



Eidgenössische Technische Hochschule Zürich  
Swiss Federal Institute of Technology Zurich

**Energy Science Center  
ETH Zurich**

SOI C5  
Sonneggstrasse 28  
8092 Zürich, Schweiz

[mschwarz@ethz.ch](mailto:mschwarz@ethz.ch)  
[www.esc.ethz.ch](http://www.esc.ethz.ch)  
[www.nexus-e.org](http://www.nexus-e.org)

ETH Zürich, Energy Science Center

# Alternativen zur aktuellen Förderung für PV Anlagen auf Dachflächen in der Schweiz

Teil 1: Kundenorientierte Einspeisetarife

**Datum** Mai, 2022

**Autoren** Dr. Marius Schwarz, Pranjal Jain

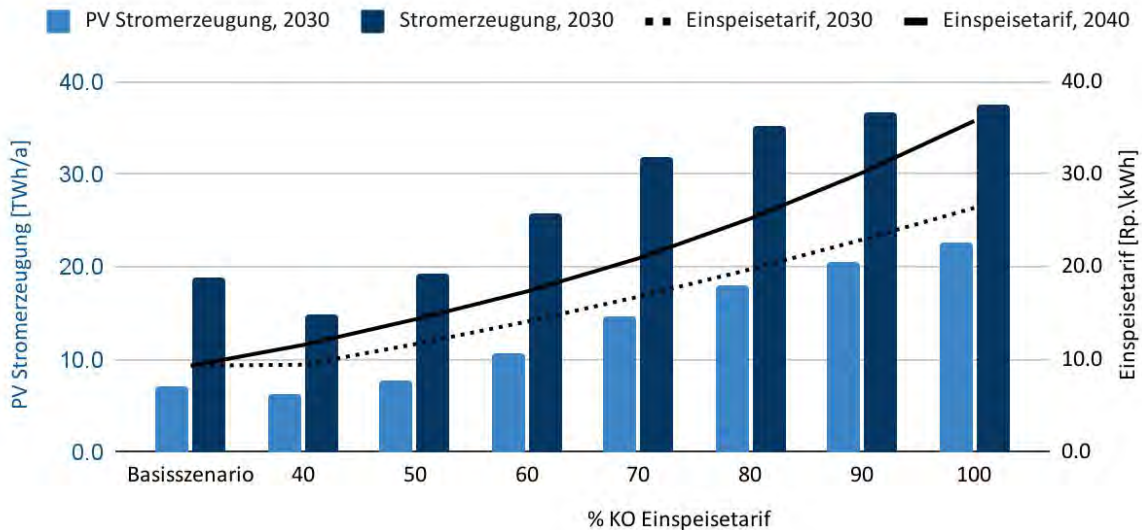


## Zusammenfassung

Mitte 2021 hat der Bundesrat eine [Revision des Energiegesetzes \(EnG\) und des Stromversorgungsgesetzes \(StromVG\)](#) vorgeschlagen. In dieser Revision, welche ab diesem Jahr im Parlament behandelt wird, schlägt der Bundesrat erstmals verbindliche Zielwerte für die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (exklusive Wasserkraft) vor: 17 TWh/a bis 2035 und 39 TWh/a bis 2050. Die Hauptaufgabe für das Erreichen der Zielwerte wird hierbei dem Solarstrom zugewiesen, der bisher jedoch nur einen kleinen Teil des Schweizer Strommixes abdeckt. Ende [2021 betrug der Anteil lediglich 5 %](#). Im Rahmen der Revision des Energiegesetzes wird dementsprechend auch die Förderung von PV-Anlagen diskutiert. Aktuell sind die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, eingespeisten Solarstrom abzunehmen und diesen mit einem Einspeisetarif zu vergüten. Der Einspeisetarif berücksichtigt sowohl die Gestehungskosten eigener Produktionsanlagen als auch die Beschaffungskosten auf dem Markt. Laut Revision soll sich zukünftig der Einspeisetarif nur noch am Markt orientieren. Eine weitere Alternative zur aktuellen Förderung ist ein Einspeisetarif, welcher sich an den Stromtarifen für Endkunden orientiert. [So fordert bspw. der Kanton Waadt, dass Verteilnetzbetreiber den eingespeisten Solarstrom mit mindestens 85 Prozent des Stromtarifs vergüten](#). Würde in diesem Beispiel ein Endkunde 20 Rp. für eine bezogene kWh bezahlen, so würde dieser Person der eingespeiste PV-Strom mit 17 Rp./kWh ( $20 \text{ Rp./kWh} \cdot 0.85$ ) vergütet werden.

In diesem Bericht untersuchen wir solch einen "*KundenOrientierten (KO) Einspeisetarif*". Wir variieren den Prozentsatz zwischen 40% und 100% des Stromtarifs in Schritten von 10% und führen diesen anstatt der aktuellen Förderung – bestehend aus dem aktuellen Einspeisetarif und einer Einmalvergütung – in 2025 ein. Die Untersuchung umfasst den Einfluss sowohl auf die installierte Kapazität und Stromerzeugung von Solarstromanlagen als auch auf die Entwicklung des Schweizer Stromsystems. Anschliessend vergleichen wir die Ergebnisse mit denen unter der aktuellen Förderung (Basisszenario). Für diese Analyse verwenden wir die [Nexus-e Modellierungsplattform](#) der ETH Zürich und betrachten die beiden Szenario-Jahre 2030 und 2040.

In unseren Szenarien werden die Zielwerte ab einer Vergütung von 60% des Stromtarifs erreicht. In den Szenarien mit einer geringeren Vergütung sowie der aktuellen Förderung werden die Zielwerte verfehlt. Eine noch höhere Vergütung führt zu noch mehr PV-Investitionen, weist jedoch einen abnehmenden Grenznutzen aufgrund einer Sättigung des Marktes auf. Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse für die PV Stromerzeugung unter der aktuellen Förderung sowie den KO Einspeisetarif mit verschiedenen Prozentsätzen vom Stromtarif. Zusätzlich wird der zugehörige Einspeisetarif angegeben.



**Abbildung 1:** Überblick über jährliche PV Stromerzeugung (Balken) und Einspeisetarife (Linien) in 2030 und 2040 für das Basisszenario und KO-Einspeisetarif Szenarien

Ein Nachteil von Einspeisetarifen ist, dass sie zu Kosten für Verteilnetzbetreiber führen können, welche auf Endkunden über den Stromtarif umgewälzt werden. So könnte – ohne Gegenmassnahme – bei einem Einspeisetarif von 70% des Stromtarifs die Kosten für Endkunden um knapp 2 Rp./kWh ansteigen. Eine mögliche Gegenmassnahme ist es, dass Verteilnetzbetreiber regional produzierten Solarstrom mit einem Aufpreis gegenüber Graustrom<sup>1</sup> verkaufen. Aktuell verkaufen mehrere Verteilnetzbetreiber regionalen Solarstrom mit einem Aufpreis von bis zu 10 Rp./kWh. Diese Mehreinnahmen könnten den Mehrkosten durch einen Einspeisetarif entgegengerechnet werden.

Eine weitere Folge einer Erhöhung des Einspeisetarifes ist, dass die Grösse von installierten PV-Anlagen zunimmt. Das liegt daran, dass mit einem hohen Einspeisetarif mehr Dachfläche mit PV-Modulen mehr Einkommen erzeugt, unabhängig vom eigenen Strombedarf und Eigenverbrauch des Solarstroms. Dadurch wird weniger versucht, eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote zu erzielen, sondern stattdessen wird die gesamte Dachfläche ausgenutzt. Durch einen geringeren Anreiz zum Eigenverbrauch werden auch Lösungen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote wie Solarstromspeicher oder Lastverschiebung unprofitabler. In unseren Szenarien sehen wir, dass Pumpspeicherkraftwerke die Stromspitzen in den Mittagsstunden teilweise abfangen können und die gespeicherte Energie in den Abendstunden bereitstellen. Auch Importe und Exporte stellen auf Landesebene weitere benötigte Flexibilität zur Verfügung. Die Auswirkungen von eingespeistem Solarstrom auf das Verteilnetz haben wir nicht analysiert.

<sup>1</sup> Graustrom bezeichnet Strom unbekannter Herkunft und kann sowohl Energie aus fossilen Energieträgern oder Atomkraftwerken als auch Strom aus erneuerbaren Energien enthalten

## Kapitel 1: Einleitung

2017 stimmte die Schweizer Bevölkerung über die Energiestrategie 2050 ab. Sie sprach sich für den Ausstieg aus der Kernenergie, den Ausbau der dezentralen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und die Verbesserung der Energieeffizienz aus. Im Jahr 2019 hat der Bundesrat der Schweiz ein noch ehrgeizigeres Ziel gesetzt: Sie will bis 2050 netto CO<sub>2</sub>-neutral sein. Grundlage für eine CO<sub>2</sub>-neutrale Schweiz ist die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien. Mit der vom Bundesrat Mitte 2021 [vorgeschlagenen Revision des Energiegesetzes \(EnG\) und des Stromversorgungsgesetzes \(StromVG\)](#) wird der Horizont für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (EE) abgesteckt. In dieser Revision, welche zurzeit im Parlament behandelt wird, werden erstmals verbindliche Zielwerte für EE bis 2035 anstatt der bestehenden Richtwerte vorgeschlagen. Der Zielwert bis 2035 soll von 11,4 TWh/a auf 17 TWh/a Stromerzeugung erhöht werden. Für 2050 liegt der vorgeschlagene Zielwert bei 39 TWh/a anstatt dem aktuellen Richtwert von 24,2 TWh/a. Für eine Einhaltung des 1.5°C Zieles und des CO<sub>2</sub>-Budgets der Schweiz<sup>2</sup> [könnten jedoch noch höhere Zielwerte notwendig sein](#).

