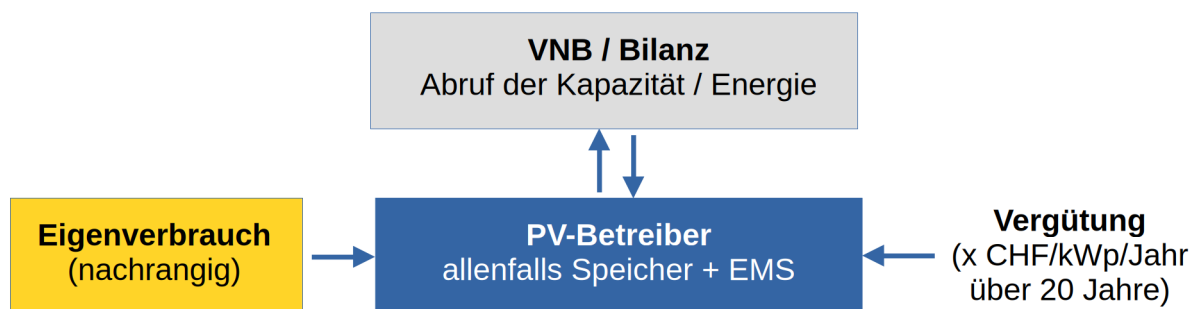


VESE Kurzstudie

PV-Zubau 2.0: Innovative Lösungen für nachhaltige PV-Investitionssicherheit



VESE-Kapazitätsmodell - Kapazität und Energie netz- und energiedienlich sowie investitionssicher

Inhalt

Executive Summary:	2
1. Einleitung: Warum jetzt die Zeit für notwendige Reformen ist	2
2. Das VESE-Lösungspaket: Zwei Säulen für eine erfolgreiche Energiezukunft	4
2.1. Säule 1: Investitionssicherheit durch intelligente Modelle	4
a) Modell 1: Kapazitätsmodell mit Tolling-Vertrag: die Win-Win-Lösung für Verteilnetzbetreiber und Investoren	4
b) Modell 2: Gleitende Marktprämie (GMP): Marktwirtschaft mit Sicherheitsnetz	4
2.2. Säule 2: Marktorientierte Modelle für Risikofreudige	5
a) Modell 3: Winter-KEV: Saisonale Intelligenz	5
b) Modell 4: Smart-Grid-Bonus-System	5
3. Umsetzung: Der pragmatische Weg	5
4. Fazit: Neue Modelle sichern Stromversorgung	6
Anhang 1: Beschreibung Kapazitätsmodell	7

Executive Summary:

Innovative Lösungen zur Sicherung des PV-Zubaus

Mit dem Stromgesetz haben Parlament und Volk beschlossen, den Umbau der Stromversorgung zu beschleunigen. Konkret sollen bis 2030 18.7 TWh Photovoltaik (PV) -Strom produziert werden.

Dies bedeutet einen PV-Zubau von ca. 2.5 - 3 GWp pro Jahr (Zubau 2025 ca. 1.5 GWp). Dies bedeutet jährliche Investitionen von ca. 3-4 Milliarden Franken, die, so hat es auch die Parole zum Stromgesetz festgehalten, zu ca. 80% hauptsächlich von privaten Investoren kommen sollen.

Damit die Steigerung und Finanzierung des PV-Zubaus in dieser Grössenordnung gelingen kann, braucht es vor allem eines: Investitionssicherheit. Auf einem DIN A4-Blatt muss einem Laien erklärt werden können, wie und bis wann sich seine PV-Anlage amortisiert.

Die Photovoltaik ist in den letzten 15 Jahren vom Nischenplayer zur ernsthaften Energieinfrastruktur geworden. Als solche muss sie behandelt werden: d.h. nicht kurzfristige Gewinne oder Kostenvorteile sind entscheidend, sondern langfristige Verfügbarkeit, Sicherheit und energetische Unabhängigkeit. Auch wird Schweizer PV-Strom nie zu den Kosten produziert werden können, wie dies ein spanischer Freiflächen-PV-Park kann. Entsprechend müssen die Finanzierungsinstrumente auch anders sein. In der vorliegenden Kurzstudie schlagen wir Mechanismen vor, welche diese Investitionssicherheit erreichen können.

