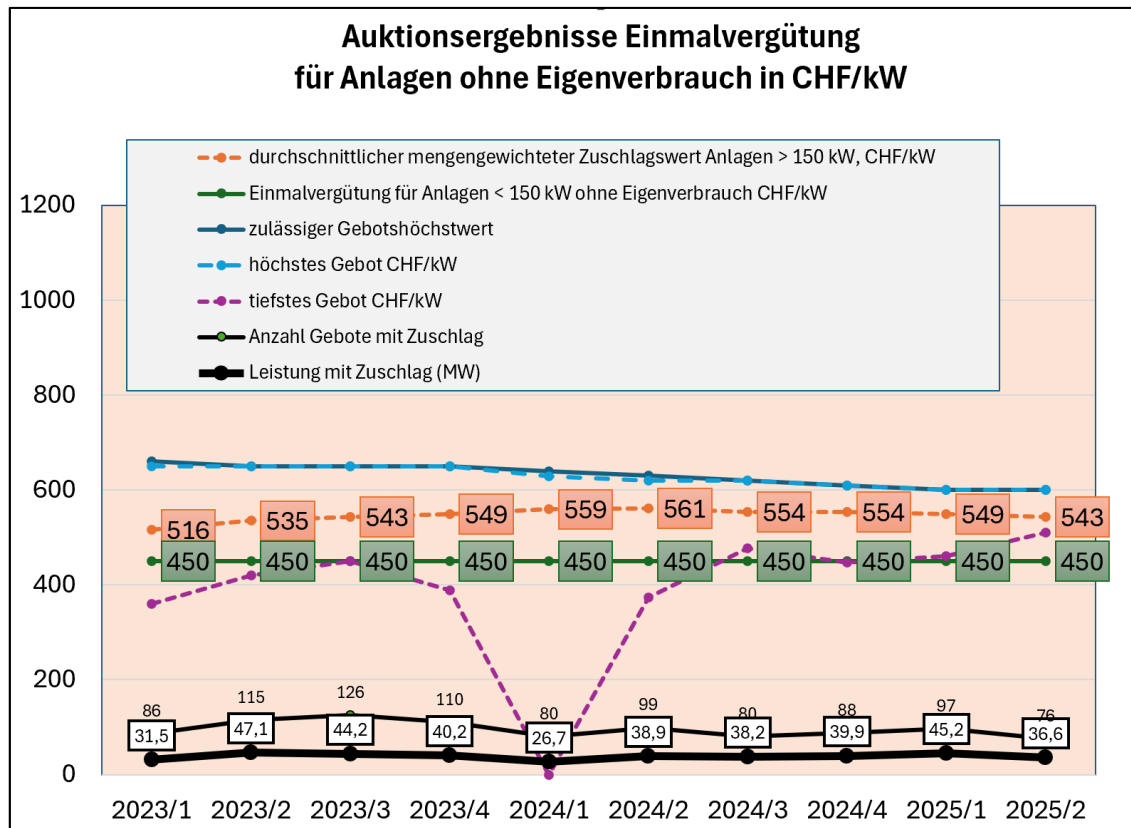


Abbildung 45 Zuschlagswerte, Höchst- und Tiefstgebote für die auktionierte Einmalvergütung (> 150 kW) Daten Pronovo Cockpit Auktionen [47]

Seit 2023 führt das Bundesamt für Energie Auktionen durch, welche für die Höhe der Einmalvergütung und die berücksichtigten Anlagen wettbewerblich bestimmen.

- Die Zahl der berücksichtigten Anlagen > 150 kW Leistung schwankte zwischen 76 und 126 pro Auktion.
- Der mittlere mengengewichtete Gebotswert mit Zuschlag startete 2023 bei 516 CHF/kW, erreichte 2024 ein Maximum von 561 CHF/kW und sank inzwischen auf 526 CHF/kW (Q1 2026).
- Der maximale Gebotspreis wurde seit 2023 von 660 auf 590 CHF/kW abgesenkt, steigt aber im Mai 2026 auf 620 CHF/kW [48].

Die Ausschreibungen sind ein Erfolg. Kleinanlagen < 150 kW bleiben allerdings diskriminiert. Sie erhalten trotz höherer Kosten bloss 450 CHF/kW, da sind 76 CHF/kW weniger als die Auktionsergebnisse für Grossanlagen (526 CHF/kW). Das macht sie unattraktiv.

Amortisation über 20 Jahre statt 35 Jahre

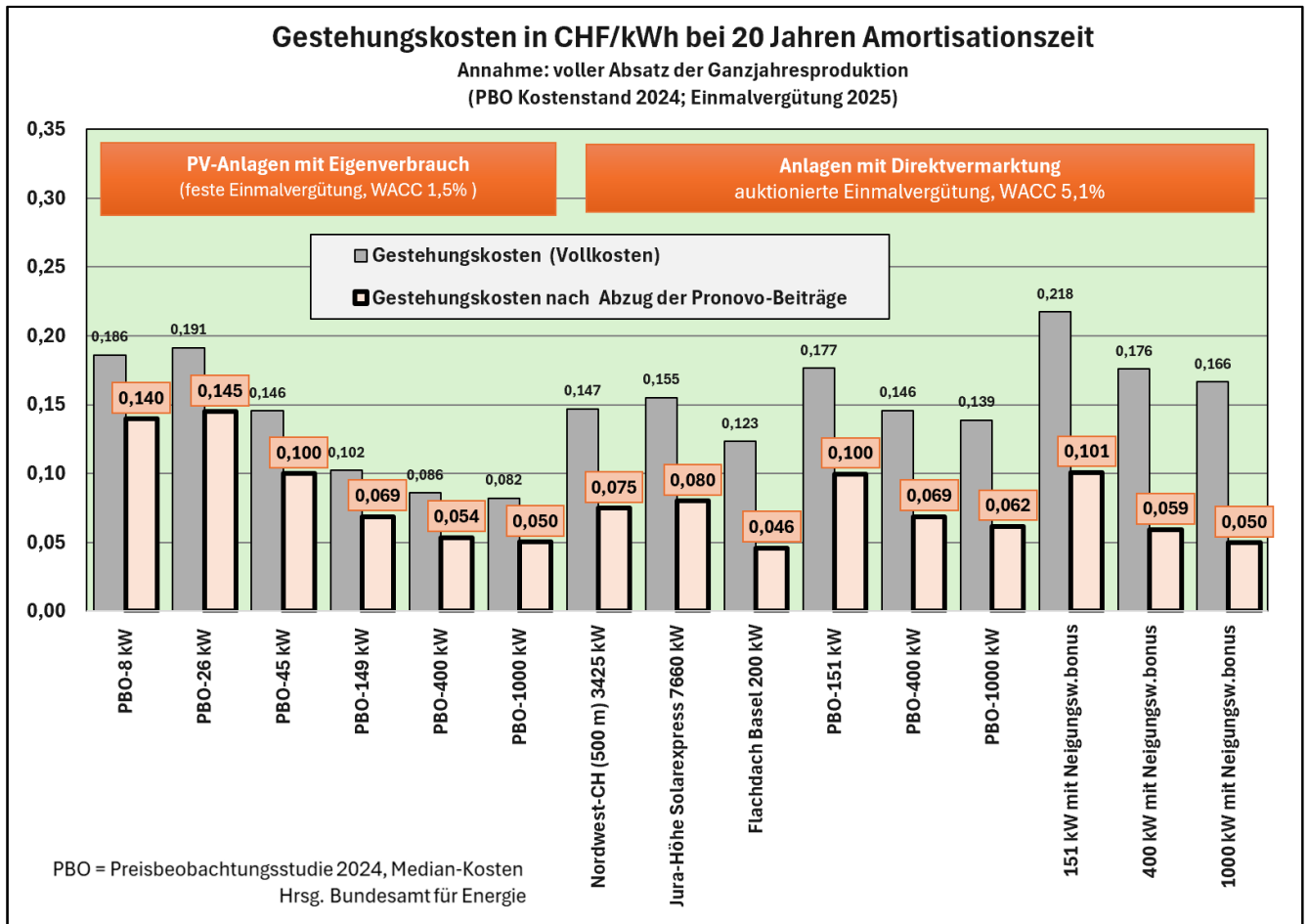


Abbildung 46 Gestehungskosten in CHF/kWh, Amortisationsdauer 20 Jahre

Daten: PBO-24, Projektdaten, EnFV, eigene Berechnungen

Kommerzielle Investoren kalkulieren ihre Investitionen oft über 20 Jahre und vergleichen das Ergebnis gerne mit den zu erwartenden Strompreisen. Projekte ohne Eigenverbrauch und Preisabsicherung, die über 5-6 Rp/kWh kosten, werden in der Regel nicht gebaut.

Mit «nur» 20 Jahren Amortisation erhöht sich das Kostenniveau um 0,5 bis 2 Rp/kWh im Vergleich zu 35 Jahre Amortisation (Bild).

Diese Daten erklären die Zurückhaltung bei Investitionen in Anlagen ohne Eigenverbrauch und Speicher. Selbst eine Anlage wie «Jura-Höhe» (Teil des Solarexpress), die viel Winterstrom zu 8 Rp/kWh liefert, ist für Investorinnen und Investoren wenig attraktiv.

Gleitende Marktprämie

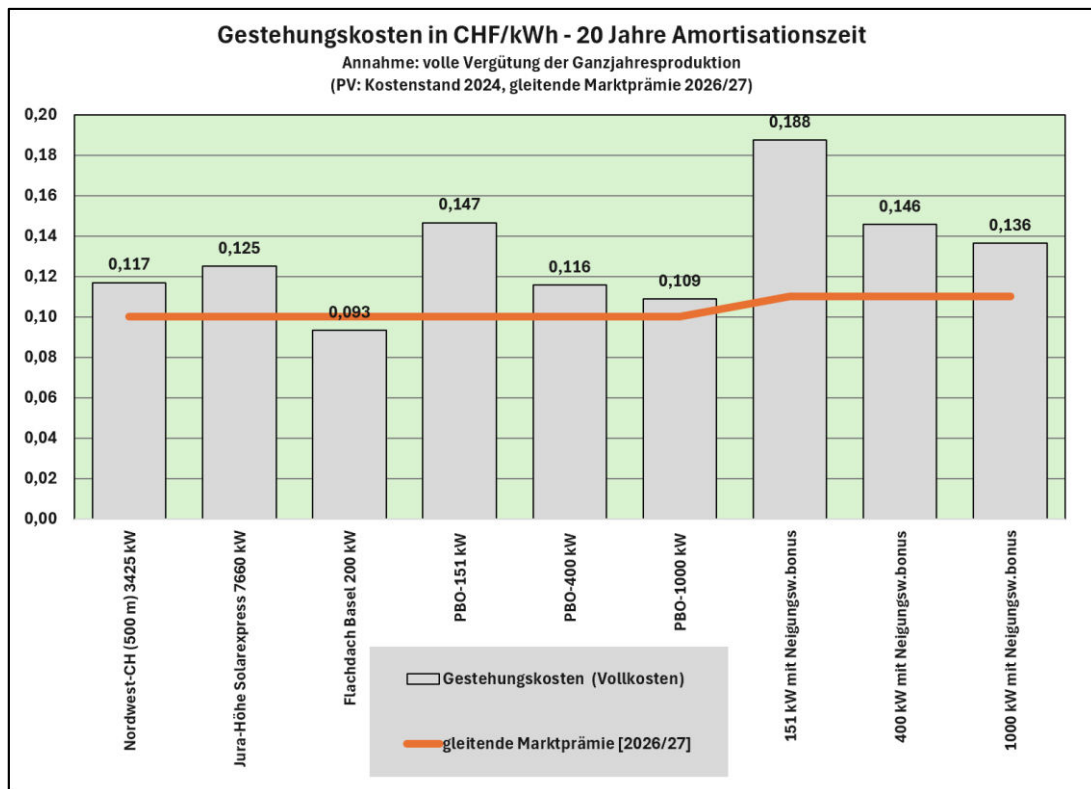


Abbildung 47 gleitende Marktprämie und Gestehungskosten

Daten EnfV, Pronovo

Seit 2025 ist die gleitende Marktprämie in Kraft. Mittels Auktionen wird eine feste Vergütung zum Gebotspreis (*pay-as-you-bid*) über 20 Jahre gesetzlich zugesichert.

Mechanik

Die gleitende Marktprämie deckt die Differenz zwischen Referenz-Marktpreis und Zuschlagswert (*pay-as-you-bid*). Laut Gesetz werden die Erlöse aus Herkunftsnachweisen in Abzug gebracht (EnG Art 30a^{quinquies}). Herkunftsnachweise sind Zertifikate, die freiwillig für grünen Strom bezahlt werden – zusätzlich zum Preis für Graustrom. Die Preisspanne bewegt sich zwischen 0,5 Rp/kWh und 4 Rp/kWh.

Installationen mit gleitender Marktprämie erhalten keine Einmalvergütungen. Bei Brutto-Gestehungskosten zwischen 9 und 15 Rp/kWh für Grossanlagen liegen die aktuellen Maximal-Sätze von 10 Rp/kWh noch immer tief. Die Gestehungskosten kalkuliert auf 20 Jahre Laufzeit liegen 1–5 Rp/kWh höher als der in Aussicht gestellte Maximalerlös von 10 Rp/kWh.

Die Abzüge für Herkunftsnachweise komplizieren das Schema, weil sie fluktuieren. Intransparenz und hohe Transaktionskosten untergraben das Vertrauen. Um die Ausbauziele zu erreichen, wären die zulässigen Gebotswerte um 2 bis 5 Rp/kWh zu erhöhen, also von 10 Rp/kWh auf 12-14 Rp/kWh. Eine Differenzierung nach Grösse und nach Sommer/Winter wäre ebenfalls nötig, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden und die Lieferungen stärker auf das Winterhalbjahr zu fokussieren.

Auktionen 2025 wenig erfolgreich

- Von Januar bis August 2025 wurden bloss neun Gesuche eingereicht, sechs erhielten eine Zusage.
- Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 8,6 Rp/kWh; der maximale Zuschlagswert lag bei 9 Rp/kWh (bei hohem Neigungswinkel 10 Rp/kWh).
- Das BFE kündigte ab Mai 2026 einen Anstieg des zulässigen Gebote auf 10 Rp/kWh an. Ob das ausreicht, wird sich zeigen

Basierend auf den aktuellen Gestehungskosten (PBO 2024) und für die Amortisationszeit von 20 Jahren liegen die Gestehungskosten zwischen 12 und 21 Rp/kWh. 10 Rp/kWh reichen nicht, um einen Payback von 20 Jahren zu erreichen.

Kommerziell orientierte Investoren müssen damit rechnen, dass 20-50 Prozent der Jahresproduktion aufgrund von Regulierungsänderungen abgeregelt werden.

Sinken die Gestehungskosten weiter – was 2025 der Fall war – und billigt man den Anlagen einen kalkulatorischen Restwert nach 20 Jahren zu, kann eine gleitende Marktprämie zwischen 12-15 Rp/kWh interessant sein. Nicht zu übersehen wäre, dass die Anlagen eine Lebenserwartung von 35 Jahren oder mehr aufweisen und auch nach dem Auslaufen der gleitenden Marktprämie zu Marktpreisen einspeisen werden – zum Nutzen der Konsumentinnen und Konsumenten, die aus der Preisbildung zu Grenzkosten einen hohen Nutzen ziehen.

Gleitende Marktprämie ausgerichtet auf Winterstrom

Bisher orientieren sich Vergütungen mit gleitender Marktprämie nicht an der Saisonalität der Erzeugung (kWh/kW im Winterhalbjahr). Wer Winterstrom erzeugt, fährt wirtschaftlich schlechter, weil ein steiler Neigungswinkel zu Produktionseinbußen führt. Dies liesse sich ändern.