Die meisten Szenarien für die Zukunft des Schweizer Stromsystems - so auch die vom Bundesamt für Energie veröffentlichten [Energieperspektiven 2050+](#) - weisen dem Solarstrom die Hauptaufgabe zu, diese Zielwerte zu erreichen. So ist im Basisszenario der Energieperspektiven 2050+ der Solarstrom in 2035 für knapp 17 TWh/a und in 2050 für über 34 TWh/a verantwortlich. Bisher deckt der Solarstrom jedoch nur einen kleinen Teil des Schweizer Strommixes ab. Im [Jahr 2021 betrug der Anteil 4.8 %](#) und lag damit unter den meisten Nachbarländern [wie zum Beispiel Deutschland mit 9.9 %](#). [Ein Grund hierfür sind die historischen und aktuellen Rahmenbedingungen](#), wie zum Beispiel niedrige Einspeisetarife von Solarstrom ins Netz, Kontingente der Subventionen und lange Bewilligungszeiten.

Dieser Bericht ist Teil 1 einer Reihe von Berichten, welche die aktuelle Förderung für PV-Anlagen im Niederspannungs-Verteilnetz analysieren und Alternativen dazu vorstellen. Dieser Bericht stellt den kundenorientierten Einspeisetarif vor, welcher eingespeisten Solarstrom mit einem bestimmten Prozentsatz des Stromtarifs für Endkunden vergütet. Wir analysieren sowohl den Einfluss auf die installierte Kapazität und Stromerzeugung von Solarstromanlagen als auch auf die Entwicklung des Schweizer Stromsystems. Für diese Analyse verwenden wir die [Nexus-e Modellierungsplattform](#) der ETH Zürich.

---

<sup>2</sup> Siehe Analyse auf <https://climateactiontracker.org/countries/switzerland/>

## Kapitel 2: Hintergrund

PV-Anlagen erzeugen den meisten Strom in der Mitte des Tages. Zu dieser Zeit ist jedoch der Stromverbrauch von vielen Gebäuden, vor allem von Wohngebäuden, niedrig.<sup>3</sup> Die Solarmodule erzeugen dann mehr Strom, als der Haushalt zu dieser Zeit benötigt. Der Solarstromüberschuss wird ins Netz eingespeist, wofür der Haushalt eine Vergütung in Höhe des Einspeisetarifes erhält.

Art. 15 des Energiegesetz (EnG) bietet die rechtliche Grundlage für den Einspeisetarif in der Schweiz. So heisst es in [Art. 15 Abs. 1 EnG](#): *“Netzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten: a. die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien [...]”*

Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt jedoch nur für Anlagen bis zu einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion von höchstens 5000 MWh. Art. 15 Abs. 3 EnG gibt vor, was eine angemessene Vergütung für eingespeisten Solarstrom ist: *“Können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einigen, so gilt für diese Folgendes: a. Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität. [...]”*

[Art. 12 Abs. 1 EnV](#) präzisiert und erweitert diese Gesetzesbestimmung seit dem 1. Januar 2018 wie folgt: *“Können sich Produzentin oder Produzent und Netzbetreiber nicht einigen, so richtet sich die Vergütung nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen; die Kosten für allfällige Herkunftsnachweise werden nicht berücksichtigt. Die Gleichwertigkeit bezieht sich auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität, insbesondere auf die Energiemenge und das Leistungsprofil sowie auf die Steuer- und Prognostizierbarkeit.”*

Damit richtet sich die Vergütung nicht nur nach den Kosten für den Bezug von Elektrizität auf dem Strommarkt, sondern auch nach den Gestehungskosten der eigenen Stromerzeugungsanlagen. Zusätzlich zu dieser Stromvergütung kann eine Abnahme und Vergütung der Herkunftsnachweise erfolgen (HKN, siehe Box 1), welche jedoch grundsätzlich freiwillig ist und zu Marktpreisen erfolgt. Einige Netzbetreiber nehmen die Herkunftsnachweise nicht oder nur unter bestimmten Bedingungen ab. Die Verteilnetzbetreiber legen den Art. 12 der EnV verschieden aus, was zu sehr unterschiedlichen Einspeisetarifen führt. [So liegen die Vergütungen für 2022 zwischen 4 Rp./kWh und 20 Rp./kWh bei einem Durchschnitt von 9.4 Rp./kWh](#). Darin enthalten sind überwiegend auch Entschädigungen für die Abnahme der Herkunftsnachweise.

Wie kommt es zu diesen deutlichen Unterschieden trotz einheitlicher Gesetzgebung? Neben den Gestehungskosten eigener Stromerzeugungsanlagen trägt die Beschaffungsstrategie des Verteilnetzbetreibers massgeblich zur Höhe der Vergütung bei. Viele Netzbetreiber

---

<sup>3</sup> PV-Anlagen die nach Süden ausgerichtet sind erzeugen am meisten Strom in den Mittagsstunden. Wenn Anlagen nach Osten oder Westen ausgerichtet sind, kann die höchste Stromerzeugung auch in den Morgen- oder Abendstunden liegen. Die gesamte Stromnachfrage in der Schweiz ist in der Tagesmitte am höchsten. Das liegt vor allem an der Stromnachfrage der Industrie und kommerziell genutzte Gebäude.

sichern ihre Strombeschaffung zur Deckung der Nachfrage in der Basisversorgung typischerweise schon mehrere Jahre im Voraus ab. Dadurch wirken sich aktuelle Strommarktpreise erst in den kommenden Jahren auf die Beschaffungskosten aus. Da sich auch die Vergütung des eingespeisten Stroms aufgrund der rechtlichen Vorgabe an den Beschaffungskosten orientieren soll, passt sich auch diese nur schrittweise an. So sind zum Beispiel die Einspeisetarife der [EKZ](#) und [Infra Zürich](#) seit mehreren Jahren konstant bei 8.5 Rp./kWh. Die BKW hingegen bestimmt den Einspeisetarif ausschliesslich anhand aktueller Strommarktpreise von Graustrom plus eine Vergütung der HKN. In 2021 führte dieser Ansatz zu Einspeisetarifen von 10.43 Rp./kWh (Q1), 11.03 Rp./kWh (Q2), 14.76 Rp./kWh (Q3), und 27.36 Rp./kWh (Q4).

Im Vergleich wird deutlich, dass der Einbezug der Gestehungskosten der Eigenproduktion sowie eine vorausschauende Beschaffungsstrategie zu einer langsameren Anpassung der Einspeisetarife an die aktuelle Marktsituation führt. So steigt der angebotene Einspeisetarif von vielen Verteilnetzbetreibern trotz stark steigender Marktpreise nicht oder nur langsam. Umgekehrt sollen – und vor diesem Hintergrund wurden diese Regelungen geschaffen – bei sinkenden Marktpreisen die Einspeisetarife vor starken Absenkungen geschützt sein. Die aktuelle Gesetzgebung ist daher nicht kurzfristig und marktorientiert ausgelegt, sondern längerfristig und kostenorientiert. Für PV-Anlagen-Besitzern führt dies zu einer besseren Einschätzung der Erträge, aber eben auch aktuell zu einer niedrigeren Vergütung des eingespeisten Stroms als der Markt bezahlen dafür bezahlen würde.

### **Aktuelle Diskussion um die Änderung des Einspeisetarifs**

Im Rahmen der Revision des Energiegesetzes ist bisher vom Bundesrat keine grundsätzliche Änderung des Einspeisetarifes geplant. Die Verteilnetzbetreiber sollen weiterhin zur die Abnahme des Solarstroms verpflichtet werden. Einzige Änderung ist die Regelung der Höhe der Mindestvergütung. Gemäss Art. 15 Abs. 3a EnG im Mantelerlass, schlägt der Bundesrat vor, den Einspeisetarif für Solarstrom auf den „*Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung*“ zu setzen. In der [Medienmitteilung des Schweizerischen Bundesrats](#) heisst es: «*Wie bei Elektrizität aus den erfassten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen sollen auch bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien die Stundenpreise an der Strombörse für den Folgetag im Marktgebiet Schweiz massgebend sein.*» Das heisst, dass die bisherige Vergütung *“nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen”* (Art. 12 EnV) durch einen marktorientierten Ansatz ersetzt wird, welcher den eingespeisten Solarstrom mit den Stundenpreisen an der Strombörse für den Folgetag im Marktgebiet Schweiz vergütet und Gestehungskosten und Beschaffungskosten der Verteilnetzbetreiber unberücksichtigt lässt. Herkunftsnachweise sollen weiterhin ein zusätzlicher Teil der Vergütung von eingespeistem Solarstrom bleiben.