PV als Infrastruktur ist die eine Seite. Auf der anderen Seite steht der "Markt" und damit verbunden die Problematiken der potentiellen Überproduktion an sonnenreichen Stunden, dem vermehrten Bedarf an kurzfristiger Ausgleichsenergie sowie die zunehmenden Totzeiten im System aufgrund von z.B. privat gesteuerten Batterien und Eigenverbrauchsoptimierungen, die eine Prognose des Strombedarfs schwieriger machen.

Nach unseren Vorstellungen sollte die Zukunft unseres Energiesystems ein Zweisäulenmodell sein. Jeder PV-Investor kann sich einmalig für eine der Säulen entscheiden: marktbasierende Modelle (Modelle 3 und 4) mit allen Risiken und Chancen oder Modelle, die eine planbare Amortisation (Modelle 1 und 2) bieten.

Einen Schwerpunkt werden wir auf das "**Kapazitätsmodell**" setzen, welches Elemente von Tolling-Verträgen mit dem netz- und energiedienlichen Betrieb von PV-Anlagen kombiniert. Details zu diesem Modell finden sich im [Anhang 1](#). Die anderen Modellen sind nur kurz skizziert und sind als Denkanstösse für weitere Diskussionen gedacht.

1. Einleitung: Warum jetzt die Zeit für notwendige Reformen ist

Die Schweiz steht vor einer historischen Chance: Mit einer Adaption unseres Systems zur Sicherstellung der Investitionssicherheit schlagen wir ein Modell vor, welches die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Bürgernähe perfekt vereint. Mit diesem Modell können wir zum internationalen Vorbild für intelligente Energiepolitik werden.

Die Kernbotschaft: der aktuelle Weg führt nicht zum Ziel. Wir brauchen smarte Mechanismen, die sowohl Investoren wie Stromkonsumenten schützen und gleichzeitig die Energiewende beschleunigen können.

Die Schweizer Erfolgsgeschichte

- ✓ **PV ist erwachsen geworden:** von der Nischentechnologie zum ernsthaften Stromlieferanten
- ✓ **35 GW-Ziel bis 2035:** Eine Vision wird zur greifbaren Realität
- ✓ **Technologiesprung:** PV-Module sind 80% günstiger geworden - die Infrastruktur wird zum Kostenfaktor

Die neue Realität erfordert neue Lösungen

- **12 GW Netzlast versus 35 GW PV im 2035:** Intelligente Steuerung statt teurer Netzausbau
- **400+ Stunden Negativpreise:** Europa zeigt uns bereits heute, wohin die Reise geht
- **Merit-Order-System ungeeignet für Erneuerbare:** Dezentrale Produktion braucht dezentrale Lösungen
- **80% Privatinvestoren:** KMU und Bürger, welche in PV investieren, brauchen einfache, verständliche Modelle

Der volkswirtschaftliche Imperativ

Wie die dauernden Änderungen des Energiegesetzes und der dazugehörigen Verordnungen zeigen, ist ein Zwischenhalt mit Reform der Vergütungsmodelle überfällig.

Mit Reform: Volkswirtschaftliche Gewinne

- ✓ **Netzausbau-Einsparung:** Milliarden durch intelligente Steuerung statt Kupfer
- ✓ **Ausgleichsenergie-Reduktion:** Planbare und steuerbare Produktion
- ✓ **Arbeitsplätze:** Vom Installateur bis zum Software-Entwickler

Energiepolitische Souveränität

- ✓ **Unabhängigkeit:** Weniger Importabhängigkeit durch eigenen, starken Winterausbau
- ✓ **Versorgungssicherheit:** Dezentrale Produktion stärkt Resilienz
- ✓ **Winterstrom:** Intelligente Anreize für ganzjährige Produktion