Das Vergütungsniveau könnte im Winterhalbjahr erhöht und im Sommerhalbjahr herabgesetzt werden. Man könnte sogar einzig Winterstrom ausschreiben.

Bisheriges System gleitende Marktprämie	Neues System			
	Dachanlage	Dachanlage	vertikale Anlage	Agri-PV 1000 m
Vollaststunden	945	945	700	1330
Winterstromstunden	236	236	280	518
Sommerstromstunden	709	709	420	812
CHF/kWh gleitende Marktprämie im Winterhalbjahr	0,09	0,20	0,20	0,20
CHF/kWh gleitende Marktprämie im Sommerhalbjahr	0,09	0,05	0,05	0,05
Jahresertrag total CHF	81	81	90	168

Abbildung 48 Winter-Option gleitende Marktprämie: Sommervergütung sinkt von 9 auf 5 Rp/kWh), Wintervergütung steigt auf 20 Rp/kWh

eigene Berechnung

Spezifische Belastung des Netzzuschlagsfonds für Winterstrom

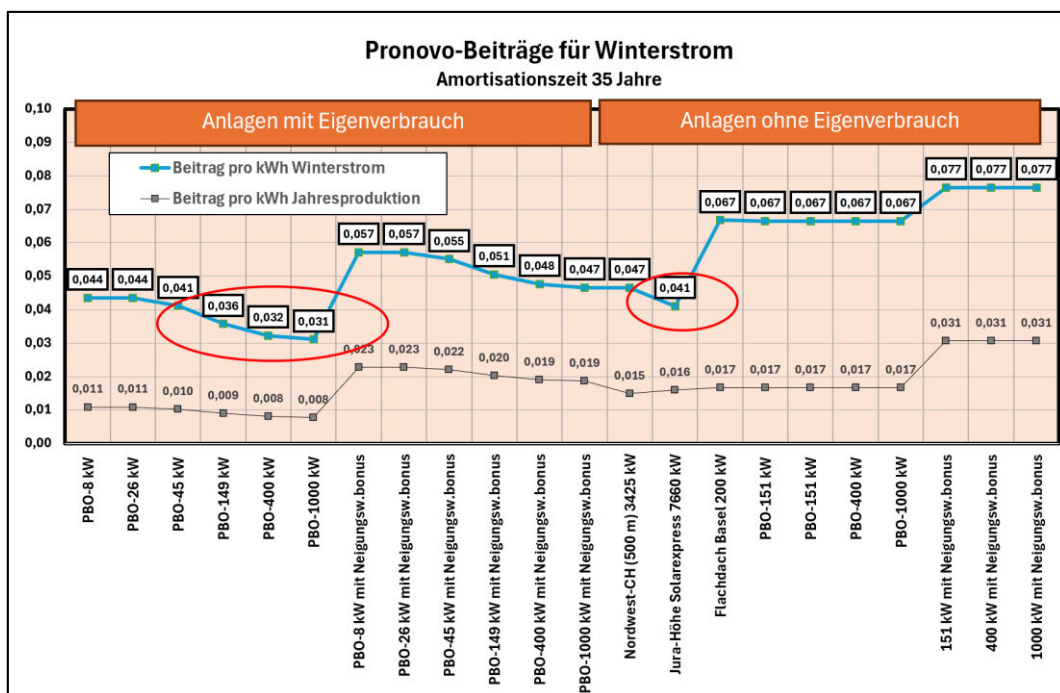


Abbildung 49 Beitragsleistung und Winterstromanteil

Daten EnFV, Preisbeobachtungsstudie, Projektdaten, eigene Berechnungen

Der angestrebte Ausbau von Winterstrom ist im Energiegesetz vorgesehen ab. Photovoltaik kann dazu zusammen mit Windenergie und Wasserkraft einen erheblichen Beitrag leisten.

Je nach Standort ergeben sich unterschiedliche Erträge und Kosten:

- Anlagen mit Eigenverbrauch im Unterland, belasten den Netzzuschlagsfonds mit 3-4 Rp/kWh am wenigsten. Allerdings bewegt sich der Winteranteil hier nur bei 25-30 Prozent und ist „Beifang“, nicht Strategie.
- Agri-PV-Anlagen mit Nachführsystem an Standorten wie Jura-Höhe (1000 m über Meer) liefern Winterstrom teilweise kostengünstiger (4,1 Rp/ Pronovo Einmalvergütung) als Dachanlagen im Unterland (bis 4,4 Rp/kWh Einmalvergütung); ihre spezifische Produktion im Winterhalbjahr ist aber doppelt so hoch.
- Anlagen mit Neigungswinkelbonus an Fassaden, Lärmschutzwänden oder freistehend haben Potenzial, sind aber mit 6-7 Rp/kWh Einmalvergütung für Winterstrom teurer. Es würde sich lohnen, mögliche Kostenoptimierungen mittels Fallstudien zu vertiefen. Entscheidend sind nicht nur Grösse und Ausrichtung, sondern Kosten für Befestigungssysteme und Gutschriften aus eingesparten Fassadenelementen.

Bei vertikal installierten Panels (zB. Fassadenanlagen) sinkt die Jahresproduktion von 945 kWh/kW auf ca. 700 kWh/kW. Der Ertragsausfall zum Mindestabnahmepreis (245 kWh, 35 Jahre zu 6 Rp/kWh) beträgt rechnerisch 514 CHF. Der Neigungswinkelbonus von CHF 200/kW kompensiert davon nur etwa die Hälfte. Allerdings erhöht sich bei solchen Anlagen die Produktion an den Tagesrändern, was finanziell mehr abwirft. Der geringe Zuspruch für Fassadenanlagen und Anlagen an Infrastrukturen müsste weiter untersucht werden. Verschiedene Ursachen sind denkbar:

- Nichtfinanzielle Hürden (Bürokratie, fehlende Genehmigungen)
- Die Instrumente gleitende Marktprämie oder Neigungswinkelbonus sind „zu neu“ – es gibt Informationsdefizite
- Die Wirtschaftlichkeit wird durch Zusatzkosten belastet, die in der PBO-24 nicht abgebildet sind.
- Fassaden: Technik, Design, Befestigungssysteme, Farbgebung usw. spielen eine wichtige Rolle. Eine Standardisierung hat noch nicht stattgefunden; die ästhetischen Anforderungen sind möglicherweise zu hoch.

Anlagen oberhalb der Nebeldecke

Die Jahresproduktion beim Projekt «Jura-Höhe» liegt bei 1330 kWh/kW. Der Winteranteil von 523 kWh/kW (39%) ist doppelt so hoch wie im Unterland.

Die Gesamtkosten dieser Anlage mit Nachführung sind mit 1580 CHF/kW ca. 700 CHF/kW teurer als konventionelle Dachanlagen. Der Neigungswinkelbonus von 200 CHF/kW deckt nur einen Teil dieser Mehrkosten (200 CHF/kW = 12,6% der Investitionskosten).

Die Bruttokosten von 17 Rp/kWh sinken dank den Leistungen aus dem Netzzuschlag zwar auf unter 8 Rp/kWh (35 Jahre Amortisationszeit). Im offenen Markt, ohne Eigenverbrauch, bleibt das wirtschaftliche Risiko sehr hoch. Obwohl Teil des «Solarexpress», deckt der Netzzuschlag bloss 47% der Investitionskosten; das BFE liess das gesetzliche Maximums von 60 % nicht zu.

Produktionsziele für das Winterhalbjahr

Will man die «Winterlücke» mit erneuerbaren Energien ernsthaft beseitigen, sollten Ausbauziele für das Winterhalbjahr in der Energieverordnung technologieoffen verankert und mit ausreichenden Auktionsmengen verknüpft werden.

Dies gilt für Winter-PV, Windenergie und Leistungserhöhungen von Wasserkraftwerken. Freiflächenanlagen für Winterstrom stehen am Anfang der Lernkurve. Ohne fokussierte Anstrengung scheitert die Umsetzung.

13. Beurteilung der Mittelvergabe durch das BFE

Masse vor Qualität

Aus den Beitragssätzen der EnFV und aus den Zubauraten lässt sich die Vergabepolitik einordnen.

Erfolge

- Aufholjagd: hohes Wachstum der PV-Installationen 2017-2024 (> 30% Wachstum/Jahr) – ein Erfolg!
- Lernkurve durchschritten, Ausbildungsgänge eingeführt, Personallücken geschlossen. funktionierende Lieferketten – ein Erfolg!
- Der Neigungswinkelbonus schafft Anreize (200 CHF/kW ab 2025), aber sie genügen nicht.
- Das BFE fokussierte auf kostengünstigste Dachanlagen, wobei Grossanlagen bevorteilt waren. «Es läuft ja gut»...; tatsächlich hat sich die mittlere Leistung erhöht. Die mittlere Anlagegrösse mit Einmalvergütung stieg seit 2018 von 16,8 kW auf 31,75 kW. Die spezifischen Kosten pro kW sind gesunken, ebenso die eingesetzten Fördermittel (Rp/kWh).

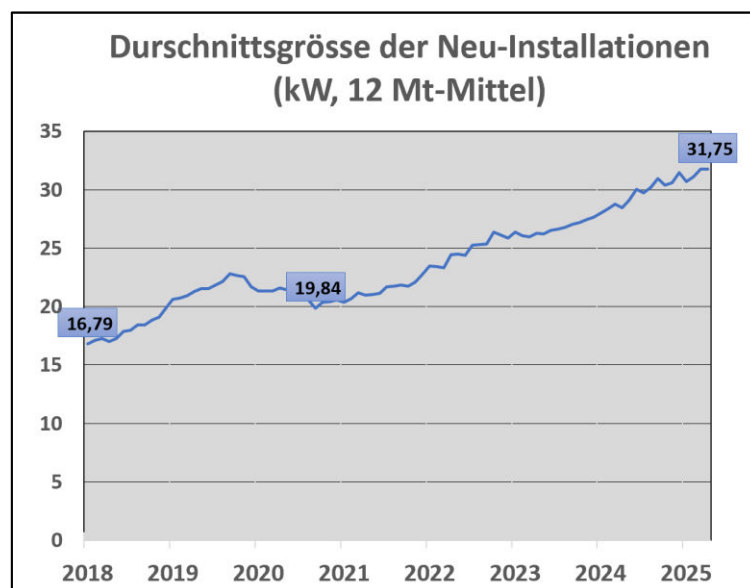


Abbildung 50 Entwicklung der Anlagenleistung der PV-Neuinstallationen

Daten: Pronovo EIV-Cockpit

Verbleibende Hürden

- Skepsis, Verzögerungen und Rechtsunsicherheiten bei Freiflächenanlagen bestehen weiter; grosse Potenziale oberhalb der Nebelgrenze bleiben unerschlossen.
- Stockende Nutzung von Infrastrukturen: Die Vergabekompetenz liegt hier bei Bund, Kantonen, Gemeinden und Regiebetrieben (SBB, Astra, kantonale Infrastrukturen); die Markthürden wären genauer zu untersuchen. Fehlender Eigenverbrauch und Marktrisiken sind mit Sicherheit Teil des Problems.
- Agri-PV: Ablehnung durch Agrarverbände und Verlust von Direktzahlungen auf Weideflächen behindern die Entwicklung.

Auswirkungen der bisherigen Förderpolitik

- Winterstrom bleibt Mitnahmeeffekt, nicht Fokus
- Zu wenig Erfahrung mit Freiflächenanlagen, modernen Nachführsystemen, Agri-PV
- Vernachlässigung der Nutzungszonen mit hoher Winter-Einstrahlung und einfachem Zugang.
- Fehlende Umsetzung Artikel 45b (Nutzungspflicht öffentliche Infrastrukturen).

14. Mehr Winterstrom aus Photovoltaik

Revision Mittelvergabe, Beschleunigung Bewilligungsverfahren

Für mehr Solarstrom im Winterhalbjahr muss die Mittelvergabe modifiziert und nichtmonetäre Hürden müssen beseitigt werden:

- Strategisches Ziel verankern: mindestens 30% Winteranteil über den PV-Bestand
- Nutzung öffentlicher Infrastrukturen Fokus Winterstrom (Umsetzung Artikel 45b EnG)
- Kantonale Quoten für Windenergie oder Ausscheidung von Nutzungszonen oder Fassadenflächen für PV-Winterstrom
- Raumplanerische Erleichterungen für Standorte oberhalb der Nebelgrenze
- Lessons learned aus dem «Solarexpress»:
 - Bevölkerung mitnehmen, Mitsprache
 - Gratis-Sommerstrom für Wärmespeicher (Erdregister, Sandspeicher),
 - Last- und Netznähe,
 - einfache Logistik / vorhandene Zufahrten nutzen
 - Solarzins für Gemeinden oder Verpächter,
 - Vergabe von Gratisstrom für Landwirtschaft, Industrie, Anwohnende und Wärmenetze
- Ökologische Begleitmassnahmen: Freiflächenanlagen als nachhaltiges Biotop (35 Jahre Nutzung, keine Pestizide, zeitlich strukturierte Beweidung, kein Dünger, Hecken),
 - PV-Anlagen als Rückzugsgebiet für Vögel und Kleinsäuger
 - geringe Bodenversiegelung

Photovoltaik kann in einkommensschwachen Gebieten zu Mehreinnahmen führen. Es ist ökonomisch ineffizient, teure Atom-Pläne zu lancieren, während günstigere Photovoltaik ungenutzt bleibt, die einkommensschwachen Gebieten ein Zusatzeinkommen verschaffen könnten.



Next2Sun's 5.2 MW Agrivoltaic vertical PV installation, featuring Huasun's Kunlun series HJT module, exceeds power generation expectations by 12%, noted the project manager. (Photo Credit: Huasun)

Abbildung 51 Agri-PV in Merzig-Wellingen (Deutschland)

Quelle: Huasun [49]

Auch die Landwirtschaft kann profitieren. Verschattung erhöht den Feuchtigkeitsgehalt der Böden. Bauern erzielen Zusatzerträge.

Strategische Winterstrom-Auktionen («STRAWISA»)

Das Energiegesetz (Art. 25a Absatz 2 und Art. 29e) lässt «separate Auktionen» ausdrücklich zu. Das BFE könnte Spezialausschreibungen für Winterstrom lancieren:

- Mindest-Winterstromanteil: 35% der Jahresproduktion.

- Eigenverbrauch im Sommerhalbjahr zulässig, 100% Netzeinspeisung im Winterhalbjahr
- Standort-Gemeinden erhalten Solarzins: 1 Rp/kWh (bei 10 GWh Jahresproduktion 100'000 CHF/Jahr).
- Überproduktion (in Nullpreisphasen) gratis an Standort-Gemeinden oder Verpächter
- Ausgeschriebene Mengen: leiten sich aus der Erreichung der Ausbauziele ab.
- Zwischenziel bis 2035: mindestens 5 TWh zusätzlicher Winterstrom aus Wind und Sonne.