Der Hauptgrund für diese Anpassung ist die geplante vollständige Marktöffnung und der damit verbundene Wegfall von kostenbasierten Grundversorgungstarifen. Kritisiert wird hier jedoch, dass eine politische Mehrheit für eine Marktöffnung fraglich ist. Des Weiteren wird kritisiert, dass eine marktorientierte Vergütung für erneuerbare Energien Investitionen in PV-Anlagen unrentabel macht und deren Risiko erhöht, da die Entwicklung des europäischen Strommarktes mit mehr Unsicherheiten verbunden ist als die der Gestehungskosten von inländischen Produktionsanlagen. Daher gibt es den Vorschlag, bei

einem marktpreisbasierten Ansatz eine Minimalvergütung einzuführen und damit das Investitionsrisiko zu verringern. Die Minimalvergütung soll die Profitabilität der Investition garantieren und würde in Kraft treten, sobald der Strommarktpreis unter die festgelegte Minimalvergütung fällt.

### **Box 1: Herkunftsnachweise**

HKN bescheinigen, aus welcher Quelle (Technologie, Land) der Strom in das Netz eingespeist wird. Seit 2006 sind Energieversorgungsunternehmen in der Schweiz verpflichtet, für die gesamte Stromlieferung HKN zu beschaffen und zu deklarieren. Dafür erhalten Konsumenten jährlich eine [Stromkennzeichnung](#), die ihnen Informationen zu der gelieferten Stromqualität offenlegen.

HKN werden auf dem europäischen Markt gehandelt. So importieren die Energieversorgungsunternehmen in der Schweiz rund ein Viertel der benötigten HKN aus dem Ausland, vor allem aus Norwegen. Aufgrund fehlender Abkommen sind seit Mitte 2021 Schweizer HKN nicht mehr in der EU anerkannt und so vom Markt ausgeschlossen. Europäische Zertifikate werden jedoch weiterhin in der Schweiz akzeptiert. Diese einseitige Akzeptanz der HKN könnte zu einem Überangebot von HKNs und dadurch zu einer geringeren Vergütung der erneuerbaren Energien in der Schweiz führen.

Die geplante Revision des Bundesgesetzes über eine sicheren Stromversorgung (StromVG) beinhaltet einen «Green Default», welcher den Energieversorgungsunternehmen vorgibt, dass der Strommix für alle Kunden in der Grundversicherung aus 100% inländischen, erneuerbaren Energien stammen muss, was bedeutet, dass für die Grundversorgung ausschliesslich inländische HKN für erneuerbaren Strom einzusetzen sind. Dies könnte die Attraktivität der Schweizer HKN erhöhen und zu einer höheren Vergütung der erneuerbaren Energien führen.

Die Preisentwicklung der HKN in der Schweiz ist jedoch sehr volatil. So lag zum Beispiel der von BKW angebotene Preis zur Abnahme der HKN von eingespeistem Solarstrom in [2021 noch bei 4.5 Rp./kWh](#), in [2022 jedoch nur noch bei 1 Rp./kWh](#). Laut den Daten der Ökostrombörse von Energie Zukunft Schweiz war der durchschnittlich gehandelte Preis für HKN von Schweizer Solarstrom 1.3 Rp./kWh in 2021 und 1.4 Rp./kWh in 2022. Die Werte für Schweizer Wasserkraft sind mit 1.9 Rp./kWh in beiden Jahren höher und unterscheiden sich deutlich von den Preisen für Wasserkraft-HKN aus dem Ausland mit 0.7 Rp./kWh in 2021 und 0.9 Rp./kWh in 2022. Die Preise für inländische und ausländische HKN scheinen sich jedoch in den nächsten Jahren anzugleichen. So werden für 2025 Schweizer und ausländische Wasserkraft mit 2.0 Rp./kWh gehandelt. Auffällig ist, dass HKN die zu einem früheren Zeitpunkt gehandelt wurden, einen höheren Preis erzielt haben - mit höchsten Preisen in 2019. Seitdem scheinen HKN an Wert zu verlieren; nur die Schweizer Wasserkraft scheint sich in 2022 wieder leicht zu erholen.

Verteilnetzbetreiber sind jedoch nicht verpflichtet, die HKN für eingespeisten Solarstrom abzunehmen. Alternativ kann Solarstrom selbst vermarktet werden.

## Ein an den Stromtarifen für Endkunden orientierter Einspeisetarif

Ein weiterer Vorschlag für eine Anpassung der aktuellen Förderung ist ein Einspeisetarif, welcher sich an den Stromtarifen für Endkunden orientiert. So fordert bspw. der Kanton Waadt mittels einer Standesinitiative 22.302, dass Verteilnetzbetreiber den eingespeisten Solarstrom mit mindestens 85 Prozent des Verkaufspreises für den Strom, der an den betreffenden Kunden geliefert wird, vergüten. Die 85 Prozent beinhalten die Vergütung für den Herkunftsnachweis.

Das Kernprinzip solch eines kundenorientierten (KO) Einspeisetarif ist die Vergütung des eingespeisten Solarstromes in Höhe eines Anteils des Stromtarifs. Bezahlen Endkunden zum Beispiel 20 Rp./kWh für jede bezogene kWh, so würde bei einem 100%-KO Einspeisetarif der eingespeiste Strom mit 20 Rp./kWh vergütet werden. Bei einem 50%-KO Einspeisetarif sinkt die Vergütung um die Hälfte auf 10 Rp./kWh. Wie hoch dieser Anteil sein sollte und zu welcher Vergütung dieser führt, ist abhängig vom Stromtarif für Endkunden. Wie der Einspeisetarif, so wird auch der Stromtarif von den jeweiligen [Verteilnetzbetreibern](#) bestimmt. In der Schweiz ist der Strommarkt nicht vollständig geöffnet und Endkunden werden demjenigen Verteilnetzbetreiber zugeteilt, an dessen Netz sie angeschlossen sind.<sup>4</sup> Der Verteilnetzbetreiber ist daher in diesem Falle auch der Stromlieferant (häufig auch mit eigener Stromproduktion). Strompreise können sich teilweise stark zwischen den verschiedenen Verteilnetzbetreibern unterscheiden. Jeder Verteilnetzbetreiber kann verschiedene Tarife anbieten. Tabelle 1 zeigt die Zusammensetzung der Stromtarife der BKW. Ein KO-Einspeisetarif kann über bestimmte Teile des Stromtarifs, wie zum Beispiel über den Energieteil plus Abgaben oder über einen fixen Prozentsatz am Stromtarif bestimmt werden.

Tabelle 1: Zusammensetzung der Stromtarife der [BKW \(<50.000 kWh\)](#)

| In Rp./kWh, inkl. MWSt          | Energy Green | Energy Blue | Energy Grey |
|---------------------------------|--------------|-------------|-------------|
| <i>Energie</i>                  | 12.62        | 9.93        | 8.85        |
| <i>Netznutzung</i>              | 9.28         | 9.28        | 9.28        |
| <i>Systemdienstleistungen</i>   | 0.17         | 0.17        | 0.17        |
| <i>Gesetzliche Förderabgabe</i> | 2.48         | 2.48        | 2.48        |
| <i>Zusätzliche Abgaben</i>      | 1.62         | 1.62        | 1.62        |
| Gesamt                          | 26.16        | 23.48       | 22.4        |

Wird ein hoher Prozentsatz des Stromtarifs gewählt, so kann der KO-Einspeisetarif die Beschaffungskosten von Verteilnetzbetreibern übersteigen und so zu Mehrkosten führen. Aufgrund des eingespeisten Solarstroms muss der Verteilnetzbetreiber weniger Strom beschaffen und spart dadurch die Kosten ein, welche für die Beschaffung auf dem Strommarkt oder Eigenproduktion anfallen würden. Der Verteilnetzbetreiber hat dafür jedoch zusätzliche Kosten in Höhe der Vergütung des eingespeisten Solarstroms mit dem Einspeisetarif. Generell gilt, dass Mehrkosten für die Verteilnetzbetreiber entstehen, sobald der Einspeisetarif die Strombeschaffungskosten (auf dem Markt und eigene

<sup>4</sup> Ausgenommen hierbei sind Grossverbraucher mit über 100'000 kWh pro Jahr



Gestehungskosten) übersteigt. Hingegen entstehen Gewinne für den Verteilnetzbetreiber, wenn der Einspeisetarif geringer ist als die Strombeschaffungskosten.

Entstandene Mehrkosten werden generell auf die Endkunden umgewälzt, was sich auf die Höhe der Strompreise auswirkt. Dies ist insofern kritisch, da steigende Strompreise einer weiteren Elektrifizierung, wie zum Beispiel des Transportsektors, hinderlich sein könnten. Ausserdem werden diese Kosten vorwiegend auf einkommensschwache Haushalte umgewälzt, da diese häufig weniger Möglichkeiten haben in eine eigene Solarstromanlage zu investieren.

Es gibt jedoch Effekte, die einem Anstieg des Stromtarifs durch eine Erhöhung des Einspeisetarifs entgegenwirken. Erstens führt mehr Solarstrom im Verteilnetz (Netzebene 7) zu einer geringeren Nachfrage auf dem Strommarkt und anschliessend zu geringeren Strommarktpreisen (typischerweise führt eine geringere Stromnachfrage bei gleicher Stromproduktion auf dem Markt aufgrund des Merit Order Effekts zu geringeren Strompreisen). Drittens wird heute Solarstrom aus der Nachbarschaft mit einem enormen Aufpreis von bis zu 10 Rp./kWh (siehe Beispiel Infra in Anhang 1) verkauft. Wenn niedrigere Strommarktpreise und Gewinne durch Solarstromverkäufe den Mehrkosten entgegengerechnet werden, reduziert das den Strompreisanstieg entsprechend.