Gesellschaftlicher Mehrwert

- ✓ **Bürgerbeteiligung:** private Investoren werden zu Partnern der Energiewende
- ✓ **Regionale Wertschöpfung:** Lokale Installateure, regionale Wertschöpfung
- ✓ **Generationengerechtigkeit:** Nachhaltige Finanzierung ohne Schuldenaufbau

Zusammengefasst:

Ohne Reform: Milliardenkosten für Netzausbau, Ausgleichsenergie und verpasste Chancen

Mit Reform: Schweiz wird Vorreiter von Energie-Know-how und spart Milliarden gegenüber einem "weiter-wie-bisher"

2. Das VESE-Lösungspaket: Zwei Säulen für eine erfolgreiche Energiezukunft

Grundprinzip: Wahlfreiheit und Planungssicherheit

Jeder PV-Investor entscheidet sich bei der Anmeldung **einmalig und frei**: Welcher Anteil seiner Anlage soll investitionssicher gefördert werden, welcher Teil dem freien Markt ausgesetzt werden? Diese Entscheidung gilt für 20 Jahre - **Planungssicherheit für alle Beteiligten**.

2.1. Säule 1: Investitionssicherheit durch intelligente Modelle

Ziel: Finanzierung von Infrastruktur durch gesicherte Amortisationen ohne überbordende Gewinne (ähnlich der Finanzierung der Stromnetze, der maximale Gewinn ist über den WACC gedeckelt)

a) **Modell 1: Kapazitätsmodell mit Tolling-Vertrag: die Win-Win-Lösung für Verteilnetzbetreiber und Investoren**

Funktionsweise:

- Der PV-Produzent bekommt einen fixen Kapazitätspreis in Franken pro kWp bereitgehaltener Leistung und Jahr, kein zusätzliches Entgelt für eingespeiste Energie. Energie, welche der VNB nicht bezieht, kann als Eigenverbrauch genutzt werden
- Der VNB darf die aktuelle Einspeisung am Übergabepunkt zwischen 0-100% der momentanen Anlagenleistung steuern
- Kein Eigenverbrauch möglich, wenn VNB 100% abrufen
- **Ergebnis**: netz- und energiedienliche Einbindung der PV-Anlagen für den VNB, Investitionssicherheit für Investor

Der Clou: Etablierte Tolling-Verträge aus dem BESS-Bereich - **bewährt, rechtssicher, sofort umsetzbar**.

Hinweis: Details zum Kapazitätsmodell finden sich in [Anhang 1](#)

b) **Modell 2: Gleitende Marktprämie (GMP): Marktwirtschaft mit Sicherheitsnetz**

- ✓ Grundprinzip der GMP wie bisher: Individuell auktionierter Preis pro kWh pro Anlage, ausgestaltet als Contract for difference (CfD)
- ✓ **Neu**: HKN im Preis eingeschlossen – weniger Bürokratie und mehr Investitionssicherheit
- ✓ **Neu**: VNB-Steuerbarkeit am Übergabepunkt bei Netzengpässen
- ✓ **Neu**: Dauer der Vereinbarung bezogen auf die produzierten kWh: nicht die Zeit ist fix, sondern die **Ziel-Rendite**, allenfalls gestaltet mit "Mengenausgleich" nach einer Maximalzeit.
- ✓ **Neu**: wenn VNB nicht 100% der möglichen Leistung einfordert, kann der Rest für Eigenverbrauch genutzt werden

✓ **Ergebnis:** Planungssicherheit für Investoren, Kostensicherheit für die Gesellschaft

Hinweis: Wir stellen dieses Modell hier nur als Kurzfassung zur Diskussion. Gerne können wir dieses bei Bedarf detaillierter ausarbeiten.