Alternativ könnte das BFE die Auktionen noch liberaler gestalten, nicht nur im Berggebiet:

- jeglicher Solarstrom, der billiger erzeugt wird als neuer Atomstrom, erhält eine gleitende Marktprämie;
- Auktioniert wird nur der Winterstrom (Stromerzeugung Oktober bis März), maximale Vergütung 30 Rp/kWh

Kostenvergleich mit Gaskraftwerken oder neuer Kernenergie

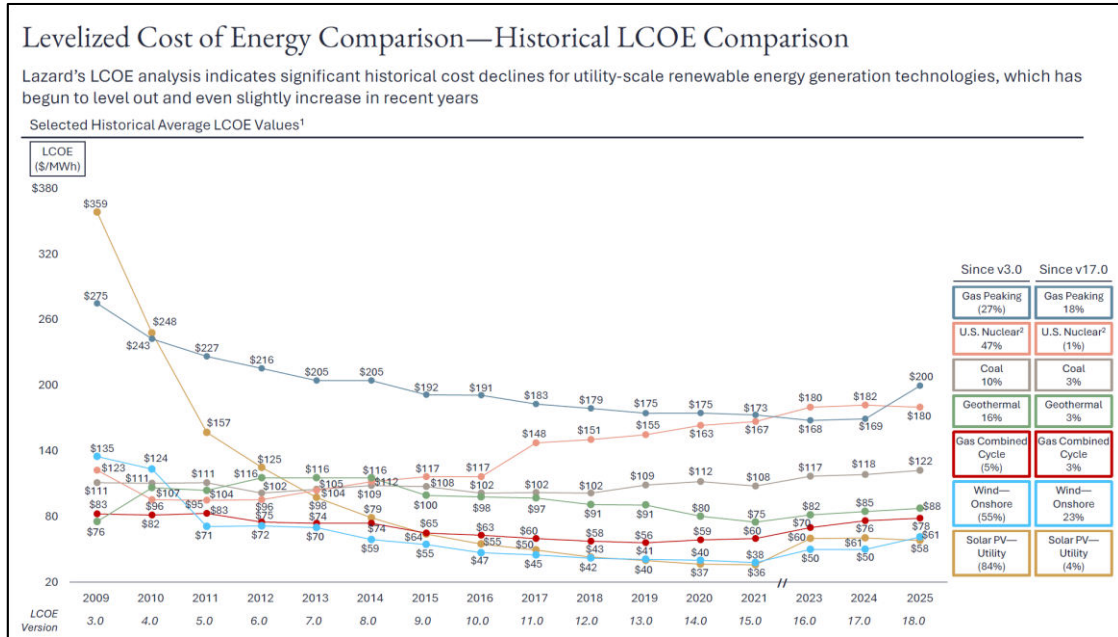


Abbildung 52 Gestehungskosten Ganzjahresbetrieb

Daten Lazard LCOE levelized cost of energy (2025) [50]

Gas-Spitzenkraftwerke liefern laut der international anerkannten Lazard-Studie Strom für \$0.20/kWh (Winterbetrieb allein >\$0.25/kWh¹²). Die Kosten für die Notstromversorgungen in Birr und in Muttenz liegen noch höher. Kosten für neuen Atomstrom betragen laut Lazard bei \$0,18/kWh (im reinen Winterbetrieb > \$0,30/kWh), Kohlestrom \$0,12 Cents/kWh (Winterbetrieb > \$20 Cents/kWh).

Winterstrom aus Photovoltaik und Windenergie sind mit Gestehungskosten von 5 - 15 Rp/kWh kostenminimal. Es ergibt ökonomisch keinen Sinn, sie mit tiefen Entschädigungen zu blockieren, wenn man die Ausbauziele im Energiegesetz ernst nimmt.

¹² In der Schweiz müssten die Emissions-Zertifikate und die höheren Gaspreise im Vergleich mit den USA berücksichtigt werden.

15. Mehr Winterstrom aus Windenergie

Der Zubau von Windenergie ist eine wichtige Option. Zwei Drittel der Stromerzeugung entfällt auf das Winterhalbjahr. Kostendaten liegen für die Schweiz nur in anekdotischer Form vor. So kosteten die Windturbinen in Andermatt (Uri) rund 1800 CHF/kW, wovon die Einmalvergütung rund 1300 CHF/kW (60%) deckte, was die Gestehungskosten auf rund 5 Rp/kWh senkte.

Kostenschätzung Windenergie (1500 Volllaststunden/a, Laufzeit 25 Jahre, WACC 5,1%)		
Kapitalkosten brutto	1800 CHF/kW	10.0 Rp/kWh
Kapitalkosten nach Abzug Einmalvergütung (60%)	720 CHF/kW	4 Rp/kWh
Betriebskosten pro Jahr		2.5 Rp/kWh
Gestehungskosten		6.5 Rp/kWh

Schätzung Gestehungskosten Windenergie Schweiz

Quelle: EW Urseren, eigene Schätzung

Widerstand der Atomlobby – seit Jahrzehnten

In der Schweiz werden Dutzende Windprojekte mit positivem Baubescheid der Gemeinden [51], von Organisationen blockiert, die sich als «Umweltorganisationen» ausgeben. Mutmasslich werden sie von derselben Milliardärs-Familie finanziert, die schon CHF 7.50 pro Unterschrift für die «Blackout-Initiative» bezahlen liess. Vereine wie „Windstill“ und „Freie Landschaft Schweiz (FLS)“ nutzen den Beschwerdeweg, um eine Rückkehr zur Atomenergie zu erzwingen. „Umweltschutz“ wird nur vorgeschoben.

Energie- und Umweltminister Albert Röstli unterstützt die Obstruktionspolitik und trägt für die Verzögerungen Mitverantwortung. Röstli, der selbst den Versuch zum Wiedereinstieg in die Atomenergie orchestriert, hat verhindert, dass «Freie Landschaft Schweiz (FLS)» ihre Finanzierungsquellen offenlegen musste, wie es bei echten Umweltorganisationen mit Verbandsbeschwerderecht üblich ist [52].

Einsprachen gegen Windkraftanlagen werden gegen fast alle Windprojekte und für jede Teilbewilligung vor Bundesgericht gezogen, woraus Verzögerungen von 10 bis 20 Jahren entstanden.

Die Windkraftanlagen von St.-Croix sind ein Beispiel. 1999 sprach sich die örtliche Bevölkerung in einer Volksabstimmung für fünf Windturbinen aus.

Die Gegnerschaft legte Beschwerde ein und verlor alle Verfahren vor Gericht. Bau und Inbetriebnahme verzögerten sich trotzdem um mehr als 20 Jahre. Die Inbetriebnahme erfolgte 2022.

Ähnliches spielte sich am Gotthard ab mit vier Windturbinen. Nach Verabschiedung des Nutzungsplans verzögerten Beschwerden das Projekt um 18 Jahre.

Beschleunigungen der Plangenehmigungs-Verfahren wurde bisher in fünf Kantonen (NE, VD, JU, SG, LU) verabschiedet. Dank dem Beschleunigungserlass des Parlaments verkürzen sich die Bewilligungsverfahren; ein rascher Anstieg der Produktion ist nicht auszuschliessen. Das BFE schätzt das Wind-Potenzial auf 29,5 TWh. Bei der Wasserkraft waren Wasserzinsen ein zentraler Türöffner. Eine Ertragsbeteiligung der örtlichen Bevölkerung könnte auch die Windenergie voranbringen.

Gemäss Ausbaupfad des Bundesrates soll die Windenergie bis 2035 einen Beitrag von 4,4 TWh leisten (7 Prozent des Landesverbrauchs). Aus technischer Sicht könnten es mehr sein. 2024 lag Windenergie bei 171 GWh.¹³ 5 TWh bis 2035 liegt laut Branchenverband Suisse Eole im Bereich des Möglichen [53].

Impulse kommen von neuen Verbrauchsgemeinschaften (LEGs), die auch auf Ebene für Mittelspannungsnetz zulässig sind. Energieintensive Betriebe können diese nutzen, um Industrieareale mit örtlichen Windkraftanlagen zwecks Eigenverbrauch zu verknüpfen.

¹³ Bei der «Blackout-Volksinitiative» wurde mit gekauften und gefälschten Unterschriften operiert (SRF [Link](#), Ta-Media [Link](#).)

16. Bi-direktionale Saisonspeicher für die Aufnahme von Windstrom-Überschüssen

Die dritte Option neben Winter-ÖV und Windenergie ist die Umstellung von Saisonspeichern auf bi-direktionalen Betrieb. Energiewirtschaftliche Basis bildet die periodisch wiederkehrende Überproduktion von Windenergie in Europa.

Mehr Windenergie gelangt dank neuen Nord-Süd-Verbindungen bis zur Schweizer Grenze, dank Verstärkung der Hochspannungsnetze bis nach Süddeutschland (Abbildung 16/17). Diese Zusatzenergie könnte zugleich den Strom-Aussenhandel und die Veredelung von Strom befähigen.

Umschichtung der Merit Order

Europäische Überproduktion wird importiert, verbraucht oder gespeichert und zeitverschoben (veredelt) wieder exportiert. Diese Leistungen prägen seit Jahrzehnten die Stromdrehzscheibe Schweiz.

Ein Teil der Stromimporte deckt den Verbrauch in der Schweiz – auf die grosse Bedeutung für die Versorgungssicherheit weist das SWEET-Forschungsprogramm¹⁴ hin [54, 55].

Mit dem Ausbau von Windkraft wachsen die Fluktuationen im Winterhalbjahr in ganz Europa. Überproduktion steht zu tiefen oder negativen Preisen zur Verfügung.

Eine verstärkte Beschickung nicht nur der Pumpspeicherwerke mit kurzfristiger Reichweite (1-2 Tage), sondern der Saisonspeicher mit Reichweiten von 10-15 Tagen auf Volllast ergibt in diesem Umfeld Sinn. Mit Flexibilität lässt sich oft mehr Geld verdienen als mit Erzeugung. Und neue Pumpen zur wiederholten Beschickung der Stauseen im Winter erhöhen die Versorgungssicherheit und die Reichweiten.

Unterschiedliche Fristigkeit der Stromspeicher

Wasserkraft- und Batteriespeicher haben ein unterschiedliches, oft komplementäres Leistungsprofil:

- Hohe Verfügbarkeit, hohe Effizienz, dezentrale Verfügbarkeit und blitzschnelle Reaktionsgeschwindigkeit verschaffen Batterien Vorteile bei der Arbitrage und für kurzfristige Systemdienstleistungen (zB. Frequenzkontrolle, Primärreserve, Sekundärreserve). Weltweit verdrängen Batterien in diesem Segment die Gaskraftwerke.
- Saisonspeicherwerke und Pumpspeicherwerke liefern über viele Stunden oder Tage, was Batterien nicht gelingt, zumindest nicht zu vertretbaren Kosten.

Statt Stauseen nur einmal jährlich zu leeren, können sie im Umwälzbetrieb mehrmals befüllt werden. Für die Absicherung von Dunkelflauten besteht im Strombinnenmarkt eine Nachfrage. Der bidirektionale Ausbau kann auch den Bedarf nach fossilen Notreserven reduzieren und hilft, CO₂-Emissionen zu senken. Eine Verstärkung des Hochwasserschutzes ginge damit ebenfalls einher, ebenso mehr Wertschöpfung im Aussenhandel. Dies rechtfertigt eine finanzielle Absicherung aus Mitteln aus dem Netzzuschlagsfonds: Bürgschaften, rückzahlbare Kredite, contracts for difference eignen sich.

Auf europäischer Ebene gibt es keine «Winterlücke», im Gegenteil. Windfarmen in Nord-, Zentral- und Westeuropa müssen immer häufiger abgeregelt werden, weil das Angebot die Nachfrage übersteigt. Seit Beginn des Ukrainekrieges haben die europäischen Länder deshalb den Netzausbau beschleunigt. Die «Kupferplatte Europa» rückt näher.

¹⁴ SWEET – «Swiss Energy Research for the Energy Transition, Programm verschiedener Schweizer Hochschulen

Pumpspeicherwerke in der Schweiz

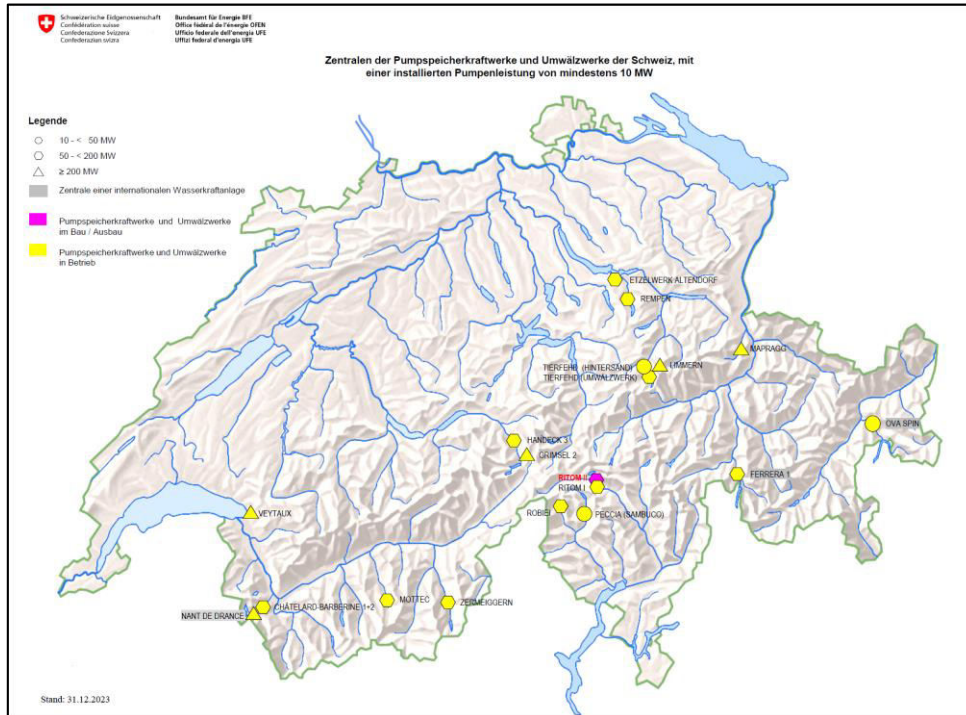


Abbildung 53 Pumpspeicherkraftwerke und Umwälzwerke > 10 MW

Quelle Bundesamt für Energie

Viele Pumpspeicherwerke werden in Kombination mit Saison-Speicherkraftwerken betrieben. Ihre Wertschöpfung resultiert aus Systemdienstleistungen und Arbitrage (Veredelung von niedrigpreisiger Elektrizität zu Spitzenleistung). Der Ausbau von Batterie-Kapazitäten könnte die Markterlöse für Systemdienstleistungen allerdings sinken lassen. Deshalb wäre es gut, die Pumpspeicher und Saisonspeicherwerke würden sich an neuen Geschäftsmodellen ausrichten.

Projekt	Ort	Leistung	Status	Betreiber
Ferpècle / Grande Dixence	VS	mehrere Pumpstationen	In Betrieb	Grande Dixence SA
Nant de Drance	VS	900 MW / 20 GWh	In Betrieb	Alpiq, SBB, IWB, FMV
Linth-Limmern	GL	1000 MW	In Betrieb	Axpo AG
Veytaux / Hongrin-Léman (FMHL)	VD	480 MW	in Betrieb	FMHL (Romande Energie, Alpiq, Groupe E, Lausanne
Lago Bianco	GR	1000 MW	Konzession erteilt, Bau zurückgestellt	Repower AG
Grimsel 3	BE	600 MW	2013 sistiert	Kraftwerke Oberhasli AG
Grimsel 4	BE	118 MW		Kraftwerke Oberhasli AG
Sarnersee – Lungerersee	OW	k.A.	Machbarkeitsstudie 2024/25	Elektrizitätswerke Obwalden (EWO)
Piottino / Ritom	Ti	67 MW / weitere Stufen	Modernisierung	AET / lokale Betreiber

Abbildung 54 Übersicht Pumpspeicher

Quelle: Werksangaben

Der serielle Abruf mehrerer kleiner Pumpspeicherwerke kann dazu beitragen, Dunkelflauten abzusichern. Ob sich Investitionen in neue Pumpspeicherwerke wirtschaftlich lohnen, ist schwierig zu ermitteln. Marktöffnung, erneuerbare Energien und Batterien sorgen für die grösste Transformation in der Elektrizitätswirtschaft seit über 100 Jahren. Viele Kraftwerksgesellschaften haben Investitionen deshalb zurückgestellt.