## Kapitel 3: Methodik und Szenarien

### Methodik

Wir verwenden die [Nexus-e Modellierungsplattform](#), um den Einfluss vom Einspeisetarif für Solarstromanlagen zu bewerten. Die Modellierungsplattform stellt verschiedene Modelle für das Schweizer Energiesystem zur Verfügung. Hier verwenden wir das [Modell für das zentrale Stromsystem \(i.e., Centlv\)](#) und das Modell für das dezentrale Stromsystem (DistAB)<sup>5</sup>. Die Plattform hat eine hohe zeitliche (stündliche) und räumliche (kantonale) Auflösung. Die aufgrund Stromproduktion und -nachfrage entstehende Lastflüsse werden auf Übertragungsnetzebene (298 Stromleitungen, 165 Transformatoren) berechnet. Die Nachbarländer werden aggregiert betrachtet (Stromnachfrage und Produktion an einem Transformator, eine Stromleitung zur Schweiz und jeweils zwischen den Nachbarländern). Stromhandel mit Nachbarländern wird über ["Net Transfer Capacities"](#) [MW] beschränkt. Die Input Parameter für das Modell umfassen die wichtigsten historischen und bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen für Solarstromanlagen (Einspeisetarife, Einmalvergütung) und eine Vielzahl von techno-ökonomischen Parametern (z.B., Stromnachfrage, Entwicklung der Stromerzeugungskapazität in den Nachbarländern). Die wichtigsten Output Parameter umfassen die installierte Kapazität von Solarstromanlagen und die resultierenden Kosten durch den gewählten Einspeisetarif sowie generelle Informationen zur Entwicklung des Schweizer Stromsystems. Abbildung 2 gibt einen Überblick über das Modell sowie die wichtigsten Input und Output Parameter.

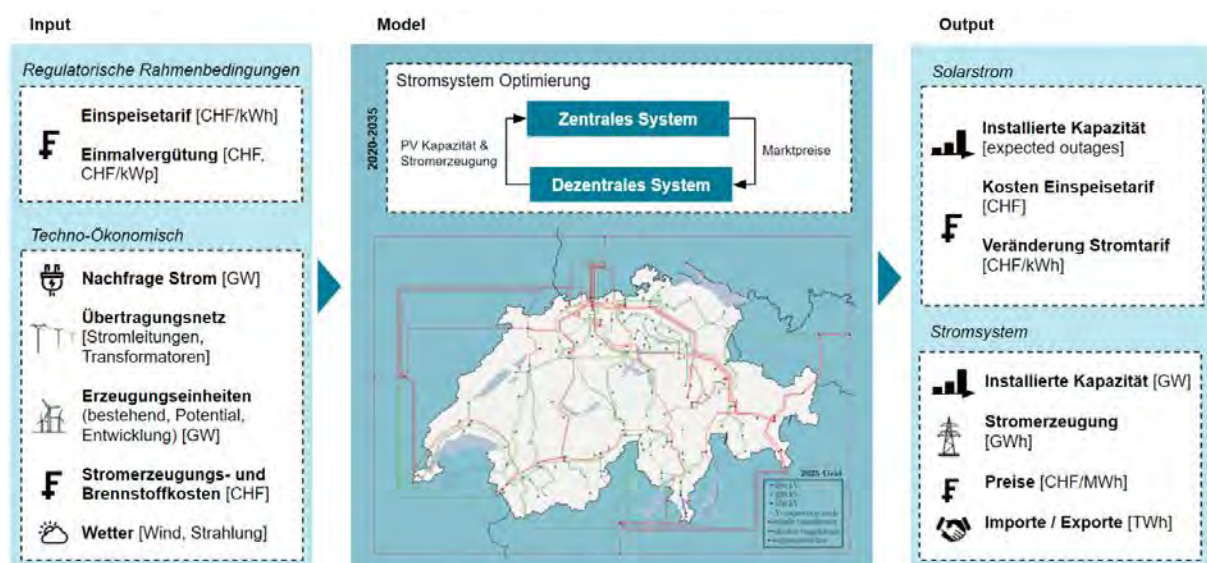


Abbildung 2: Überblick über das Modell sowie Inputs und Outputs

Die beiden Modelle durchlaufen für die beiden Szenario-Jahre 2030 und 2040 die folgenden Schritte: Zunächst berechnet Centlv den optimalen Zubau von zentraler Stromerzeugung und -speicherung (Kernkraft, Wind, Wasserkraft, Batteriespeicher), um die Stromnachfrage zu decken und berücksichtigt hierbei die schon bestehende Infrastruktur sowie für den Stromhandel wichtige Entwicklungen der Stromerzeugung und -nachfrage in den Nachbarländern. Anschliessend wird der resultierende Strommarktpreis an DistAB

<sup>5</sup> Eine Dokumentation des Modells steht in kürze auf der Website [nexus-e.ethz.ch](http://nexus-e.ethz.ch) zur Verfügung

weitergegeben. DistAB ist ein agenten-basiertes Modell und stellt die Entscheidungsfindung von individuellen, heterogenen Haushalten für Investitionen in Solarstromanlagen und Batteriespeichern detailliert dar. Jeder Haushalt berücksichtigt in seiner Entscheidungsfindung neben ökonomischen Faktoren wie der Profitabilität der Investition auch soziale Faktoren wie Nachbarschaftseffekte. Der jährliche Ausbau von dezentralen Solarstromanlagen und Batteriespeicher fliesst anschliessend wieder zurück in Centlv, welches die Optimierung des gesamten Stromsystems entsprechend anpasst.

Die wichtigsten Modellergebnisse für jedes Szenario-Jahr sind die installierte PV Kapazität, die Kosten die durch den Einspeisetarif entstehen können sowie deren Auswirkungen auf die Strompreise. Wenn der Einspeisetarif die Strombeschaffungskosten (auf dem Markt und Eigenproduktion) übersteigt, entstehen Mehrkosten für Verteilnetzbetreiber, welche auf die Endkonsumenten über eine Anpassung des Stromtarifs umgewälzt werden. Des Weiteren schauen wir uns an wie sich die verschiedenen PV Kapazitäten auf das Schweizer Stromsystem auswirken. Insbesondere die installierte Kapazität von anderen Stromerzeugungseinheiten, die Preisentwicklung auf dem Strommarkt, anfallende Importe und Exporte mit den Nachbarländern, sowie die Gesamtkosten für die Stromerzeugung sind hierbei wichtig.

## Szenarien

Aufbauend auf der aktuellen Diskussion um eine Anpassung des Einspeisetarifes im Rahmen der Revision des Energiegesetzes, leiten wir neben dem Basisszenario vier weitere Szenarien her (siehe Tabelle 2). Im Basisszenario bewerten wir den durchschnittlichen Einspeisetarif in 2022 in Höhe von [9.4 Rp./kWh](#). Dieser Wert beinhaltet die Vergütung der HKN und gilt in unseren Szenarien für die gesamte Schweiz. Wir vernachlässigen daher hier die Unterschiede zwischen den Einspeisetarifen der Verteilnetzbetreiber. Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen beinhalten neben dem Einspeisetarif auch eine Einmalvergütung, welche auf den Kaufpreis erhoben wird und in einen Sockelbetrag von 1000 CHF/Installation und einen Leistungsbetrag von 340 CHF/kWp (skaliert mit der installierten Kapazität) aufgeteilt ist. Im Szenario *“keine Förderung”* betrachten wir den Ausstieg aus der Einmalvergütung in 2030.

Anschliessend analysieren wir in drei Szenarien den Wechsel von der aktuellen Vergütung hin zu einem kundenorientierten (KO) Einspeisetarif, welcher einem bestimmten Prozentsatz des Stromtarifs für Endkunden entspricht. In dem Szenario *“Kundenorientierte (KO) Einspeisetarife”* variieren wir den Prozentsatz zwischen 40% und 100% des Stromtarifs in Schritten von 10% und führen diesen in 2025 ein. Im Unterschied zu den Szenarien *“KO Einspeisetarife”* werden die Mehrkosten für die Verteilnetzbetreiber im Szenario *“KO Einspeisetarife ohne Umwälzung”* nicht auf die Endkunden umgewälzt. In Szenario *“KO Einspeisetarif mit Preispremium”* wird der Aufpreis, mit welchem Solarstrom aus der Nachbarschaft aktuell von manchen Verteilnetzbetreibern verkauft wird, berücksichtigt. Wir nehmen hier ein Preispremium von 5 Rp./kWh an, wodurch eventuell entstehende Mehrkosten reduziert werden.