2.2. Säule 2: Marktorientierte Modelle für Risikofreudige

a) Modell 3: Winter-KEV: Saisonale Intelligenz

✓ **Winter:** fixer, dreifacher Preis der durchschnittlichen Gestehungskosten

✓ **Sommer:** Marktpreis - mit allen Chancen und Risiken

✓ **Anreiz:** Ost-West-Anlagen, steile Aufständungen, Fassaden sowie einspeisebegrenzte Anlagen werden belohnt

✓ teilweise Investitionssicherheit durch Winterfixpreis, Marktelemente durch Sommer-Marktpreise

Hinweis: Wir stellen dieses Modell hier nur als Kurzfassung zur Diskussion. Gerne können wir dieses bei Bedarf detaillierter ausarbeiten.

b) Modell 4: Smart-Grid-Bonus-System

Die Idee: Der VNB gibt Echtzeit-Preissignale.

✓ **Netzengpass:** Malus für Einspeisung

✓ **Netzbedarf:** Bonus für Einspeisung

✓ **Selbstregulierung:** Markt reagiert automatisch auf Netzbedürfnisse

✓ **aufkommensneutrale Gestaltung:** Malus wird als Bonus rückverteilt

✓ reines Marktmodell

Hinweis: Wir stellen dieses Modell hier nur als Kurzfassung zur Diskussion. Gerne können wir dieses bei Bedarf detaillierter ausarbeiten.

3. Umsetzung: Der pragmatische Weg

Für die Umsetzung der Modelle schlagen wir einen pragmatischen, in drei Phasen gegliederten Weg, vor.

Phase 1: Erste Umsetzungen (12 Monate)

- 10 Anlagen pro Modell als Proof-of-Concept
- Fokus auf Modell 1, das Kapazitätsmodell, mit Proof-of-Concept in unterschiedlichen VNB-Gebieten mit verschiedenen Anlagengrößen/Anlagentypen
- Datensammlung und Optimierung

Phase 2: Regionale Ausweitung (12 Monate)

- Ausweitung auf interessierte VNB-Gebiete
- Integration in bestehende Pronovo-Prozesse

- Schulung von Installateuren und Beratern

Phase 3: Nationale Implementierung (24 Monate)

- Vollständige Integration, allenfalls mit notwendigen Anpassungen in Gesetzen und Verordnungen

4. Fazit: Neue Modelle sichern Stromversorgung

Wir stehen an einem historischen Wendepunkt. Passen wir das System nicht an die neuen Gegebenheiten an, wird die Energiewende, die eigentlich auch ein Paradigmenwechsel von wenigen Grosskraftwerken zu vielen, dezentralen und resilienten Kleinkraftwerken ist, gebremst und droht zu scheitern.

Das VESE-Modellpaket bietet:

- ✓ Investitionssicherheit ohne Steuerzahler-Risiko
- ✓ Netzstabilität ohne Milliardeninvestitionen
- ✓ Bürgerbeteiligung ohne komplizierte Bürokratie
- ✓ Marktmechanismen ohne Planwirtschaft
- ✓ Schweizer Ansatz: Pragmatismus und Umsetzbarkeit an erster Stelle

Der Aufruf an Politik und Verwaltung: Lassen Sie uns gemeinsam das Energiesystem schaffen, das die Schweiz erfolgreich ins nächste Jahrhundert bringen wird. Die Zeit für mutige, intelligente Reformen ist jetzt.

Anhang 1: Beschreibung Kapazitätsmodell

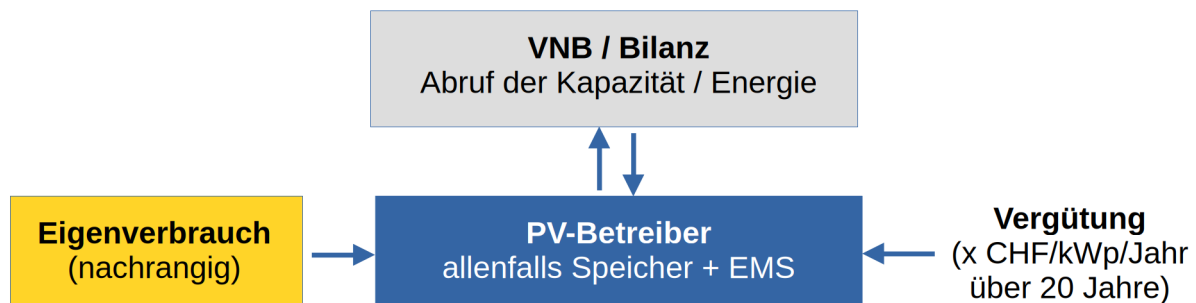
Beschreibung PV-Kapazitätsmodells mit Einspeiseoptimierung, ausgestaltet als Tolling-Vertrag