Publikationen des Bundesamtes für Energie befassten sich schon vor Jahren mit der Verlagerung von mehr Speicherwasser ins Winterhalbjahr [56]; Die Verwendung und Vermarktung von Überproduktion aus erneuerbaren Energien wurden bisher aber noch kaum systematisch untersucht. Auch die Bewirtschaftung von Dunkelflauten ist Neuland. In der alten fossilen Welt bestand kein Bedarf nach Mehrtaugesleistung.

Ein Bericht aus dem Jahr 1971 listet nicht weniger als 26 Standorte für Pumpspeicherwerke auf:

Liste der 26 untersuchten Pumpspeicherwerke (1971)			
Flond	Seebodenalp	Louvin	Etzel II
Vereina	Zugerberg	Montsalvens	Wollerau
Fadära	Walchwil	Tessenberg	Fully
Rüthi	Tannenboden	Gruebmann	Mortigue
Laufenburg	Amden	Herbetswil	Tronchet
Arrissoules	Filzbach	Radelfing	Chironico
Kohlthal	Verzasca		

Abbildung 55 Projektliste Pumpspeicher-Möglichkeiten in der Schweiz

Quelle: Mitteilung Nr. 46 des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft Bern (Dezember 1971) [57].

Manche Speicherseen sind bereits vorhanden, aber es fehlen unterliegende Ausgleichsbecken, oder sie sind zu klein.

Beispiel Mauvoisin-Dixence

Werden grosse Saisonspeicher auf unterschiedlichem Höhenniveau verknüpft, können sie tage- oder wochenlang Strom liefern. Solche Anlagen hätten viel Potenzial zur Absicherung von Dunkelflauten, und mit Wiederbefüllung könnten sie dies mehrmals pro Jahr bewerkstelligen.

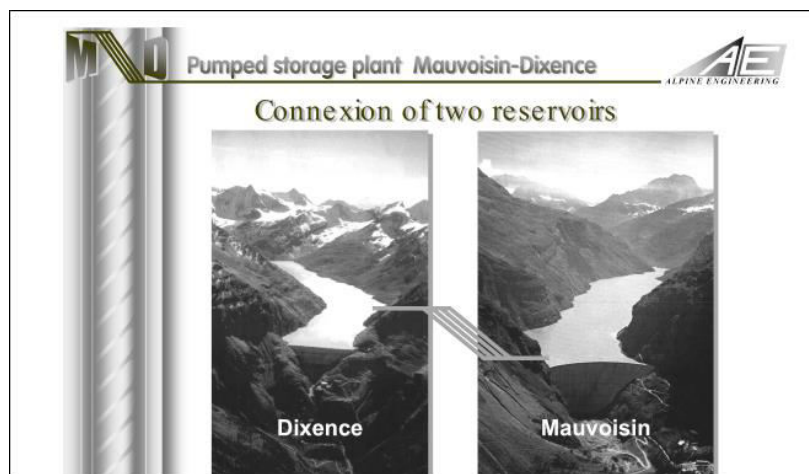


Abbildung 56 Verknüpfung Grande-Dixence/Mauvoisin

Quelle: Anton J. Schleiss, Hydropower in the Swiss Alps in the next century (1999)

ETH-Professor Anton Schleiss publizierte 1999 eine Vorstudie für die beiden Saisonspeicher Mauvoisin¹⁵ (1875 m maximale Stauhöhe) und Lac de Dix (2364 m max. Stauhöhe)¹⁶. Er plädierte für den Ausbau von nicht weniger als 5,12 GW zusätzlicher Leistung [58]. Für Schleiss standen damals die kurzfristigen Systemdienstleistungen im Vordergrund. Aus heutiger Sicht scheint die Bereitstellung mehrtägiger Lieferungen von Interesse. Schleiss zählte auch diese Möglichkeit zu den möglichen Optionen. Mehrere Wertschöpfungsketten könnten parallel bewirtschaftet werden:

- Einspeicherung und Verlagerung von Überproduktion aus erneuerbaren Energien zu tiefen Preisen
- Stand-by-Versicherung gegen Produktionseinbrüche von mehreren Tagen.
- Ausspeicherung bei Dunkelflaute während mehreren Stunden oder mehreren Tagen.

¹⁵ Lac de Mauvoisin: 210 Mio. m³ Wasser Speicherinhalt, 360 MW Leistung, 1000 GWh Jahresproduktion

¹⁶ Grande Dixence: 400 Mio. m³ Wasser Speicherinhalt, 2069 MW Leistung, 2000 GWh Jahresproduktion

Besonders gross sind die verfügbaren Energiemengen, wenn Stauseen mit natürlichen Seen verknüpft werden, wie die Anlage in Veytaux mit dem Genfersee. Vielleicht werden die Grimsel-Seen eines Tages mit dem Brienersee und dem Thunersee verknüpft. Anlagen wie in Skandinavien würden möglich, wobei die unterirdischen Infrastrukturen nach aussen kaum sichtbar wären.

Kosten

Die Pumpspeicherwerke in Linth-Limmern¹⁷ [59] und Nant de Drance¹⁸ kosteten je rund 2 Mrd. CHF/GW. Sie vermeiden eine positive Ertragsentwicklung. Für ein Projekt Mauvoisin/Dixence mit 3-5 GW Leistung wären Investitionen von mehreren Milliarden Franken nötig. Denkbar wäre ein etappierter Ausbau.

Häufigkeit der Dunkelflauten

Dunkelflauten dauern je nach Definition 70 bis 100 Stunden, in seltenen Fällen auch länger [60]. Dunkelflauten wie in Deutschland ereignen sich im Durchschnitt sieben bis neunmal pro Jahr. In solchen Phasen ist die ungedeckte Residuallast besonders gross (> 80%) also jene Last, die nicht von Sonne, Wind oder Batteriespeichern gedeckt wird.

Ökologische Vorteile

Vorteile für den Gewässerschutz entstehen, wenn die Lieferung von Höchstleistung vermehrt in Umwälzkraftwerke verlegt wird, anstelle der schockartigen Flutung natürlicher Gewässerläufe.

Umwälzwerke könnten einen Teil der nachgefragten Spitzenleistung in einem geschlossenen Kreislauf abrufen. Dies würde «Schwall und Sunk» reduzieren, deren Sanierung heute mit 0,1 Rp/kWh (50 Mio. CHF/Jahr) die Strompreise verteuert. Ein Teil dieser Kosten liesse sich einsparen.

Speicherkraftwerke würden dann weniger disruptiv als Mittellast-Kraftwerke betrieben, mit sanfteren An- und Abfahrten an Leistung. Der Bund könnte Umwälz-Vorhaben vielfach unterstützen:

- Evaluation geeigneter Potenziale gemeinsam mit Stakeholdern
- Vereinfachte Genehmigungen
- Bürgschaften oder Defizitgarantien aus dem Netzzuschlag
- Verknüpfung mit dem internationalen Hochspannungs- und Gleichstromnetz, inkl. Kapazitätserhöhung
- Festigung der vertraglichen Zusammenarbeit mit den Nachbarländern.

In der Schweiz wird die Modernisierung der Wasserkraft intensiv diskutiert. Die aktuelle Projektliste des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) umfasst 46 Projekte mit über 1000 MW Leistung und einer Produktionserhöhung im Winterhalbjahr von mehr als 2 TWh.

Viele Projekte leiden unter wirtschaftlicher Unsicherheit. Grossprojekte wie der Pumpspeicher Lago Bianco (1000 MW/ 30 GWh) verfügen seit Jahren über eine rechtskräftige Baubewilligung, wurden aber zurückgestellt [61]. Auslaufende Konzessionen und Unsicherheiten im Stromhandel mit der EU gehören zu den Ursachen der Blockade.

Verstärkung der Netze

Bisher wird winterliche Überproduktion von Windstrom zwar als Markt Ereignis mit negativen Preisen wahrgenommen, aber als strategische Geschäftsgelegenheit wird sie kaum diskutiert. Stattdessen wird viel über Saisonspeicherung nachgedacht, was spezifisch deutlich mehr kostet als die wiederkehrende Verwertung von Winterstrom-Überschüssen aus Windenergie.

¹⁷ Linth Limmern: Inbetriebnahme 2017, Leistung 1000 MW, Höhendifferenz 630 m, Speicherinhalt 92 Mio. m³

¹⁸ Nant de Drance: Inbetriebnahme 2023, 900 MW, 20 GWh, Höhendifferenz 300 m

17. (Nicht-)Option neues Kernkraftwerk

Trotz grossmehrheitlicher Annahme des «Stromgesetzes» (9. Juni 2024) drängt die bürgerliche Mehrheit in Bundesrat und Parlament auf eine Aufhebung des Neubauverbotes für Atomkraftwerke.

Die Diskussion wird ideologisch geführt und ist voller Wunschdenken: neue SMRs, Transmutation, angeblicher Winterbedarf. Eine faktenbasierte Auseinandersetzung über Kosten, Markterlöse und technische Alternativen findet nicht statt.

Fragen zur Finanzierung wurden von der verantwortlichen Umweltkommission mit Stichentscheid des Präsidenten (Mitte-Partei) vom Tisch gewischt.

Die folgenden Kostenangaben basieren auf dem Bericht des «Cour des Comptes» für den EPR Flamanville (Inbetriebnahme 2024); die Investitionskosten dieses Reaktors wurden wegen Teuerung und höherem Lohnniveau der Schweiz konservativ um 25 Prozent erhöht.

Kostenvergleich

Agri-PV Jura-Höhe		Kennzahl	AKW 1600 MW Typ EPR	
7660	kW	Leistung	1600000	kW
1332	kWh/kW/a	Ertrag pro kW	7884	kWh/kW/a
519	kWh/kW/a	Ertrag im Winterhalbjahr	3942	kWh/kW/a
10200000	kWh/a	Jahresertrag Anlage	12614400000	kWh/a
3978000	kWh/a	erwarteter Winterertrag Anlage	6307200000	kWh/a
12100000	CHF	Investitionskosten inkl. Swiss Finish	29625000000	CHF/kW
1,19	CHF/kWh	brutto Investitionskosten pro kWh Jahresproduktion	2,35	CHF/kWh
102000	CHF	Pachtzins pro Jahr an Landwirtschaftsbetrieb/Gemeinde	0,00	CHF
Gestehungskosten CHF/kWh				
0,10	CHF/kWh	ohne Einmalvergütung bei 100% Absatz	0,19	CHF/kWh
0,073	CHF/kWh	./. davon Finanzierungskosten WACC 5,1%	0,145	CHF/kWh
0,010	CHF/kWh	./. davon Pachtzins pro Jahr an Landbesitzer/Gemeinde	0,000	CHF/kWh
0,020	CHF/kWh	./. davon Kosten Betrieb und Unterhalt	0,049	CHF/kWh
Gestehungskosten CHF/kWh				
0,22	CHF/kWh	ohne Einmalvergütung nur Winterbetrieb	0,32	CHF/kWh
0,188	CHF/kWh	./. davon Finanzierungskosten WACC 5,1%	0,290	CHF/kWh
0,010	CHF/kWh	./. davon Pachtzins pro Jahr an Landbesitzer/Gemeinde	0,000	CHF/kWh
0,020	CHF/kWh	./. davon Kosten Betrieb und Unterhalt	0,025	CHF/kWh
Pronovo Einmalvergütung				
7.260.000	CHF	Pronovo Einmalvergütung	17.775.000.000	CHF
4.840.000	CHF	Investitionskosten nach Abzug Einmalvergütung	11.850.000.000	CHF
Gestehungskosten CHF/kWh				
0,06	CHF/kWh	nach Abzug Einmalvergütung bei 100% Absatz	0,11	CHF/kWh
0,029	CHF/kWh	./. davon Finanzierungskosten WACC 5,1%	0,058	CHF/kWh
0,010	CHF/kWh	./. davon Pachtzins pro Jahr an Landbesitzer/Gemeinde	0,000	CHF/kWh
0,020	CHF/kWh	./. davon Kosten Betrieb und Unterhalt	0,049	CHF/kWh
95.112	CHF/a	Betriebsdefizit bei Marktpreis 5 Rp/kWh	717.192.720	CHF/a
Gestehungskosten CHF/kWh				
0,10	CHF/kWh	nach Abzug Einmalvergütung reiner Winterbetrieb	0,20	CHF/kWh
0,075	CHF/kWh	davon Finanzierungskosten WACC 5,1%	0,116	CHF/kWh
0,010	CHF/kWh	Pachtzins pro Jahr an Landwirtschaftsbetrieb/Gemeinde	0,000	CHF/kWh
0,020	CHF/kWh	davon Kosten Betrieb, Pacht und Unterhalt	0,080	CHF/kWh
179.772	CHF/a	Betriebsdefizit bei Marktpreis 5 Rp/kWh	921.546.000	CHF/a

Abbildung 58 Vergleich Kosten Agri-PV-Anlage «Jura-Höhe» mit dem EPR Flamanville

Daten für den EPR: französischer Rechnungshof, Betriebskosten gemäss Betriebsrechnung AKW Leibstadt 2024

Wegen der langen Bauzeit schlagen Promotoren der Axpo vor, dass der Bund sämtliche Risiken decken soll. Wegen der langen Bauzeit (10-20 Jahre) und wegen der Kaskade an nötigen Volksabstimmungen ergeben sich spezifische Fragestellungen:

- Unsicherheit. Was passiert, wenn sich während der Bauzeit eine neue Kernschmelze ereignet und der Neubau abgebrochen werden müsste? Private Investorinnen und Investoren würden für solche Risiken hohe Risikoprämien einkalkulieren. Doch die Axpo will kein eigenes Geld in die Hand nehmen und verlangt eine direkte Finanzierung durch den Staat.
- Haftpflichtversicherung. Anders als in den 60er und 70er Jahren weiss man heute, dass Kernschmelzen eben möglich sind und Kosten in Höhe von vielen Hundert Milliarden VCHF verursachen. Wer legt Geld für solche Unfälle zur Seite und wieso tun die Verantwortlichen so als ob es dieses Problem nicht gäbe?
- Wettbewerb. AKW-Projekte müssten spezifisch pro kWh viel höhere Leistungen aus dem Netzzuschlag erhalten als PV-, Wind- und Wasserkraft-Projekte, die von Privaten finanziert werden.
- Die Folge wäre erneut eine stossende Diskriminierung der erneuerbaren Energien.

Der *Cour des Comptes* bezifferte die Investitionskosten des EPR Flamanville 3 (1,6 GW, Inbetriebnahme 2024) auf 23,7 Mrd.€. Er hat eine umfassende Kostenberechnung vorgelegt, die auch die Zinsen in der Bauzeit einbezieht [63].

Die Anlage in Flamanville litt ab Betriebsaufnahme unter Störungen; die volle Nennleistung wurde im Jahr nach Inbetriebnahme (2025) nie erreicht; die Mehrkosten durch solche Stillstände [64, 65] sind unter den Baukosten nicht subsummiert.

Kosten brutto

Die Laufzeit der Anlage bis zur ersten Renovation wird auf 35 Jahre geschätzt, basierend auf empirischen Befunden [66, 67].¹⁹ Die Brutto-Kosten pro kWh für neuen Atomstrom werden auf dieser Basis auf **19.4 Rp/kWh** geschätzt, basierend auf Finanzierungskosten von 14,5 Rp/kWh und Betriebskosten von 4,88 Rp/kWh, letztere basierend auf den Angaben des KKW Leibstadt (Jahresbericht 2024) [68]. Es ergeben sich die Gestehungskosten von brutto 19,4 Rp/kWh.

Kosten nach Einmalvergütung

Bei 60 Prozent Einmalvergütung – ein Subventionsbeitrag von **17.8 Milliarden Franken** – sinken die Gestehungskosten auf 10,7 Rp/kWh. Bei diesem Preis wäre die Stromerzeugung noch nicht wettbewerbsfähig und müsste um weitere rund 5 Rp/kWh nach unten subventioniert werden, was Kosten pro Jahr von 700 Mio. CHF pro Jahr verursachen würde.