**Tabelle 2: Übersicht über die Szenarien**

| Szenario                                  | Einspeisetarif  | Einmalvergütung   | Umwälzung der Mehrkosten auf Stromtarif | Preispremium für Solarstrom |
|---|---|-------------------|---|-----------------------------|
| <i>Basisszenario</i>                      | Einspeisetarif 2022 bis 2040, Ø9.4 Rp./kWh                                      | Laufzeit bis 2040 | -                                       | -                           |
| <i>Keine Förderung</i>                    |   | Laufzeit bis 2030 | -                                       | -                           |
| <i>KO Einspeisetarif ab 2025</i>          | Einspeisetarif als Prozentsatz vom Stromtarif von 40%-100% in Schritten von 10% | nein              | ja                                      | nein                        |
| <i>KO Einspeisetarif ohne Umwälzung</i>   |   |                   | nein                                    | nein                        |
| <i>KO Einspeisetarif mit Preispremium</i> |   |                   | ja                                      | 5 Rp./kWh                   |

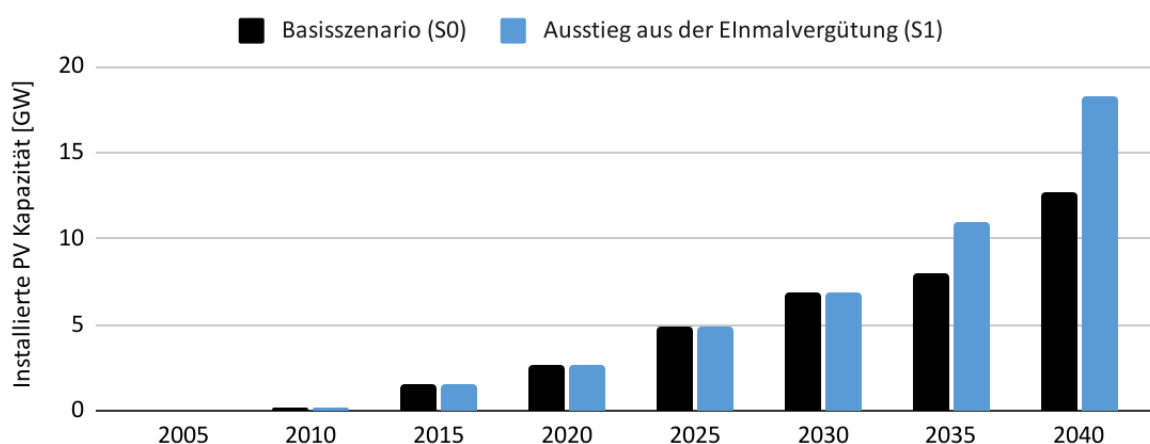
## Kapitel 4: Ergebnisse

In Folgenden vergleichen wir die Ergebnisse der Szenarien. Zunächst gehen wir auf die Szenarien mit der aktuellen Förderung ein. Anschliessend zeigen wir auf, wie sich ein kundenbasierter (KO) Einspeisetarif auf die Diffusion von Solarstromanlagen und auf das gesamte Stromsystem auswirkt.

### Aktuellen Förderung

Wir betrachten zwei Szenarien, welche die aktuelle Förderung beibehalten: Das *Basisszenario* verlängert die aktuelle Einmalvergütung bis 2040. Im Szenario *“Förderung”* hingegen läuft die Einmalvergütung in 2030 aus. In beiden Szenarien wird eingespeister Strom bis 2040 mit dem aktuellen durchschnittlichen Einspeisetarif von 9.4 Rp./kWh vergütet.

Abbildung 3 stellt die kumulierte installierte Kapazität von 2005 bis 2040 dar. Bis 2030 verlaufen die beiden Szenarien mit der aktuellen Förderung identisch und erreichen beide eine installierte PV Kapazität von 7.4 GW in 2030. Ab 2035 wird der Einfluss der unterschiedlichen Laufzeit der Einmalvergütung deutlich. Mit einer Verlängerung der Einmalvergütung bis 2040 erreicht das Basisszenario eine installierte PV Kapazität 11.0 GW in 2035 und 18.2 GW in 2040 – im Vergleich zu den 8.0 GW und 12.7 GW in im Szenario ohne eine Verlängerung der Einmalvergütung.



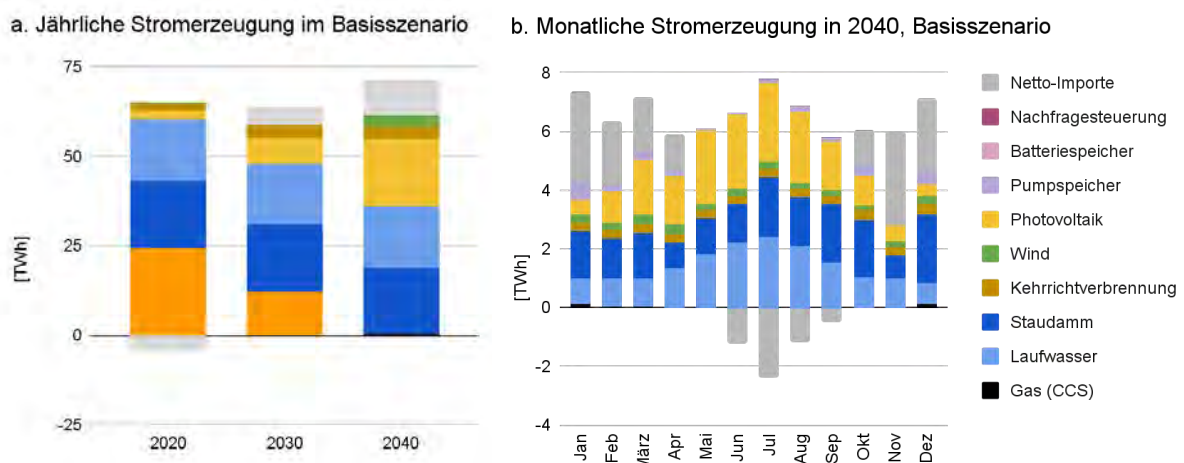
**Abbildung 3:** Installierte PV Kapazität in GW für das Basisszenario und das Szenario “keine Förderung”.

Die Subventionierung von Investitionen in PV Anlagen führt jedoch auch zu Kosten. Von heute bis 2030 würde die Einmalvergütung zu Kosten in Höhe von CHF 1.3 Mrd. führen, was ungefähr CHF 140 Mio. pro Jahr entspricht. Die Verlängerung bis 2040 würde zusätzlich CHF 3.3 Mrd. kosten. Heute werden diese Kosten über einen Teil des Netzzuschlags finanziert. Der Netzzuschlag beträgt heute 2.48 Rp./kWh und wird pro bezogenen kWh von allen Endkunden bezahlt. [2019 wurden 0.55 Rp./kWh des Netzzuschlages für die Finanzierung der Einmalvergütung verwendet.](#) Dieser Anteil des Netzzuschlages ist jedoch wahrscheinlich nicht ausreichend, um die Einmalvergütung bei einem Anstieg der jährlichen PV Investitionen wie im Basisszenario zu finanzieren. Dadurch könnten Wartelisten für die

Subventionierung via Einmalvergütung entstehen oder es könnte ein höherer Anteil des Netzzuschlags für die Finanzierung der Einmalvergütung verwendet werden.

Der erzeugte Solarstrom trägt dazu bei, die Stromnachfrage in der Schweiz mit inländischer Stromerzeugung zu decken. Abbildung 4a. stellt die jährliche Stromerzeugung im Basisszenario von 2020 bis 2040 dar. Im Basisszenario werden 7.2 TWh Solarstrom in 2030 und 18.8 TWh in 2040 an erzeugt. Neben dieser neuen Solarstromerzeugung gibt es weitere Entwicklungen im Schweizer Stromsystem bis 2040: Die Kernkraft wird sukzessive reduziert. 2035 geht der letzte Atommeiler vom Netz. Im Vergleich zu heute fallen dadurch 24 TWh an inländischer Stromerzeugung weg. Zusätzlich erhöht sich die Stromnachfrage bis 2040 um ungefähr 10 TWh auf jährlich 71.3 TWh in 2040. Neben Solarstrom wird auch die Stromerzeugung aus der Kehrichtverbrennung und Windenergie weiter ausgebaut. So erzeugt zum Beispiel die Windenergie in 2040 2.9 TWh. Dennoch kann die zusätzlich installierte Erzeugungskapazität den Wegfall der Kernkraft und den Anstieg der Stromnachfrage im Basisszenario nicht ausgleichen. Somit steigen die benötigten jährlichen Netto-Importe auf 5.1 TWh in 2030 und 10 TWh in 2040.

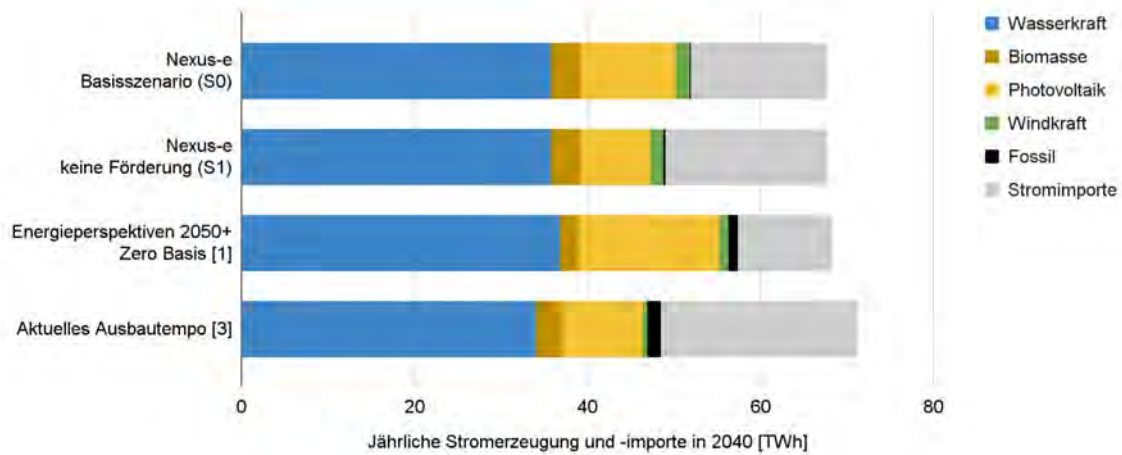
Abbildung 4b. zeigt die monatliche Stromerzeugung in 2040 für das Basisszenario. Wie schon heute sind Netto-Importe auch in 2040 im Basisszenario nicht gleichmässig über das Jahr verteilt. So benötigt die Schweiz in den Wintermonaten (Oktober bis März) Nettoimporte in Höhe von 13.9 TWh. Dafür kann die Schweiz im Sommer aufgrund der hohen Stromerzeugung von Sonnen- und Laufwasserkraft Strom an die Nachbarländer exportieren. Dass die Schweiz im Normalfall im Winter importieren und im Sommer exportieren kann, liegt daran, [dass die Nachbarländer \(Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich\) einen stärkeren Ausbau der Windenergie forcieren als die Schweiz](#). Windkraftanlagen haben eine höhere Stromerzeugung in den Wintermonaten als in den Sommermonaten.