Zielgruppe

- Das Kapazitätsmodell ist grundsätzlich für alle PV-Anlagen geeignet – unabhängig von Grösse, Ausrichtung oder Betreiberstruktur.
- Für PV-Anlagen bis ca. 50–100 kWp bietet sich die Ansteuerung mittels im Day-ahead veröffentlichten CSV-Dateien an. Dies stellt eine einfache, robuste IT-Schnittstelle sicher und ermöglicht PV-Betreibern eine hohe Transparenz sowie eine verlässliche Planung ihres Eigenverbrauchs.
- Grössere Anlagen können in Echtzeit über die Leitsysteme der Verteilnetzbetreiber (VNB) angesteuert werden.
- Das Modell ist besonders vorteilhaft für Anlagen ohne oder mit geringem Eigenverbrauch.
- Das Kapazitätsmodell unterstützt den Paradigmenwechsel von „jede kWh zählt“ zu „jedes Panel zählt“ und sieht Photovoltaik als Teil der schweizerischen Energieinfrastruktur.

Problematik

- Eigenverbrauch (gilt auch für ZEV etc.) verschärft das PV-Produktionsprofil aus Sicht des Verteilnetzbetreibers (VNB) (da morgens um 9 komplett Eigenverbrauch gemacht wird, um 10-11 wird die Batterie geladen und um 12 erfolgt die Einspeisung ...)
- dies führt dazu, dass jede Eigenverbrauchsanlage potentiell den Strompreis für alle verteuert (da "wertvoller" Strom am Vormittag selbst verbraucht wird und "wertloser" Strom zur Mittagszeit eingespeisen wird). Des weiteren werden die eingesparten Netzkosten vom VNB auf die anderen Endkunden umgelegt.
- stimmt die PV-Prognose nicht mit der realen Produktion überein, so werden teilweise hohe Beträge für Ausgleichsenergie fällig
- auch bei TOP-40 werden immer mind. 60% eingespeist, weil der PV-Betreiber auch hier die Anlage über die kWh amortisieren muss



Idee:

- der VNB vereinbart mit dem PV-Betreiber einen fixen Kapazitätspreis in CHF pro kWp vorgehaltener Leistung pro Jahr

- dafür darf der VNB die Anlage beliebig steuern: zwischen 0-100% der gerade möglichen Leistung, gemessen, wie beim TOP-40, am Netzanschlusspunkt
- diese Steuerung hat Vorrang vor Eigenverbrauch, d.h. wenn VNB "100%" anfordert, ist kein Eigenverbrauch möglich
- eine weitere Vergütung erfolgt nicht, d.h. der Strom (inkl. HKN) wird "gratis" eingespeist, da schon über den fixen Kapazitätspreis "bezahlt"

Beispiel:

- morgens um 9 wird im Netz des VNB Strom gebraucht, der VNB gibt "100%" vor, der PV-Betreiber muss alles einspeisen
- um 11 Uhr produzieren die PV-Anlagen alle schon gut, es reicht, wenn alle die Hälfte einspeisen, um den aktuellen Bedarf der Bilanzgruppe, an die der VNB angeschlossen ist, zu decken¹ - der VNB gibt also "50%" vor, für den Rest kann der PV-Betreiber Eigenverbrauch machen oder aber die PV-Anlage abregeln
- um 12 Uhr sind die Strompreise negativ, der VNB gibt "0%" vor, der PV-Betreiber kann alles selbst verbrauchen (z.B. dann Auto oder Batterie laden) oder muss die Anlage abregeln

Vorteile:

- ✓ der PV-Betreiber erhält einen fixen Preis pro kWp betriebsbereiter Leistung, d.h. er hat Investitionssicherheit mit einem definierten Gewinn
- ✓ planbarer Eigenverbrauch für PV-Betreiber (wenn Anlage via CSV-Datei day-ahead gesteuert wird)
- ✓ der VNB muss dem Vorlieger im Falle von potentieller Energieüberproduktion in seinem Netzgebiet keine negativen Preise mehr bezahlen, was allen zugute kommt
- ✓ die Umsetzung wäre analog TOP-40 mit SmartMeter am Anschlusspunkt, die Regelung der PV-Anlagen könnte z.B. dadurch erfolgen, dass diese einmal täglich ein CSV beim VNB mit 15-min-Werten herunterladen, das könnte individuell für jede Anlage gerechnet werden oder z.B. nach gruppierten Anlagegrößen zur Verfügung gestellt werden, oder z.B. auch je nach Trafokreis unterschiedlich - grosse Anlagen könnten direkt über eine Datenschnittstelle gesteuert werden, wären also in die Leitsysteme des VNB eingebunden
- ✓ gut kombinierbar mit TOP-40, dann wäre die Regelung zwischen 60%..0%, und die 60% wären im TAG vereinbart
- ✓ Möglichkeit des Verkaufs negativer Ausgleichsenergie: indem die PV-Anlagen dazu benutzt werden, negative Regelenergie zu produzieren, resp. auf 0-Einspeisung geregelt werden, wenn es negative Regelenergie braucht
- ✓ die Methodik ist etabliert, es ist eine Variante der Tolling-Verträge²: diese ermöglichen es, die technische Expertise des Anlagenbetreibers mit der Markt- und Handlungsexpertise des Tolling-Partners zu kombinieren.

1 VESE möchte hier explizit festhalten, dass wir schon mehrfach eine zentrale Abnahmestelle für erneuerbaren Strom gefordert haben. Denn eine Reduktion auf Bilanzgruppen wird der Realität nicht gerecht: so kann es sein, dass eine andere Bilanzgruppe gerade den PV-Strom benötigt.

2 siehe auch: <https://www.pv-magazine.de/2025/03/06/tolling-vertrag-sichert-die-finanzierung-fuer-grossspeicher-in-deutschland/>

Finanzierung:

- die fixe Kapazitätsvergütung würde abgestuft nach Ausrichtung, Neigungswinkel und Anlagengrösse einmalig vereinbart und jährlich ausgerichtet werden. Da PV-Anlagen inflations-sicher sind, müsste dieser Betrag auch nicht an einen Teuerungsindex angepasst werden, wird also unter Einbezug der Inflation für real gerechnet jedes Jahr "preiswerter"
- Finanzierung teilweise aus dem Netzbereich möglich: So ist z.B. bei einer fixen Einspeisebe-grenzung zwischen 0-60% (entspricht dem TOP-40-Modell) ein permanentes, netzdienliches Verhalten gegeben, d.h. ein Teil der Vergütung könnte, analog dem TOP-40, aus dem Netz finanziert werden
- die restliche Vergütung könnte über die Energiebeschaffung, aber auch z.B. eingesparte Ausgleichsenergie oder allenfalls Verkauf von gepoolter SDL verrechnet werden. Aber auch hier gilt: der Blick muss vom "reinen Markt" weggehen. Denn in der Schweiz gebaute und betriebene Infrastruktur wird nie mit spanischen PV-Freiflächenanlagen konkurrenzieren können.
-

Trennung Netz- und Energiebereich:

Das Kapazitätsmodell adressiert beide Bereiche der Energieversorgung: die Sparte "Netz" und die Sparte "Energie". Dies könnte regulatorische Herausforderungen bringen.

Lösungsmöglichkeiten:

- gesetzliche Anpassungen
- zwei virtuelle Steuersignale zum PV-Betreiber: ein netzdienliches Signal und ein energie-dienliches Signal. Der PV-Betreiber wird vertraglich verpflichtet, diese zwei Signale in bestimmter Weise zu verknüpfen, beispielsweise dem "Netzsignal" Vorrang zu geben.