Unverkäuflich im Sommerhalbjahr

Bandenergie kann in Zukunft kaum ganzjährig vermarktet werden – die Auslastung von 90 Prozent (7884 h/a) ist im offenen Markt eine Fiktion. Läuft die Anlage nur im Winterhalbjahr, verdoppeln sich die Gestehungskosten. Die Kosten brutto lägen dann bei ca. **32 Rp/kWh**, und nach Abzug der Einmalvergütung noch ca. 20 Rp/kWh. Auch dieser Strom wäre faktisch unverkäuflich und müsste mit weiteren rund 900 Mio. CHF auf 5 Rp/kWh heruntersubventioniert werden.

Die Politik des Bundesrates besteht darin, neue Kernkraftwerke zu postulieren, ohne den günstigeren Winterstrom aus Photovoltaik in der Schweiz ebenbürtige Bedingungen einzuräumen. Neben den Kosten gibt es weitere Gründe, weshalb Atomkraftwerke ungeeignet sind:

Billigere Windenergie. Die Frühjahrsauktion 2026 der Bundesnetzagentur ergab einen mengenengewichteten mittleren Zuschlagswert von 5,54 €/kWh [69]. Windenergie hat operative Kosten von rund 1 €/kWh. Atomkraftwerke würden bei höheren Kosten abgeregelt, oder es müssten Käufer vorhanden sein, die den Atomstrom höher bezahlen als der Marktpreis.

¹⁹ Kapitalkosten und Lebensdauer von Atomkraftwerken sind umstritten; so behauptet die ETH-Dozentin Annalisa Manera, die AKW-Lebensdauer werde unterschätzt und es gebe im Überzeitbetrieb grosse Ersparnisse. Die neuste Analyse der Australia's National Science Academy über die Kosten der Kernenergie schreibt dazu:

«There are several reasons for the lack of an economic advantage from longer operational life. Substantial refurbishment costs are required, and without this new investment nuclear cannot achieve safe long operational life.

When renewables are completely rebuilt to achieve a similar project life to nuclear, they are rebuilt at significantly lower cost due to ongoing technological improvements whereas large-scale nuclear technology costs are not improving to any significant extent owing to their maturity.

Also, due to the long lead time in nuclear deployment, the limited cost reductions achieved in the second half of nuclear technology's operational life, when the original capital investment is no longer being repaid, are not available until more than 45 years from now, significantly reducing their value to consumers compared to other options which can and are being deployed in the present time.» (CSIRO 2025)

Die 23,7 Mrd.€ Kapitalkosten für den EPR in Flamanville sind aktuell (Inbetriebnahme 2024) und stehen nicht allein. Weitere Neubauten in OECD-Ländern verzeichnen dieselbe Dimension von Kostenüberschreitungen und mehrmonatige Betriebsausfälle: Oikiluoto, Finnland [mit 11 Mrd. Euro Kosten](#) (ohne Bauzinsen, aber mit Quersubventionen des französischen Staates via EDF), Vogtle 3 und 4 (USA) mit Investitionskosten von [34 Mrd. US-Dollar](#), Hinkley Point C (UK), noch im Bau, mit geschätzten Kostenüberschreitungen [von 28 Mrd. £](#) bei Gesamtkosten von 46 Mrd. £., wobei hier die weiteren Quersubventionen von EDF nicht transparent sind.

Für das neue Projekt Sizewell C (3,2 GW) berichtet die Financial Times von Kostenschätzungen von 60 bis 100 Milliarden Pfund, nochmals deutlich höher als die Kosten in Flamanville. (FT 3. 8. 2025)

Geringe Sektorkopplung. Die Versuche von Sektorkopplung bei Atomkraftwerken (Fernwärme, Industriewärme) blieben stets in einem bescheidenen Rahmen. Mit der Fernwärme von Refuna gelangten 100-200 GWh Wärme/Jahr auf den Markt, bei einem Abwärmeevolumen von mehr als 15'000 GWh pro Reaktor.

Photovoltaik und Windkraft eignen sich besser, um Überproduktion zu verwerten, zum Beispiel dezentral für Wärmespeicher oder in Ladestationen für die E-Mobilität.

Auslandabhängigkeit. Kernkraftwerke sind punkto Erstellung, Personal, Brennstoffe und Entsorgung stark von ausländischen Wertschöpfungsketten und ausländischem Personal abhängig. Die starke Stellung Russlands in verschiedenen Segmenten ist ein Risiko.

Gefahren-Risiko. Unfälle und Katastrophen durch Flugzeugabstürze, Erdbeben, Terror oder kriegerische Interventionen lassen sich nicht ausschliessen. Die gesetzlich beschränkte Haftpflichtversicherung der Betreiber wird im Ernstfall nicht reichen.

Klumpenrisiken. Ausfälle von Grosskraftwerken führen zu starken Disruptionen im Strommarkt. Bei erneuerbaren Energien gehören Fluktuationen zur täglichen Routine; wenn eine Anlage ausfällt, entsteht noch kein Klumpenrisiko.

Überforderung des Netzzuschlagsfonds

Für ein neues AKW Typ EPR würde sich der Investitionsbeitrag von 60% auf 17,8 Mrd. CHF belaufen, kalkuliert bei Gesamtkosten von 29,6 Mrd. CHF²⁰. Die Befürworter der Kernenergie möchten eine Einmalvergütung in gleicher Höhe wie für Wasserkraft oder Photovoltaik ohne Eigenverbrauch (60 Prozent), wollen aber nicht erkannt haben, dass die spezifischen Investitionskosten pro erzeugte kWh doppelt so hoch liegt [70].

Belastungen in Milliardenhöhe würden den Netzzuschlagsfonds sprengen und die übrigen erneuerbaren Energien verdrängen; die jährlichen Einnahmen von 1 Mrd. CHF/Jahr, befristet bis 2035, ertragen solche Exzesse nicht. Eine Weichenstellung Richtung Monokultur *à la française* wäre technologisch eine Sackgasse.

PV-Module werden zwar ebenfalls importiert, aber die Wertschöpfung (Installation, Verkabelung, Finanzierung, Versicherung, Betrieb) sowie die Primärenergie (Sonnenlicht) stammt aus dem Inland.

Ist das Solarpanel installiert, ist Sonnenlicht lokal verfügbar und schafft keine Abhängigkeiten. PV-Anlagen mit Einmalvergütung erhalten zwar Investitionsbeiträge (CHF/kW), nicht aber Beiträge an die Finanzierungskosten während Bauzeit und Betrieb. Beim Atomstrom wären auch nach Inbetriebnahme Dauersubventionen nötig; dieses Risiko tragen bei PV-Anlagen Private, nicht der Bund.

Negativ wären die Auswirkungen auch für die übrigen Betreiber von Kraftwerken: zusätzliche Bandenergie führt in einen Verdrängungswettbewerb – ein *Lose-Lose*-Konstellation, die allen Beteiligten schadet. Machen sich Bandenergie und erneuerbare Energien Marktanteile streitig, beschert dies beiden tiefere Preise und schlechtere Auslastung.

²⁰ Die Kosten von 23,7 Mrd.€ wurden auf Basis 1 Euro = 1 CHF umgerechnet. Während der gesamten Bauzeit ab 2007 schwankte der Euro-Kurs zwischen CHF 0.92 und CHF 1.17

18. Der Streit um Abregelung und um angemessene Stromerlöse

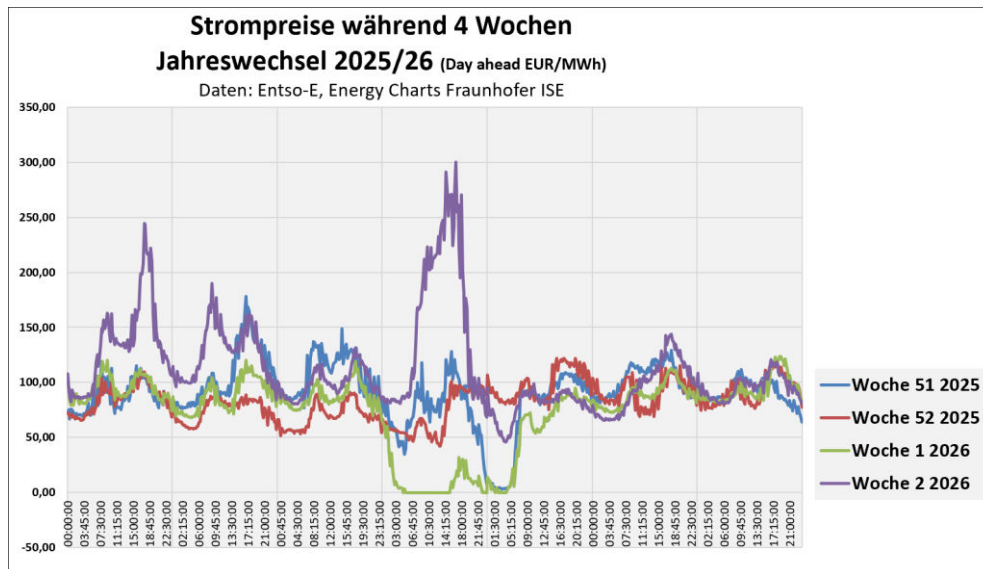


Abbildung 59 Nullpreise auch im Winterhalbjahr: zum Beispiel Jahreswechsel 2025/26
Daten: energy charts Fraunhofer ISE

Unterschiedliche Kraftwerkstechnologien sind den Marktverwerfungen unterschiedlich ausgesetzt. Unflexible Bandenergie mit Brennstoff- und Personalkosten ist am stärksten exponiert, Solarstrom und Windenergie mit starkem Erzeugungsprofil während Perioden hohen Verbrauchs (Tag/Winter) und grossen dezentralen Speichermöglichkeiten sind dem Markt am wenigsten ausgesetzt. Einen Sonderstatus geniessen Speicherkraftwerke mit Wasserkraft, weil sie immer dann liefern können, wenn andere Technologien dies nicht können.

Gestehungskosten brutto (vor Einmalvergütung)	total Rp/kWh	Vermarktung 24/365	Kosten Abregelung
Windkraft Schweiz (Zins 5,1%)	13,2	12,5	0,7
Solardach mit Eigenverbrauch 400 kW (Zins 1,5%)	6,2	6	0,2
Lärmschutzwand 1000kW (Zins 5,1%)	10,0	9	1,0
Agri PV 7700 kW, 1000 m (Zins 5,1%)	11,4	10,3	1,1
neues Atomkraftwerk 1600 MW (Zins 5,1%)	35,3	19,4	15,9

Abbildung 60 Gestehungskosten mit und ohne Abregelung

Daten: eigene Berechnung & Preisbeobachtungsstudie 2025 des BFE (für PV)

In der Schweiz müssen Kraftwerke ihren Strom direkt vermarkten. Die Welt der Monopole wurde mit der Teilmarktöffnung beendet (2008). Abnahmeverträge und Notierungen am day-ahead-Markt sind entscheidend. Einzig PV-Anlagen unter 100 kW Leistung geniessen das Privileg der Minimalvergütungsprämie (gesetzliche Deckung der Gestehungskosten), doch liegt der aktuelle Ansatz von 6 Rp/kWh so tief, dass solche Investitionen nur in Kombination mit Eigenverbrauch wirtschaftlich sind. Die Zunahme der Nullpreis-Phasen veranlasst viele Erzeuger, ihre Eigenproduktion zu speichern und mittels Batterien zeitlich strukturiert zu vermarkten (day-ahead-Markt oder LEG «Nachbar-Strom»); auch die Verwendung der Eigenproduktion in Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen nimmt zu. Der «merchant» Verkauf am Spotmarkt bleibt eine Rückfallposition.

Auseinandersetzung um die Vergütungshöhe

Für Strom von kleineren Anlagen (bis 100 kW Leistung) mussten die Verteilnetzbetreiber bis 2025 mindestens «die vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität»

vergütet. Der Referenz-Marktpreis galt als Minimalpreis; viele Netzbetreiber leisteten höhere Vergütungen und entschädigten die Herkunftsnachweise mit 1-2 Rp/kWh oder mehr.²¹

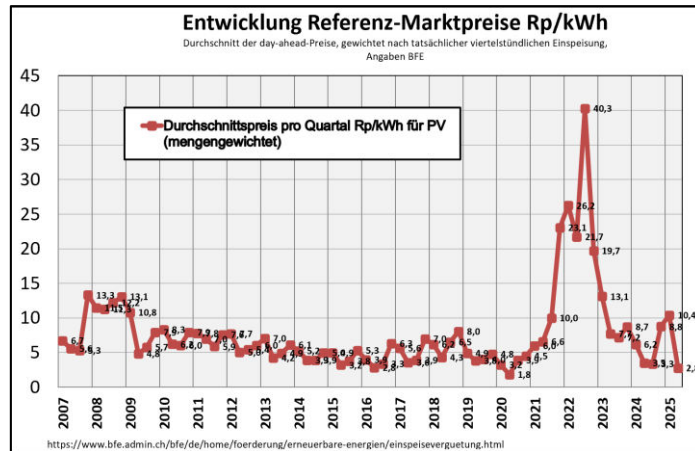


Abbildung 61 Referenz-Marktpreis 2007-2025
 Daten BFE

Die Preise am day-ahead-Markt stiegen stark als Russland ab April 2021 die Gaslieferungen kürzte und im Februar 2022 in die Ukraine einfiel. Weil Gaskraftwerke die «letzte Einheit» liefern, die den Preis macht, verzehnfachten sich auch die Strompreise. Es entstand ein Boom für Solarstrom-Installationen. Ab 2023 fielen die Preise erneut, bis im Sommer 2025 auf 2,75 Rp/kWh, das gleiche Preisniveau wie vor 2021.

2026: Mindestpreise, LEGs, erweiterte ZEVs

2026 traten Mindestabnahmepreise für Kleinanlagen < 150 kW (Art. 15 Abs. 1^{bis}) in Kraft. Das revidierte Energiegesetz sieht Minimalvergütungen vor, die sich an der «Amortisation über die Lebensdauer von Referenzanlagen» zu orientieren haben.²² Angekündigt wurden 6 Rp/kWh für Anlagen mit Eigenverbrauch bis 30 kW, die bis 150 kW auf 1,5 Rp/kWh absinken (Bild) [71].

²¹ Der Referenz-Marktpreis für Elektrizität aus Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windkraft- und Geothermie Anlagen entspricht dem Durchschnitt der Preise, die an der Strombörse jeweils für den Folgetag für das Marktgebiet Schweiz festgesetzt werden, gewichtet nach der tatsächlichen viertelstündlichen Einspeisung der lastganggemessenen Anlagen der jeweiligen Technologie.

²² Die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sich nach dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung. Der Bundesrat legt für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 150 kW Minimalvergütungen fest. Diese orientieren sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer

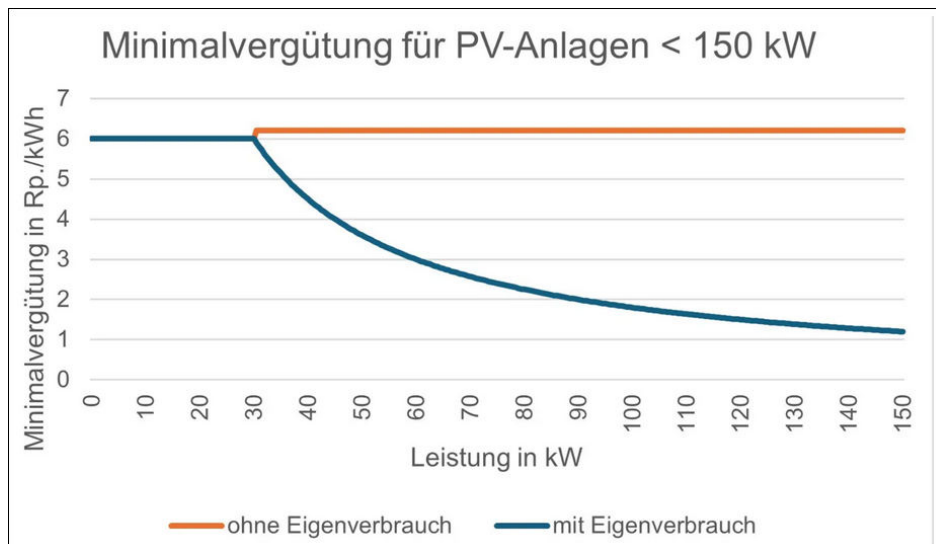


Abbildung 62 Mindestabnahmepreise mit und ohne Eigenverbrauch
Quelle Artikel 12 ENV

Flexibilisierung der Mindestabnahmepreise

Noch bevor die neuen Abnahmepreise in Kraft waren, gab es Reformbestrebungen. Die Vergütungen wurden sollten Marktschwankungen Rechnung tragen und den Bau von Batterien beanreizen.