**Abbildung 4:** Stromerzeugung im Basisszenario für **a.** 2020-2030 und **b.** Januar bis Dezember in 2040

Das Basisszenario verfehlt mit 16 TWh jährlicher Stromerzeugung aus neuen Erneuerbaren Energien (Biomasse, Wind, PV) den neuen, geplanten Zielwert von 17 TWh/a in 2035 knapp. Die Abbildung 5 gibt einen Überblick über das Basisszenario und das Szenario "keine Förderung" und vergleicht diese mit dem Szenario "Zero Basis" aus den

Energieperspektiven 2050+ und dem aktuellen Ausbautempo für 2035. Es fällt auf, dass trotz einer Verlängerung der Einmalvergütung bis 2040 die Werte aus den Energieperspektiven 2050+ nicht erreicht werden. Des Weiteren ist das Szenario ohne Verlängerung der Einmalvergütung nur knapp über dem aktuellen Ausbautempo.



**Abbildung 5:** Vergleich Stromerzeugung und -import in den beiden Szenarien unter aktueller Förderung und den Werten aus den Energieperspektiven 2050+ und dem aktuellen Ausbautempo.

## Einspeisetarif als Prozentsatz des Endkunden-Tarifs

Eine Alternative zur aktuellen Förderung ist die Einführung eines kundenorientierten (KO) Einspeisetarifes. Der KO Einspeisetarif vergütet eingespeisten Solarstrom in Höhe eines festgelegten Prozentsatzes des Stromtarifs für Endkunden. Um besser zu verstehen, wie sich KO Einspeisetarife auf PV Investitionen auswirken, führen wir im Szenario "KO Einspeisetarif" diesen in 2025 ein und variieren den Prozentsatz von 40% bis 100% in Schritten von 10%. Gleichzeitig lassen wir auch die Einmalvergütung auslaufen. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die wichtigsten Ergebnisse vom 60%- und 70%-KO Einspeisetarif im Vergleich zum Basisszenario.

**Tabelle 3:** Übersicht über wichtigsten Ergebnisse ausgewählter KO-Einspeisetarif Szenarien im Vergleich mit dem Basisszenario

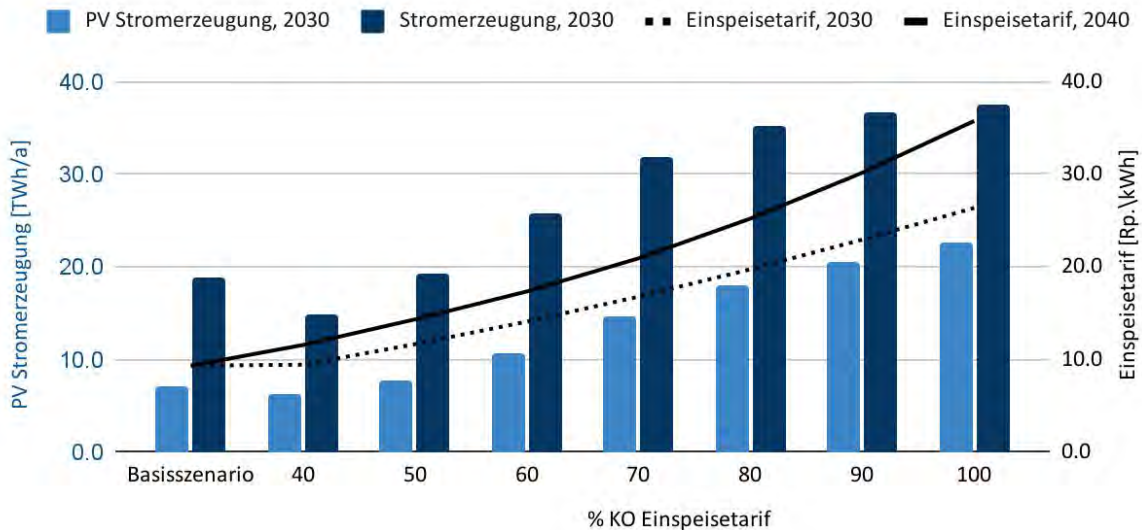
|   | Basisszenario |      | % vom Strompreis für Endkonsumenten |      |      |      |
|---|---------------|------|-------------------------------------|------|------|------|
|   | 2030          | 2040 | 60%                                 |      | 70%  |      |
|   |               |      | 2030                                | 2040 | 2030 | 2040 |
| <i>Stromerzeugung aus PV [TWh]</i>                          | 7.2           | 18.8 | 10.8                                | 25.8 | 14.6 | 31.9 |
| <i>Installierte PV Kapazität [GW]</i>                       | 7.4           | 18.2 | 11.1                                | 25.4 | 15.3 | 32.5 |
| <i>Kosten für PV Förderung [Milliarden CHF] *</i>           | 1.3           | 4.6  | 1.8                                 | 7.1  | 3.9  | 16.5 |
| <i>Gesamtkosten der Stromerzeugung** [Milliarden CHF] *</i> | 25.5          | 73.3 | 30.4                                | 78.8 | 35.4 | 86.2 |
| <i>Jährliche Netto-Importe [TWh]</i>                        | 5.1           | 10   | 1.4                                 | 3.3  | -2.4 | -2.0 |
| <i>Netto-Importe im Winter [TWh]</i>                        | 8.2           | 13.9 | 7.1                                 | 11.9 | 6    | 10.3 |

\*: Kosten von heute bis einschliesslich 2030/40

\*\* : Gesamtkosten beinhalten Investitions- und Betriebskosten der gesamten Stromerzeugung plus Import/Export

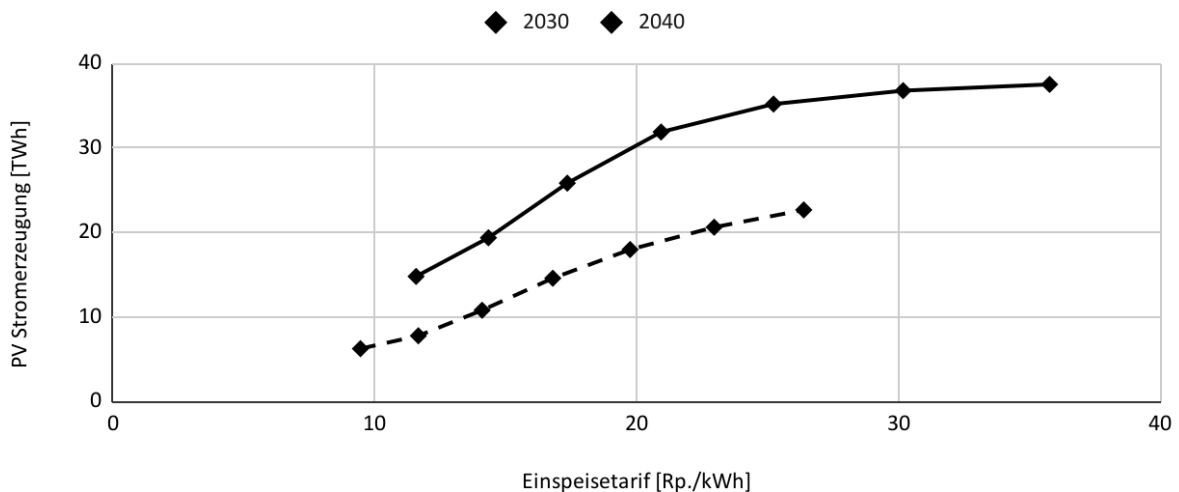
Abbildung 6 gibt einen Überblick über die jährliche PV Stromerzeugung in 2030 und 2040 für das Basisszenario und die KO Einspeisetarif Szenarien. Zusätzlich zeigt die Abbildung den jeweiligen Einspeisetarif. Der 50%-KO Einspeisetarif resultiert in einer ähnlichen PV Stromerzeugung wie im Basisszenario sowohl in 2030 als auch in 2040. In diesem Szenario gleichen sich die Effekte des höheren Einspeisetarifes mit dem Wegfall der Einmalvergütung aus. Wenn der Einspeisetarif höher als 50% des Stromtarifs ist, gibt es einen deutlichen Zuwachs der jährlichen PV Stromerzeugung. Hierbei ist zu beachten, dass ein höherer Einspeisetarif nicht nur zu mehr PV Investitionen führen kann, sondern dass auch in grössere PV Anlagen investiert wird (siehe Box 2). Ab 70% sehen wir jedoch einen stark abnehmenden Grenznutzen: Jede weitere Erhöhung des Einspeisetarifes um 10% des Stromtarifs führt zu einer geringeren Erhöhung der jährlichen PV Stromerzeugung. Das liegt daran, dass mit zunehmender Sättigung des Marktes es immer schwieriger wird, auch noch den letzten Gebäudebesitzer von einer Investition in eine PV Anlage zu überzeugen.