Mehr als 300'000 PV-Anlagen (< 150 kW) werden aus der quartalfixen in ein zeitvariables Preisgefüge verschoben. Eine Pauschalabgeltung («Minimalvergütungsprämie») soll die Differenz zwischen Marktpreis und Mindestvergütung ausgleichen.

Will man Diskriminierung vermeiden, wäre die logische Konsequenz, Bandenergie von Atomkraftwerken ebenfalls keine Preisgarantien > 6 Rp/kWh zu leisten.²³

LEG: Versorgungslösungen «von unten»

Ab 2026 können sich Endverbraucher mit Erzeugern und Speicherbetreibern zu einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft zusammenschliessen, um dezentrale Kraftwerke gemeinsam zu bewirtschaften. Wenn dieser Strom auf derselben Netzebene gehandelt wird – in der Regel Netzebene 7, Lokalnetz – erhalten sie laut Gesetz einen Abschlag von maximal 60 Prozent auf dem Netznutzungstarif.

Der Bundesrat hat diesen Abschlag auf 40 Prozent begrenzt. Wichtiger als die reduzierte Netzgebühr scheint die Vermarktungsmöglichkeit an gebundene Kundinnen und Kunden, die mehr für Energie bezahlen als die Preise an der Strombörse hergeben.

²³ Die Preisgarantie zu Gestehungskosten erbringen die Partnerwerke (Kantone und Elektrizitätswerke) der Kernkraftwerke und überwälzen diese auf die gebundenen Kundinnen und Kunden.

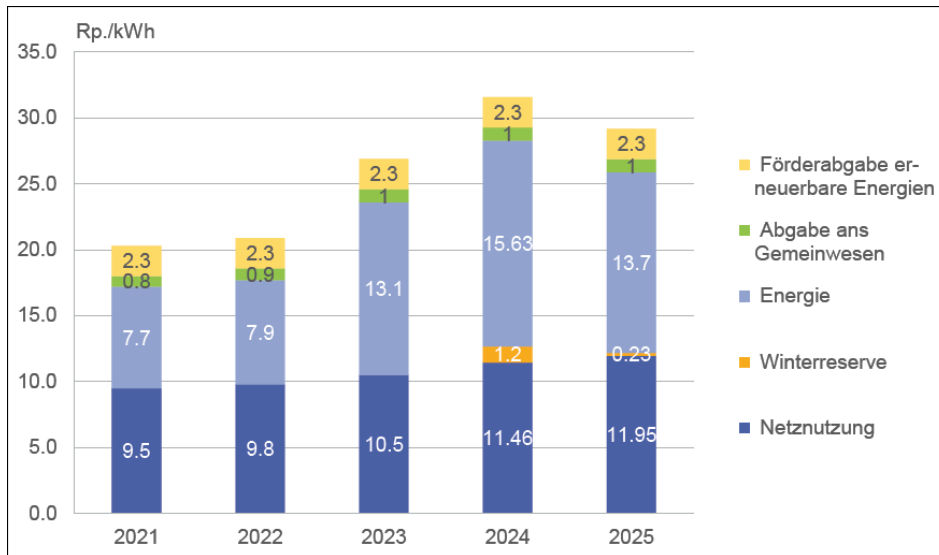


Abbildung 63 Entwicklung der Kostenbestandteile für einen mittleren Haushalt ohne Mehrwertsteuer (Konsumprofil H4).

Abbildung Elcom [72]

LEGs machen jenen Verteilnetzbetreibern einen Strich durch die Rechnung, die Solarstrom sehr schlecht vergüten. Liegen die Energiepreise einer LEG unter dem Energietarif des örtlichen Netzbetreibers, erzielen die Kundinnen und Kunden Einsparungen, während Solarstrom bessere Vergütungen erreicht als an der Strombörse.

19. Integration dank Speicher

Überall auf der Welt schreitet der Ausbau von Solarstrom und Windkraft voran. und überall entsteht zyklisch Überproduktion, mit Rückwirkung auf die Preise.

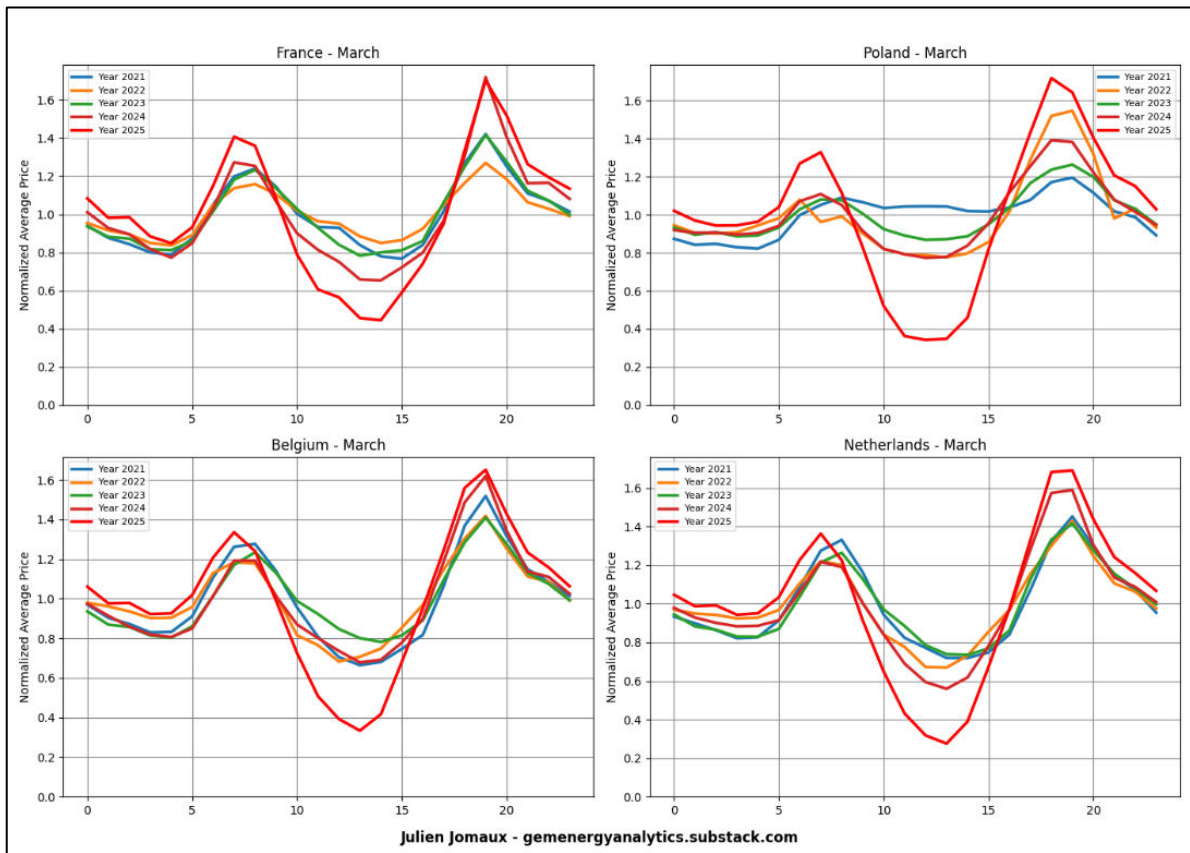


Abbildung 64 Intra-day Preisvolatilität in vier europäischen Ländern 2021-2025

Quelle: [Julien Jomaux: Entering Spring 2025](#), A quick update on the impact of solar in the EU at the start of spring

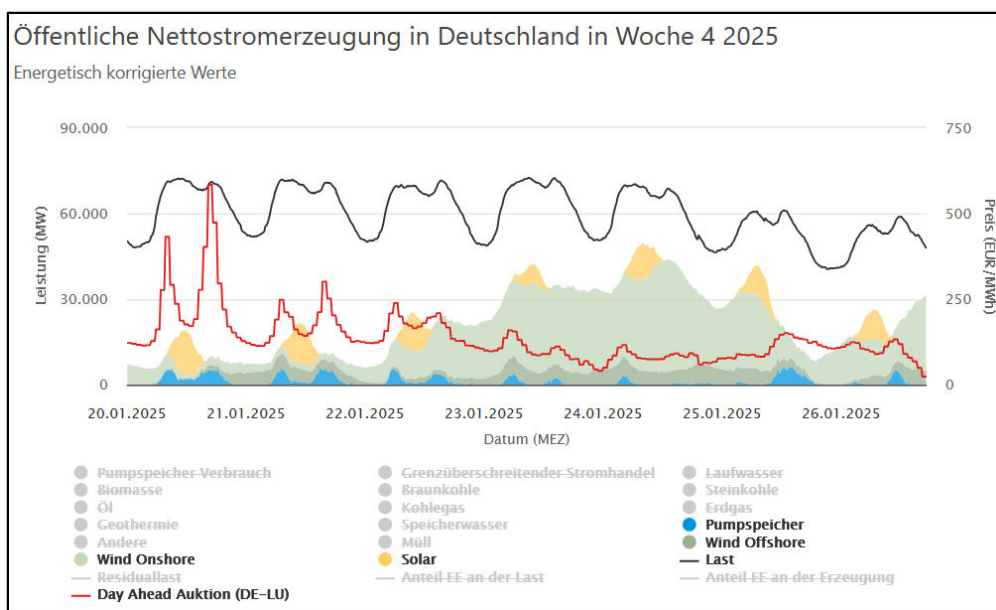


Abbildung 65 Preiswirkung Windkraft Deutschland: Beispiel vierte Januarwoche 2025

Quelle: [Julien Jomaux Impact of wind on market prices last week in Germany](#)

Bis zum Ukrainekrieg wurden Nullpreise oder negative Preise mehrheitlich im Winterhalbjahr beobachtet [73]. Der starke Ausbau der Photovoltaik führte zu einer Verschiebung der Saisonalität; nun sinken die intra-day-Preise im Sommer häufiger als im Winterhalbjahr. Ausschläge nach unten zwischen 9 Uhr bis 15 Uhr haben zugenommen, was Netzbetreiber ohne Erzeugung und Konsumentinnen und Konsumenten mit Marktzugang finanziell entlastet.

Hellbrisen ereignen sich weniger regelmässig als Leistungsspitzen der Photovoltaik.

Zwei Drittel der Windenergie entfällt auf das Winterhalbjahr, wenn die Verbräuche höher sind. Eine Windschwäche wie im Bild oben (20./21. Januar 2025) kann die Preise an der Strombörse verfünffachen, und eine steife Brise lässt sie wenige Tage danach wieder gegen null zu sinken (26./27. Januar 2025).

Einschränkungen der Strom-Durchleitung?

Am einfachsten können Leistungs- und Lastspitzen mit Speicherkraftwerken aufgefangen werden, in kurzer Frist (< 8h) auch mit Batterien. Je grösser der Perimeter des Strom-Binnenmarkts, desto grösser die Glättungseffekte.

In diesem Zusammenhang irritiert, dass die EU eine Reduktion der Durchleitungsrechte für Drittstaaten ins Auge fasst. Dies würde Anrainerstaaten wie der Schweiz schaden und kann zu Einschränkungen im Stromhandel führen, was die Volatilität nicht glättet, sondern akzentuiert. Ohne Stromabkommen drohen deshalb «eine Gefährdung der Versorgung sowie beträchtliche wirtschaftliche Einbussen», schreibt die Branchenorganisation VSE [74].

Zwar tragen Netzausbau, Speicher und Demand-Side-Management zum Ausgleich bei. Neue Einschränkung würden den Strom in der Schweiz und im benachbarten Ausland tendenziell wieder verteuern.

Steigende Regulierungskosten

Ungleichgewichte am Strommarkt müssen von Swissgrid mit Regelleistung ausgeglichen werden. Die Kosten für Systemdienstleistungen verliefen rückläufig, bis der russische Gasboykott, der Ukrainekrieg und ein Wechsel des Abrechnungsverfahrens (2023) einen Anstieg verursachten, was die Elcom zu Preisobergrenzen veranlasst hat.²⁴ [75].

Die Elcom hat nachgerechnet, was passiert wäre, wenn diese neue Methode nie eingesetzt worden wäre. Für den Zeitraum «zwischen Anfang Juli 2022 und Ende September 2025 resultiert eine Differenz von rund 241 Millionen Franken» [76]

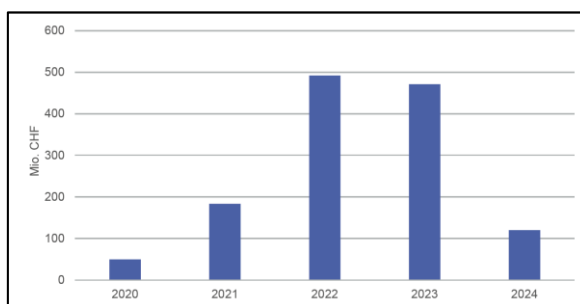


Abbildung 66 Kostenentwicklung Regelleistung von 2020 bis 2024

Daten Tätigkeitsbericht der ElCom 2024

²⁴ «Neben den Grosshandelsmärkten beobachtet die ElCom auch die Märkte für Systemdienstleistungen (SDL), etwa die Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie durch Swissgrid. Dabei stellte sie fest, dass sich die seit Mitte 2022 – im Zusammenhang mit der Änderung des Beschaffungsprozesses durch die Einführung der Sekundärregel-Plattform PICASSO in der Schweiz – signifikant erhöhten Preise für Sekundärregelenergie (SRE) nicht fundamental begründen lassen. ...Als kurzfristige Korrekturmassnahme initiierte das Fachsekretariat eine befristete, differenzierte Preisgrenze auf vertraglicher Basis. Ein weiteres Problem ist die markante Zunahme von Fahrplanabweichungen bzw. Unausgeglicheneheiten der Bilanzgruppen, die zu hohen Regelenergiepreisen und folglich zu umso höheren Kosten für Ausgleichsenergie führen.» ElCom, Tätigkeitsbericht 2024, S. 6

Die ECom bemängelt, dass der Wettbewerb nicht spielt, lässt aber offen, ob Preisabsprachen stattgefunden haben.

Batterien für mehr Wettbewerb

Hausbatterien dienen der Arbitrage (Lastverschiebung) und vereinzelt als Notstromaggregat. Hauptziel ist meist die Steigerung des Eigenverbrauchs. In einem interaktiven System könnten Batterien aber viel mehr leisten: Bereitschaftsleistung, Spannungshaltung, Frequenzkontrolle.

Diese Systemdienstleistungen werden von Swissgrid mittels Auktionen nachgefragt. Sie könnten auch für Haushalt-Batterien Zusatzeinnahmen generieren, wenn die Leistung wie in Deutschland aggregiert und kombiniert vermarktet würde. Gleichzeitig würde sich für Primär- und Sekundärreserve mehr Wettbewerb einstellen.