**Abbildung 6:** Überblick über jährliche PV Stromerzeugung (Balken) und Einspeisetarife (Linien) in 2030 und 2040 für das Basisszenario und KO-Einspeisetarif Szenarien

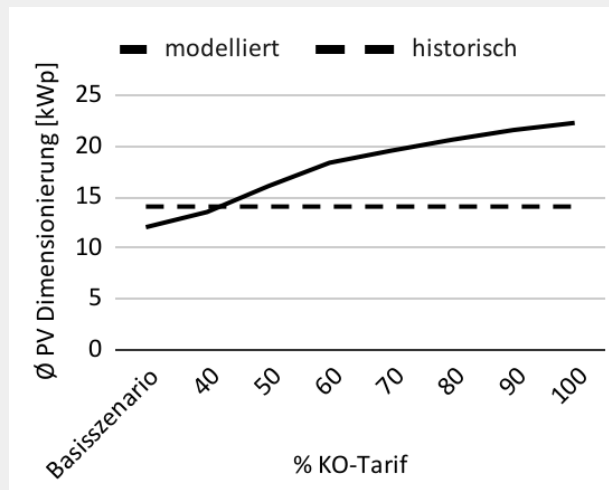
Es fällt auf, dass der gleiche Einspeisetarif nicht zur gleichen PV Stromerzeugung in 2030 wie in 2040 führt. So zeigt die Abbildung 7 die jährliche PV Stromerzeugung als Funktion des Einspeisetarifes im Basisszenario für 2030 und 2040. Ein Einspeisetarif in gleicher Höhe führt in 2040 zu mehr PV Stromerzeugung als in 2030. Das liegt zum einen an Lerneffekten, welche zu sinkenden Kosten für PV Anlagen führen und zum anderen an einer generell steigenden Bereitschaft der Bevölkerung in PV Anlagen zu investieren.



**Abbildung 7:** Jährliche PV Stromerzeugung als Funktion des Einspeisetarifes im Basisszenario für 2030 (gestrichelte Linie) und 2040 (durchgezogene Linie)

## Box 2: Einspeisetarife, Anlagendimensionierung, und Eigenverbrauch

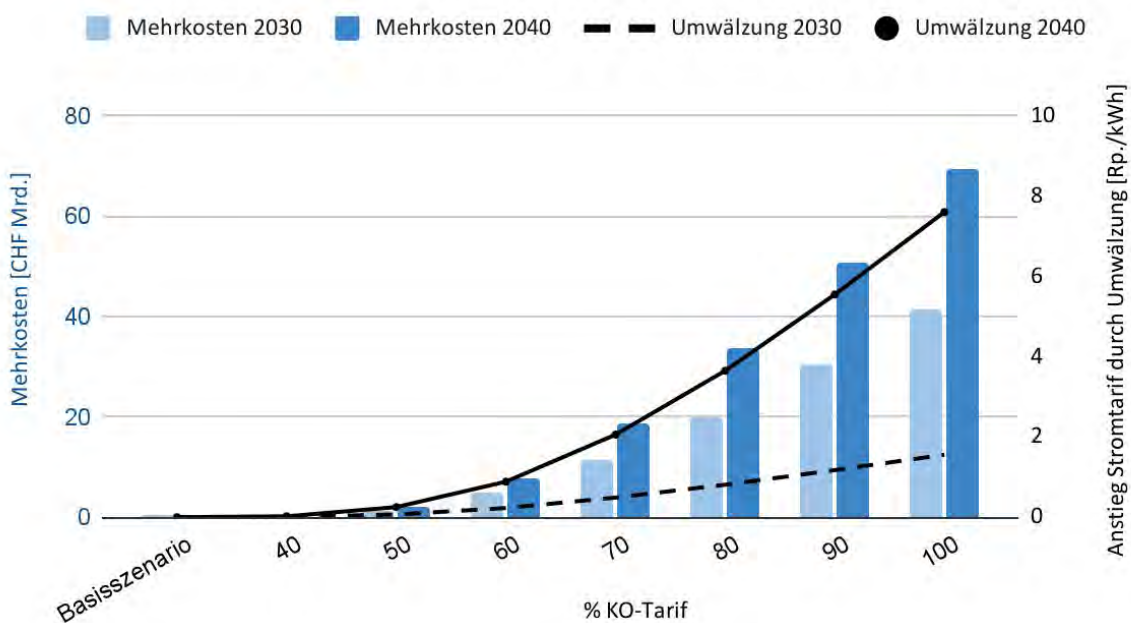
Generell gilt, dass je höher der Einspeisetarif ist, sich die kosten-optimale Dimensionierung der PV Anlage sich weg von einer Maximierung des Eigenverbrauchs und hin zu einer Maximierung der möglichen Stromerzeugung entwickelt. Das liegt daran, dass ein hoher Einspeisetarifs den Anreiz verringert, Solarstrom selbst zu verbrauchen. Wenn zum Beispiel der Einspeisetarif exakt dem Stromtarif entspricht, gibt es keinen finanziellen Anreiz für die Besitzerin / den Besitzer der Solarstromanlage, den Strom selber zu verbrauchen anstatt diesen in das Netz einzuspeisen. Dadurch wird weniger versucht, eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote zu erzielen, sondern stattdessen die gesamte Dachfläche auszunutzen. Die Abbildung rechts zeigt den Effekt des Einspeisetarifs auf die Anlagengrösse im Basisszenario und den KO Einspeisetarif Szenarien.\* Die Grösse der Anlage nimmt mit einem höheren Einspeisetarif deutlich zu. So steigt zum Beispiel die durchschnittliche Anlagengrösse von 12.1 kWp im Basisszenario um fast 100% auf 22.3 kWp im 100%-KO Einspeisetarif Szenario.



Eine Dimensionierung nach einer Maximierung der Stromerzeugung, also eine hohe Ausnutzung der für die Platzierung von Solarmodulen geeigneten Dachfläche, kann für die Zielerreichung in 2050 entscheidend sein. So beträgt das maximale nutzbare Potential von PV Anlagen auf Dachflächen in der Schweiz ungefähr 50 TWh. In 2050 sollen zum Beispiel nach den Energieperspektiven 2050+ mehr als 34 TWh Solarstrom erzeugt werden. Demnach müssten gut 70% der Gesamtfläche aller nutzbaren Dachflächen mit Solarmodulen belegt werden. Das würde bedeuten, dass, selbst wenn bis 2050 auf jedes Dach eine PV-Anlage installiert werden würde, im Schnitt mindestens 70% jeder einzelnen Dachfläche mit Solarmodulen belegt werden.

Aufgrund des geringeren Anreizes für den Eigenverbrauch werden auch Lösungen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote hinter dem Zähler wie Solarstromspeicher oder Lastverschiebung finanziell unattraktiver. Dadurch kann es dazu kommen, dass es ein Defizit an erneuerbaren Energien in den Abendstunden gibt, wenn die Sonne untergeht und stattdessen flexible Gaskraftwerke den abendlichen Bedarf decken müssen. Eine weitere Herausforderung ist die Auswirkung von eingespeistem Solarstrom auf das Verteilnetz. In der Schweiz sollten beide Herausforderungen zunächst aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Pumpspeicherkraftwerken und der Überdimensionierung der Verteilnetze nicht kritisch sein. Bis 2040 müssten jedoch zusätzliche Flexibilitätsoptionen, wie steuerbare Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen und an das Netz angeschlossene Batteriespeicher die Auswirkung von eingespeistem Solarstrom auf das Verteilnetz abschwächen.

Die KO Einspeisetarife können zu Mehrkosten für Verteilnetzbetreiber führen. Es entstehen Mehrkosten, wenn der Einspeisetarif höher ist als der Marktpreis<sup>6</sup> zum Zeitpunkt der Einspeisung plus die Vergütung für den Herkunftsnachweises. Während der aktuelle Einspeisetarif den Kosten für Strombeschaffung auf dem Markt (oder eigener Gesteungskosten) plus Herkunftsnachweis entspricht, verursachen die KO Einspeisetarife Mehrkosten ab 50% des Stromtarifs. In diesen Szenarien nehmen wir an, dass diese Mehrkosten von den Verteilnetzbetreibern auf die Endkunden umgewälzt werden. Dadurch kommt es zu einem Anstieg der Stromtarife für die Endkunden. Abbildung 8 zeigt die entstehenden Mehrkosten für die Verteilnetzbetreiber (blaue Balken) und den Anstieg des Stromtarifs aufgrund der Umwälzung dieser Mehrkosten auf die Endkunden (schwarze Linien). Die Mehrkosten sind bis zum 60%-Tarif noch überschaubar und haben mit CHF 7.1 Mrd. ein ähnliches Level wie die benötigte Finanzierung für die Einmalvergütung im Basisszenario mit CHF 4.6 Mrd. (siehe vorheriges Kapitel). Danach steigen die Mehrkosten aufgrund mehr PV Investitionen und einem höheren Einspeisetarif exponentiell an. So sind zum Beispiel PV Investitionen im 90% und 100%-KO Einspeisetarif fast identisch (vgl. Abbildung 1). Dennoch führt der deutlich höhere Einspeisetarif zu deutlich unterschiedlichen Mehrkosten.