Zehntausende neuer Batterien pro Jahr

Ende 2024 erreichte die Schweiz ein Batterie-Speichervolumen von 896 MWh (+47,5% zum Vorjahr). 2025 stieg die installierte Energiemenge auf 1451 MWh (+82%) Dies entspricht zwar weniger als 1 Prozent eines Ganztagesbedarfs (157 GWh), aber bereits etwa 5% der täglichen Solarstrom-Erzeugung (Jahresmittel).

Batteriespeicher verzeichneten seit 2015 einen Preisrückgang von 85 Prozent [77]. Europa hinkt beim Ausbau hinterher. Lange genügten Speicherkraftwerke mit Wasserkraft. Doch das ändert sich.

Erst 2 Prozent der Batteriespeicherleistung in der Schweiz befinden sich in Anlagen >100 kWh [78]. Grosse Batterien erreichen hohe Wirkungsgrade (>85-95%), und kosten weniger. In Kalifornien decken Batterien bereits >10 Prozent des Endverbrauchs pro Tag.

«Sand-Batterien»

Eine wichtige Innovation sind Festkörper-Wärmebatterien. Die bisher grösste Sandbatterie ging 2025 in der finnischen Gemeinde Pornainen ans Netz. Sie besteht aus einem 13 Meter hohen und 15 Meter breiten Container und enthält 2000 Tonnen zerkleinerten Speckstein. Die Wärmebatterie speichert 100 Megawattstunden (MWh) thermischer Energie, entsprechend 10 Tonnen Heizöl. 1000 solcher Anlagen könnten 100 GWh Wärme aufnehmen. Dies entspricht dem Speichervermögen des geplanten Pumpspeicherwerks Chummensee («runder Tisch»).

Importkontingente für Batterien und Pumpspeicherwerke?

Stromimporte, die Reichweite und Verfügbarkeit der Speicher in der Schweiz erhöhen, sollten eigentlich zulässig sein und nicht verhindert werden, denn sie sind sehr billig und stärken die Versorgungssicherheit. Sie verwerten kostengünstige Überproduktion und sind Teil der Lösung und nicht Teil eines Problems.

Speicherpumpen für die Pumpspeicherwerke verbrauchen im Winterhalbjahr knapp 2 TWh (Okt.-März, langjähriges Mittel). Die damit veredelte Strommenge beläuft sich auf ca. 8 TWh (Wirkungsgrad von 80%) und die aktuelle Leistungsfähigkeit ist damit etwa gleich gross wie jene der Saisonspeicher (8-9 TWh).

Zusätzliche Speicherpumpen und Leistungserhöhungen zur Aufnahme von Strom-Überschüssen könnten die Reichweite der Energiereserven um den Faktor 1,5 bis 2 vergrössern. Das wäre aus versorgungspolitischer Sicht positiv und auch handelspolitisch interessant und wäre deshalb mindestens wohlwollend zu prüfen.

Mit der besseren Aufnahmefähigkeit der Stauseen steigt auch die Flexibilität. Auslandintegration und Inlandpufferung gehen Hand in Hand.

20. Verteilnetzbetreiber als Systembetreiber

Die Elektrizitätswirtschaft steckt mitten in ihrer grössten Transformation. Am Ende steht ein diversifiziertes, dezentralisiertes und digitalisiertes Versorgungssystem mit vielen unterschiedlichen Akteuren.

Etappen der Transformation im Elektrizitätssektor			
Zeitepoche	Entstehung 1880–2000	Fegefeuer 2000–2030	Wiedergeburt 2030-
Marktmodell	Monopol 100% geplante Versorgung mit Überwälzung aller Kosten via Tarif	Wettbewerb ab 2008 Zulassung dezentraler Stromerzeugung / Speicher/ Microgrids	Integrierter Strombinnenmarkt mit lokalen Versorgungsclustern Kostengünstige, nicht planbare Versorgung
Kraftwerksbestand	Thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke werden im Voraus geplant.	Grosskraftwerke verlieren Marktanteile gegenüber kostengünstigerer Solar- und Windenergie.	Solar- und Windenergie sind reichlich vorhanden und lassen sich nicht planen.
Speicherung	Wenig Speichermöglichkeiten: Pumpspeicherwerke und Speicherkraftwerke mit natürlichem Wasserzufluss je nach Topographie. Thermische Kraftwerke gleichen den Bedarf durch exakte Nachfragesteuerung aus.	Aufstieg der Batterien ab 2015 10-mal mehr Ausgleichsleistung als thermische Kraftwerke jemals hatten.	Reichlich vorhandene Ausgleichsspeicher Batterien gleichen Angebot und Nachfrage auf allen Spannungsebenen (zentral und dezentral) aus. Speicherkraftwerke, Pumpspeicherwerke und Biomethan-Kraftwerke als Backup für Dunkelflauten
Netzstruktur	Kupferplatte abgestimmt auf Grosskraftwerke, wenig Stromhandel, Demarkationslinien zwischen unterschiedlichen Versorgungsgebieten	Netzüberlastung in Verteilnetzen, Wartelisten. Defensive Netzbetreiber: Verweigerung und Verzögerung von Netzausbau und Netzanschlüssen zwecks Abschottung der hauseigenen Produktion; Konzertierter grenzüberschreitender Netzausbau unterstützt mit EU-Mitteln	Optimierte Netznutzung Raumzeitliche Preisgestaltung für jeden Netzknoten Netzauslastung beeinflusst Bewirtschaftung der Batterien.
Netztarife	Feste Tarife, als ob Zeit und Ort keine Rolle spielen würden.	Fragmentierung der Tarifstrukturen	Dynamische (zeitgebundene, auf Auslastung abgestimmte) Tarife für alle
Verantwortung für Versorgungssicherheit	Zentralisierte Planung	Verwirrung. Solar- und Windenergie liefern sich physikalisch gegenseitiges Backup je nach Saison, unterstützt von unterschiedlichen Backup-Technologien	Peer-to-Peer-Zusammenarbeit Open-Source-Algorithmen sorgen für optimale und faire Preise. Alle Marktteilnehmer nutzen ihre eigene Flexibilität,
Akteure der Elektrizitätswirtschaft	Wenige Kraftwerke, eine Behörde und dennoch sehr komplex. Passive Verbraucher: Vorhersehbar und unflexibel.	Erwachende Verbraucher, Verbraucher erhalten Macht: PV, Batterien, PV, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen	Aktive Prosumenten Autonom, selbstständig, flexibel und in der Lage, Entscheidungen zu treffen oder zu automatisieren.

Abbildung 67 Etappen der Transformation im Stromsektor

Quelle: eigene Grafik

Ziel sollte es sein, den ganzen Energieverbrauch unter ökonomischen Gesichtspunkten durch erneuerbaren Energien zu decken. Das schliesst ein, dass fluktuierende Produktion an manchen Stunden abregelt wird. Ein Netzausbau bis zur letzten Kilowattstunde macht ökonomisch keinen Sinn.

Um Abregelungen in grossem Ausmass zu vermeiden, wird Strom vermehrt gespeichert oder dezentral vermarktet (ZEV, LEG). Tiefe Preise eröffnen weitere Verwertungsmöglichkeiten.

Nicht selten beklagen sich Verteilnetzbetreiber, sie müssten so viele neue Anlagen ans Netz anschliessen, dass dies den Netzbetrieb und die Spannungshaltung herausfordere. Verteilnetzbetreiber sind aber mitverantwortlich für Engpässe im Netz, denn es fehlt bisher die tarifliche Steuerung der Netzauslastung und des Stromverbrauchs, ebenso die Digitalisierung der Netze und die Transparenz der Auslastung.

- Die Tarife für gebundene Kundinnen und Kunden werden in teure Tag- und günstige Nachttarife eingestuft. Damit werden Knappheitssignale verbreitet, die der tatsächlichen Auslastung zu wenig Rechnung tragen.
- Netztechnisch wird solare Produktion oft diskriminiert, Bandenergie aus Atomkraftwerken belohnt.
- In manchen Versorgungsgebieten sorgen Rundsteuerungssignale dafür, dass Haushalte während den Mittagsstunden nicht einmal ihre eigene Solarproduktion verbrauchen dürfen. Wärmepumpen und Boiler werden vom Netzbetreiber abgeregelt, um vermeintliche Überlastungen der Verteilnetze zu verhindern. Dies senkt die Wirtschaftlichkeit von Solarstromanlagen [79].
- Die Installation von intelligenten Stromzählern wird langsam vollzogen. Auch ist unklar, was «Intelligenz» alles beinhalten soll.
- Manche Verteilnetzbetreiber tun sich schwer mit der Öffnung des Strommarktes. Hohe Gewinnmargen mit eigenen Kraftwerken sind ihnen wichtiger als Systemeffizienz und Konsumentenschutz.

Das Ziel: Steuerung in Echtzeit und Transparenz

In der neuen Energiewelt sind interaktive Systeme wichtig: Erzeugung, Verbrauch und Speicher müssen in Echtzeit gesteuert und bewirtschaftet werden. Verteilnetzbetreiber müssen Systembetreiber werden. Sie müssen die Netzanschlüsse mit Algorithmen verknüpfen, damit die richtigen Signale erteilt werden: Wann ist der beste Zeitpunkt für Verbrauch, Export, Import, Speicherung von Energie?

Der Kanton Basel-Stadt hat vor, Einrichtungs- und Automatisierungsprozesse, die für ZEVs und LEGs²⁵ erforderlich sind, als Teil einer «Solaroffensive» mit obligatorischer Dachnutzung finanziell zu fördern [80]. Der Bundesrat sieht vor, die Einrichtung von ZEVs und LEGs als anrechenbaren Teil der Netzgebühren zu verankern. Weil Netzausbaukosten gespart werden, scheint dies sehr sinnvoll.

Werden die Netze besser ausgelastet, führt dies zu einer Absenkung der Gebühren in CHF/kWh. Werden Batterien zudem netzdienlich betrieben, treten Engpässe im Netz seltener auf. Batterien müssen dazu netz-topologisch optimiert platziert werden.

Verteilnetzbetreiber sollten die Auslastung der Netze transparent machen und mit zeitabhängigen Tarifen den Einsatz optimieren. Optimal wäre es, die prognostizierte Verfügbarkeit der Netze und die Tarifhöhe über 24 Stunden vorausschauend zu kommunizieren.

Haushalte und Firmen sollten Stromflüsse auch selbst optimieren. Dezentrale Wasserboiler, Wärmepumpen, Kühlanlagen, Elektrofahrzeuge können als Puffer eingesetzt werden.

Endverbraucher müssen deshalb die Möglichkeit erhalten, in Echtzeit auf Daten und Tarife zuzugreifen. Tarife allein lösen das Problem nicht. Es geht um Digitalisierung und um automatisierte Prozesse.

²⁵ ZEV = Zusammenschlüsse für Eigenverbrauch, LEG = lokale Elektrizitätsgemeinschaften

21. Schlussbetrachtungen

Elektrifizierung entlastet Konsumentinnen und Konsumenten. Importe für Uran, Erdgas, Erdölprodukte und Kohle entfallen, ebenso die Ausgaben für Brenn- und Treibstoffe von (8,2 Mrd. CHF, 2024) [81] und die Kosten für die Nachrüstung alter Atomkraftwerke wie auch ihre unversicherten Risiken.

Mit dem Ausbau nehmen Witterungszyklen und Phasen mit Nullpreisen zu. Überproduktion ist eine Realität, aber dank den günstigeren Batteriespeichern wächst der Sekundärmarkt exponentiell.

Nullpreise für Energie schaden der Erzeugung; dies wird aber teilweise kompensiert dank den Leistungen aus dem Netzzuschlag (2,3 Rp/kWh). Letzteres ist nicht mehr «Förderung» – erneuerbare Energien sind kostenminimal –, sondern der finanziellen Absicherung. Der Wegfall der Import-Energieträger liefert weitere Kostenentlastung. Der Pfad Richtung Netto-Null verspricht echtes Payback.

Optimierung Wasserkraft

Der Ausbau der Photovoltaik verkürzt die Wintersaison; auch Batterien werden die alpinen Saisonspeicher entlasten, weil Photovoltaik damit ohne Schaden überbaut werden kann. Auch die zyklische Überproduktion von Windenergie verspricht Geschäftspotenzial, wenn Speicherseen wie ein Schwamm die Strom-Überschüsse aufnehmen und bei hohen Preisen wieder auslassen.

Batteriespeicher zwingen die Betreiber der Wasserkraft zu einer Neupositionierung. Dank Lieferungen in der mittel- und langfristigen Frist und dank dem Vorhalten abrufbereiter Leistung bleibt die Wasserkraft interessant.

Handlungsoptionen

- Leistungserhöhungen mit Fokus auf bidirektionalen Betrieb
 - Beherrschung von Dunkelflauten
 - Verknüpfung von bestehenden Saisonspeichern
 - Verschiebung der Spitzenproduktion in Umwälzwerke
 - Überführung von Spitzenlastkraftwerken in Mittellastbetrieb,
 - Entlastung Fließgewässer, Reduktion der Schäden von «Schwall und Sunk»
- Bidirektionale Bewirtschaftung auf Basis meteorologischer Datenmodelle
- Kalibrierung der Stromexporte und -Importe auf Basis des Reichweitenbedarfs der Winterreserve
- Modifikation der Importlimitierung (Art. 2 Absatz 3 Energiegesetz): Abzug des Speicherpumpenverbrauchs, Zulassen der Netto-Erhöhung der Winterreserve durch Stromimporte
- Anschluss an das europäische Hochspannungs- und Gleichstromnetz

Erneuerbare Energien fluktuieren rund um die Uhr, 365 Tage im Jahr. Winterflauten dauern einige Stunden bis wenige Tage, in seltenen Fällen länger. Entsprechend sind Spielregeln, Reserven, Netze und Notvorräte auszulegen. Für die Stromdrehscheibe entstehen neue, rentable Geschäftsmodelle. Als Nebeneffekt verbessert sich die Versorgungssicherheit.

Mehr Winterstrom aus Sonnen- und Windkraft

Geht es um Winterstrom, liefern Windenergie, Photovoltaik, Batterien und Wasserkraft die Antworten für die kommenden Herausforderungen. Für mehr Winterstrom belasten PV-Anlagen mit Eigenverbrauch und Agri-PV-Anlagen oberhalb der Nebeldecke den Netzzuschlagsfonds am wenigsten.

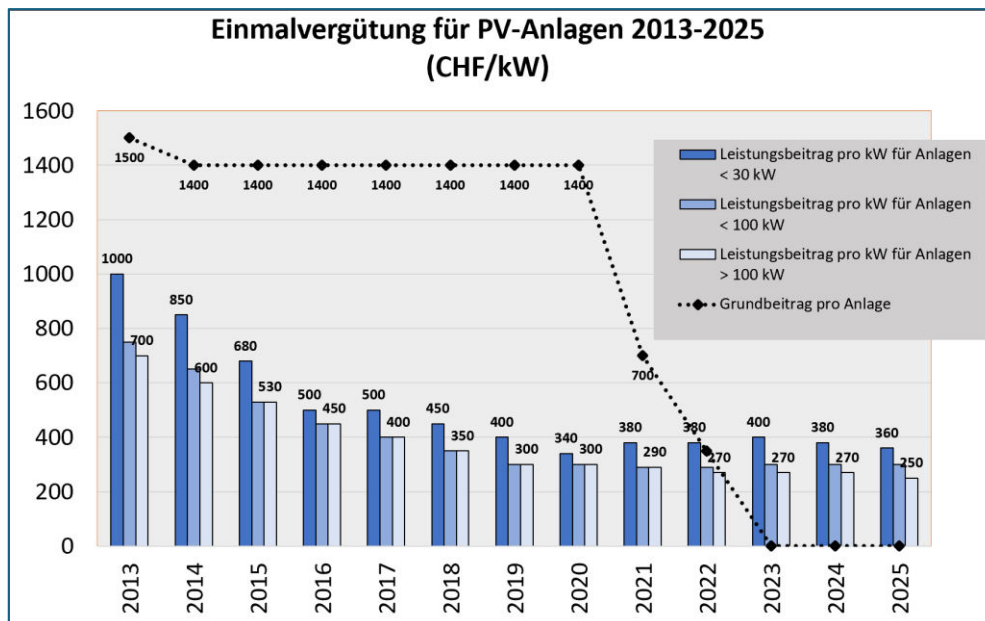


Abbildung 68 Einmalvergütung PV-Anlagen seit 2013

Daten EnFV

Die Leistungen aus dem Netzzuschlag kannten bis 2025 nur eine Richtung: nach unten. Dank der Verbilligung der Solarmodule wurden die Leistungen pro kW mehr als halbiert.

Aufgabe des Bundesamtes für Energie muss sein, den gesetzlichen Ausbaupfad ohne Markteinbrüche zu meistern. Die Leistungen müssen entsprechend austariert werden, was 2026 zum ersten Mal geschah, mit einer kleinen Erhöhung der Beitragssätze für Anlagen bis 30 kW Leistung und durch Anhebung der gleitenden Marktprämie. Das ist ökonomisch richtig, denn es wäre wenig sinnvoll, die kostengünstigste Technologie erneut zu bremsen, um auf teurere Energieträger umzusteigen oder mit teurer Kernenergie zu liebäugeln, die den Netzzuschlag völlig überfordert und alle sauberen Techniken ausbremst. Angesichts des rückläufigen Ausbau-Tempos der Photovoltaik wären weitere Massnahmen wichtig:

- Auktionen für gleitende Marktprämie mit saisonaler Differenzierung;
- Anhebung des Gebotsmaximums der gleitenden Marktprämie
- Fassadenprogramme mit definierten Ausbaenzielen, Fallstudien und Verstärkung der Ausbildung
- Automatisierter Anstieg der Einmalvergütung bei gefährdeter Zielerfüllung.
- LEG: gesetzlicher Spielraum sollte ausgeschöpft werden, bis der Zielpfad erreicht wird: 60% Abschlag von der Netzgebühr wie im Energiegesetz
- Abnahmepreise, die die gesetzlich vorgesehene Amortisation bei geringem Eigenverbrauch ermöglichen.
- Zahlungspflicht für Kleinanlagen und der Mindestpreisprämie gedeckt aus dem Netzzuschlagsfonds
- Digitalisierung und Offenlegung der Netzbelastung in allen Netzabschnitten in *real time*.
- Wiederkehrende Auktionen für dezentrale Erbringung von Systemdienstleistungen;
- Vorrang für Partnerschaften im Versorgungsgebiet (PV, Batterien, Schwarmpeicher) zwecks Entlastung der oberliegenden Netze.

Mehr Winterstrom mit neuen Partnerschaften

Die Berggebiete der Schweiz werden vom Bund in vielem unterstützt (Strassenbau, öffentlicher Verkehr, Waldwirtschaft, Schutzwälder, Katastrophenvorsorge usw.). Angesichts der Klimakrise sollte man PV-Partnerschaften entwickeln, wie sie bei der Wasserkraft dank den Partnerwerken seit mehr als 100 Jahre Bestand haben. Ziel dieser Partnerschaften könnte sein, neue Standorte an Höhenlagen zu ermöglichen.

Windenergie

Widerstand kommt selten aus den Standort-Gemeinden, sondern durch Obstruktion missionarischer pro Atom-Gruppierungen, die sich gerne als Umweltorganisationen ausgeben. Vom Bundesrat und vom Parlament sollte ein klares Bekenntnis kommen:

- Mindestens 1000 Windkraftanlagen bis 2040
- Finanzielle Honorierung der Standortgemeinden analog Wasserkraft (1 Rp/kWh Wasserzins)
- Beteiligungsmöglichkeiten für Anwohnende
- Abgabe von Gratisstrom ins Ortsnetz während Perioden mit Überproduktion
- Ökologisches Monitoring

Effizienz

Schliesslich gibt es ungenutzte Effizienzpotenziale, um mehr Strom für das Winterhalbjahr freizumachen: Restlaufzeiten wären wichtig für Elektro-Widerstandsheizungen, die mehr als 100 Stunden pro Jahr in Betrieb stehen.

Die wettbewerblichen Ausschreibungen für Energieeffizienz wären zu stärken und zu verlängern. Viele EVUs kommen ihrer Pflicht nicht nach, eigene Effizienzprogramme auf die Beine zu stellen. Sie werden auch nicht sanktioniert. Den Ausgaben für solche Programme stehen messbare Ersparnisse gegenüber. Sie schonen das Portemonnaie.

Massnahme	Zielerreichung	Zusatz-Potenzial Winterhalbjahr
PV im Unterland	2035	6 TWh
Agri-PV Fokus Winterstrom	2045	2-4 TWh
Windenergie	2045	6,5 TWh
Wiederbefüllung Saisonspeicher und neue Pumpspeicherwerke	2045	4 TWh
Sanierung Elektro-Widerstandsheizungen	2040	3 TWh
Total	2045	23 TWh

Abbildung 69 Übersicht Zielbeiträge bis 2045 (ohne Wasserkraft)

Eigene Darstellung

22. Abkürzungen und Quellenangaben

BFE Bundesamt für Energie

LEG lokale Elektrizitätsgemeinschaften

PBO-24 Preisbeobachtungsstudie 2024, (erschieden Juli 2025)

PV Photovoltaik

TWh Terawattstunden (1 TWh = 1 Milliarde kWh)

Uvek Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

vZEV virtueller Zusammenschluss für Eigenverbrauch

ZEV Zusammenschlüsse für den Eigenverbrauch

<https://www.verivox.de/gas/gaspreise/>

1 Bundesamt für Energie: Gesamtenergiestatistik 2024, Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024,

2 Provisorische Angaben Swissolar. Nationale PV Tagung 2026

3 Bundesamt für Energie: BFE: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#) ; Swiss energy charts, [Link](#)

4 Angaben Bundesamt für Statistik [Link](#) , seco [Link](#)

-
- 5 Energiegesetz Art. 2, Energieverordnung Art. 1a, Stand 1. Januar 2026
 - 6 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024, Seite 14
 - 7 Klaus Ammann: Warum es mit der Winterstromlücke bald vorbei sein dürfte, Echo der Zeit 12.2.2026, [Link](#)
 - 8 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024, Seite 31
 - 9 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2025, Tab. 32
 - 10 Bundesamt für Energie: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 11 Bundesamt für Energie: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz mit Zentralen ≥ 300 kW, Ausgabe 2025
 - 12 David Stickerberger, Wieland Hintz: PV- und Batterie-Markt im Wandel: Standortbestimmung und Perspektiven, Nationale PV Tagung 2026
 - 13 Clemens Stiewe et al.: Cross-border cannibalization: Spillover effects of wind and solar energy on interconnected European electricity markets, Energy Economics 143 (2025) 108251
 - 14 Tätigkeitsbericht Elcom 2024
 - 15 Bundesamt für Energie: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 16 SCCER CREST: Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit, White Paper, Bettina Betz et al. (2016)
 - 17 Bundesnetzagentur 2023a: Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf, Abbildung 16
 - 18 Bundesnetzagentur: Netzengpassmanagement 2024, [Volumen und Kosten gesunken](#); Bruno Burger: Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2024 (Seite 43), Hrsg. Fraunhofer ISE, www.energy-charts.info
 - 19 Grafik vom Verfasser erstellt auf Basis der Energy Charts Angaben des Fraunhofer ISE [Link](#)
 - 20 Ember: [European Electricity Review 2025](#)
 - 21 Victoria Cuming: Quest for the Missing Money Problem, BNEF Talk 2019, <https://vimeo.com/368047546>;
 - 22 So geschehen am AEE Suisse Kongress 2026, wo Xpo Chef Christoph Brand die Unfallrisiken laufender Atomkraftwerke auf null herunterspielte,
 - 23 Swissolar: Batteriemonitor Schweiz 2026
 - 24 TRUTNEVYTE, Evelina et al.: Renewable Energy Outlook for Switzerland, Geneva 2024, p. 7 [Link](#)
 - 25 <https://sweet-cross.ch/results/> SWEET Swiss Energy research for the energy transition
 - 26 TRUTNEVYTE, Evelina et al. Renewable Energy Outlook for Switzerland, 2024 <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:172640>
 - 27 Quelle: Swiss Energy Charts, provisorische Daten
 - 28 Schweizerisch Gesamtenergiestatistik, Tabelle 32b, Sonnenenergie
 - 29 Swissolar: Detailanalyse des Solarpotenzials auf Dächern und Fassaden, Zürich, 20. August 2020
 - 30 David Stickerberger, Wieland Hintz: PV- und Batterie-Markt im Wandel: Standortbestimmung und Perspektiven, Nationale PV Tagung 2026
 - 31 BFE: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 32 EnergieSchweiz/Basler & Hofmann: «Studie Winterstrom Schweiz» - Was kann die heimische Photovoltaik beitragen? Schlussbericht, 14. August 2019
 - 33 Le Quotidien jurassien, 28.8.2025, «Le directeur d'AgriJura, François Monin, a pris la parole en fin de séance pour rappeler qu'AgriJura avait une position défavorable sur ce type de projets en zone agricole, «parce que cela crée un précédent, et parce que notre rôle est de protéger les terres agricoles, qui ont tendance à disparaître de plus en plus», même s'il a reconnu que le projet en question était «plutôt bien mené».
 - 34 Leo-Philipp Heiniger: Politik-Update: Aktuelle Rahmenbedingungen, Nationale PV Tagung 2026
 - 35 Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK): Erläuternder Bericht zur Revision vom November 2025 der Energieverordnung, Seite 3
 - 36 Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) [Link](#)
 - 37 Pronovo: Auktions-Cockpit Photovoltaik 2025 / Runde 1 [Link](#); Bundesamt für Energie (Hrsg.) Planair: Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2024 Abschlussbericht, 10 Juli 2025 [Link](#)
 - 38 Bundesamt für Energie: «Studie Winterstrom Schweiz»: Was kann die heimische Photovoltaik beitragen? Schlussbericht, 14. August 2019, erstellt von Christoph Bucher, Roman Schwarz (Basler & Hoffmann), Seite 26
 - 39 Bundesamt für Energie: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 40 Bundesamt für Energie: Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh [Link](#)
 - 41 Annelen Kahl: Wintersonne für die Versorgungssicherheit, Elektrosuisse Bulletin 10/2019; Häberlin H. (2012): Wie mit PV-Strom durch den Winter? – in: Elektrotechnik 1/2012, Seiten 44-49 [Link](#)
 - 42 Tätigkeitsbericht EICOM 2024, Seite 16
 - 43 Leo-Philipp Heiniger: Politik-Update: Aktuelle Rahmenbedingungen, Nationale PV Tagung 2026
 - 44 Pronovo-Cockpit, Anmeldungen für Einmalvergütungen [Link](#)
 - 45 Bundesamt für Energie: [WACC – kalkulatorischer Zinssatz](#)
 - 46 https://gemenergyanalytics.substack.com/p/what-has-been-the-impact-of-solar?utm_source=substack&utm_medium=email
 - 47 Pronovo: Cockpit Auktionen [Link](#)
 - 48 Leo-Philipp Heiniger: Politik-Update: Aktuelle Rahmenbedingungen, Nationale PV Tagung 2026
 - 49 <https://www.huasunsolar.com/news/up-to-100-bifaciality-huasun-s-kunlun-series-hit-modules-achieve-exceptional-power-in-vertical-pv-applications.html>
 - 50 Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 18.0 (June 2025) [Link](#)
 - 51 Rudolf Rechsteiner: die Energiewende im Wartesaal, Zürich 2021, Seite 81
 - 52 Marc Guéniat: Opaque, l'anti-éolien est couvert par l'OFEV, Le Temps 9.4.2025

-
- 53 Lionel Perret (Suisse Éole): Neue Ambitionen für 2035, Nationale Windenergietagung vom 27. August 2025
- 54 Hannes Weigt et al.: Der Weg zu einem erneuerbaren Schweizer Stromsystem: Aussichten, Herausforderungen und Empfehlungen, *CoSi Focus Report 1, Integration Erneuerbarer Energien*
- 55 Renewable Energy Outlook II for Switzerland, ETH Zürich (Hrsg.) 2025 <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000735887>
- 56 Potenzial für Erneuerungen und Erweiterungen bei der Grosswasserkraft; Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 23.3006 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (13. Juni 2025)
- Energiestrategie 2050, „Unterstützung Grosswasserkraft“ Vorschlag des BFE in Umsetzung eines Auftrags der UREK-S, Entwurf vom 17. August 2015 [Link](#)
- 57 Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz, Mitteilung Nr. 46, Eidg. Amt für Wasserwirtschaft, Bern 1972
- 58 Anton J. Schleiss, Hydropower in the Swiss Alps in the next century, conference paper (1999) [Link](#)
- 59 Axpo: Pumpspeicherwerk Limmern, Batterie in den Bergen, [Link](#)
- 60 Conenergy consult GmbH (et al.) Ökonomische Analyse der technologischen Optionen zur Besicherung der Stromversorgung in Zeiten der Dunkelflauten in Deutschland bis 2038, Hrsg. Klimaunion, 2025 [Link](#)
- 61 Watson: Dieses Kraftwerk mit der Leistung eines AKW Gösgen könnte sofort gebaut werden [Link](#)
- 62 Ausbauplan Stromnetze Deutschland (Quelle: 50 Hertz et al.: Langfristanalyse 2030 (V2022) [Link](#)
- 63 Cour des Comptes : [La Filière EPR : Une dynamique nouvelle, des risques persistants](#), Rapport de suites, Rapport public thématique Évaluation de politique publique, janvier 2025
- 64 Daten Energy-charts.info, [link](#)
- 65 <https://www.latribune.fr/climat/energie-environnement/nucleaire-edf-prolonge-l-arret-de-l-epr-de-flamanville-1028717.html>
- 66 Paul Graham, Jenny Hayward, James Foster: GenCost 2024-25, Final report, Hrsg. Csiro, Australia's National Science Agency, July 2025.
- 67 US Department of Energy: [End-of-Life Management for Solar Photovoltaics](#)
- 68 Kernkraftwerk Leibstadt AG, Jahresbericht 2024, Seite 11
- 69 Bundesnetzagentur: [Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land](#)
- 70 NZZ 24.08.2024
- 71 Medienmitteilung vom 24.11.2024 Bundesrat setzt erstes Paket des Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung in Kraft [Link](#) sowie Faktenblatt dazu [Link](#)
- 72 ECom Tätigkeitsbericht 2024 Seite 16
- 73 ECom: Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Dezember 2020, Studie Bern, Januar 2021
- 74 Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): [Stromabkommen](#) (abgerufen August 2025)
- 75 ECom Tätigkeitsbericht 2020, Seite 19
- 76 Jürg Meier: Die grossen Stromhändler verdienen sich mit der Stabilisierung des Schweizer Stromnetzes eine goldene Nase, NZZ am Sonntag 11.10.2025 [Link](#)
- 77 Ember: Global Electricity Review 2025. Seite 28
- 78 Bundesamt für Energie: Statistik Sonnenenergie, Referenzjahr 2024, Seite 11
- 79 Konkret beobachtet wurde dies im Versorgungsgebiet der Primeo in Oberwil (BL). Aber es ist nur ein Beispiel von vielen.
- 80 Ratschlag zur Förderung des Ausbaus der Photovoltaik-Infrastruktur an Gebäuden im Kanton Basel-Stadt («Solaroffensive») Nr. 25.0921.01, Regierungsratsbeschluss vom 24. Juni 2025, [Link](#)
- 81 Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2024, Tabelle 41