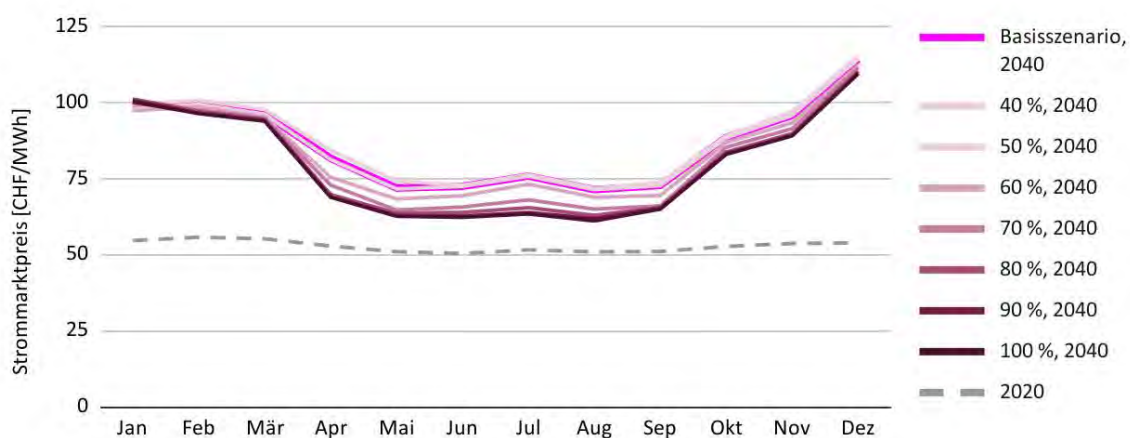


**Abbildung 8:** Mehrkosten für Verteilnetzbetreiber durch Höhe des Einspeisetarifs (blaue Balken) und Anstieg des Stromtarifs durch Umwälzung der Mehrkosten

Es gibt jedoch zwei Gründe, warum der Anstieg des Stromtarifs in den KO Einspeisetarif Szenarien geringer ausfallen dürfte als hier angenommen. Erstens führt mehr Solarstrom zu geringeren Strombeschaffungskosten für Verteilnetzbetreiber da die Marktpreise sinken. Der Marktpreis wird über das Prinzip der "Merit Order" bestimmt. Die Merit Order ist ein nach den marginalen Kosten der Stromerzeugungseinheiten sortiertes Stromangebot. Der Schnittpunkt zwischen diesem sortierten Stromangebot und der Nachfrage bestimmt die letzte Stromerzeugungseinheit die zur Deckung der Nachfrage verwendet wird. Der

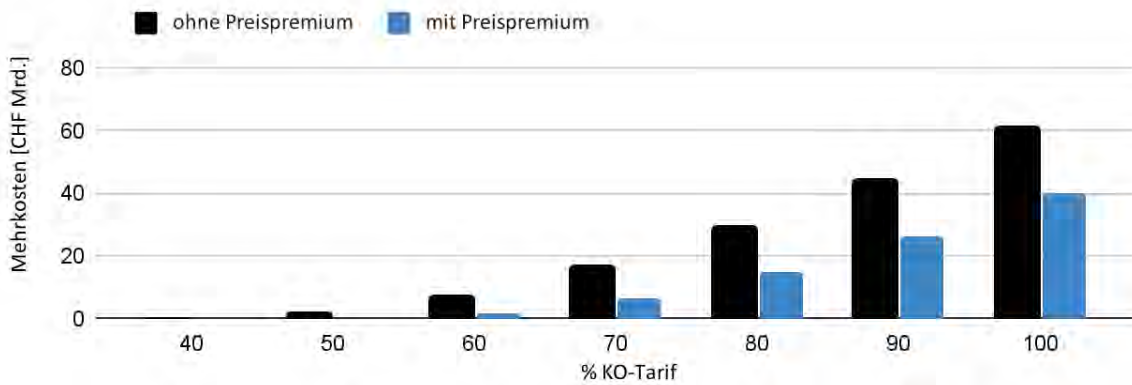
<sup>6</sup> Preise auf der Strombörse für den Folgetag im Marktgebiet Schweiz

Marktpreis wird gleich den marginalen Kosten dieser letzten Stromerzeugungseinheit gesetzt. Da Solarstrom deutlich geringere marginale Kosten hat als viele andere Stromerzeuger, verschiebt es das Stromangebot mit höheren marginalen Kosten nach hinten wodurch der Preis-setzende Schnittpunkt auf eine Stromerzeugungseinheit mit niedrigeren marginalen Kosten fällt. Abbildung 9 zeigt den monatlichen Marktpreis für das Basisszenario (pinke Linie) sowie der 40%-100%-KO Einspeisetarif (violette Linien) in 2040, sowie die monatliche Marktpreise für 2020 (graue gestrichelte Linie). Generell sind die Marktpreise in 2040 in allen Szenarien höher als in 2020. Das liegt vor allem am angenommenen Preisanstieg fossiler Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate (beides im In- und Ausland). In allen Szenarien treibt Solarstrom den Marktpreis in den Sommermonaten nach unten. Der durchschnittliche Marktpreise in 2040 beträgt im Basisszenario 95.1 CHF/MWh, im 100%-Tarif Szenario 87.4 CHF/MWh.



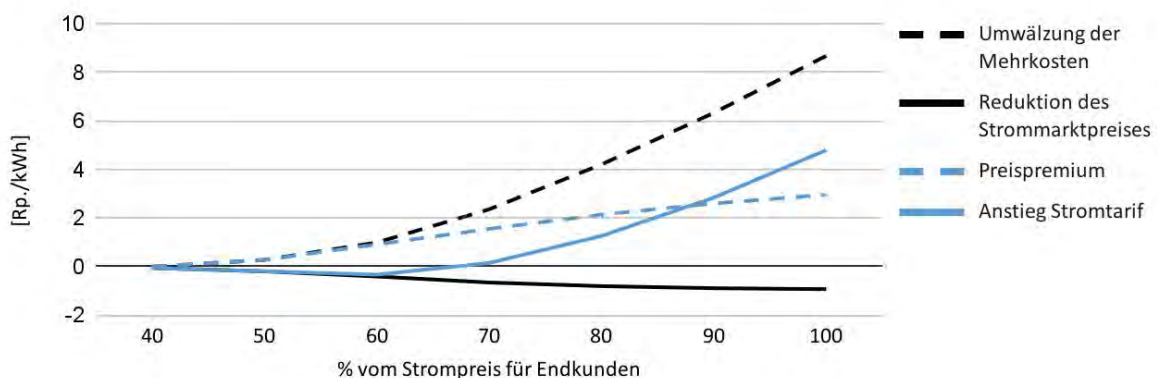
**Abbildung 9:** Monatliche Strommarktpreise im Basisszenario und KO Einspeisetarif Szenarien.

Der zweite Grund für einen schwächeren Anstieg des Stromtarifs für Endkunden ist, dass Solarstrom aus der Nachbarschaft von vielen Verteilnetzbetreibern mit einem Preispremium verkauft wird. So schlägt [Infra Zürich](#) 10.4 Rp./kWh auf Solarstrom aus der Nachbarschaft auf, [Regio Energie Solothurn](#) 8.6 Rp./kWh. Der Verkauf von Solarstrom aus der Nachbarschaft mit einem Preispremium führt zu Mehreinnahmen für den Verteilnetzbetreiber und können den Mehrkosten durch den höheren Einspeisetarif entgegen gerechnet werden. Wir haben für die 40%-100%-KO Einspeisetarife Szenarien gerechnet, die ein Preispremium für Solarstrom aus der Nachbarschaft in Höhe von 5 Rp./kWh berücksichtigen. Abbildung 10 zeigt die Mehrkosten für Verteilnetzbetreiber in den KO Einspeisetarif Szenarien ohne und mit Berücksichtigung des Preispremiums. So können, zum Beispiel, die Mehrkosten im 70% Fall von CHF 16.4 Mrd. auf CHF 6.8 Mrd. reduziert werden (im Vergleich: CHF 4.6 Mrd. bei der Finanzierung durch eine Einmalvergütung). Generell ermöglicht der Verkauf eines Preispremiums, dass die Mehrkosten auf die Kunden umgelegt werden, die eine höhere Bereitschaft haben Kosten für den Ausbau von Erneuerbare Energien zu übernehmen.



**Abbildung 10:** Mehrkosten für Verteilnetzbetreiber in den KO Einspeisetarif Szenarien mit und ohne Preispremium

Abbildung 11 zeigt die individuellen Effekte von der Umwälzung der Mehrkosten (schwarze, gestrichelte Linie), der Reduktion der Marktpreise (schwarz, durchgezogen), und eines Preispremium (blau, gestrichelt) für Solarstrom auf den Anstieg des Stromtarifs, sowie den kumulierten Effekt (blau durchgezogen). Der kumulierte Effekt ist erst ab einem 70%-KO Einspeisetarif positiv. Das heisst, erst ab einem Einspeisetarif in Höhe von 70% des Stromtarifs für Endkunden würde es zu einem Anstieg des Stromtarifs für alle Endkunden kommen. Im 70%-KO Einspeisetarif beträgt der Preisanstieg 0.2 Rp./kWh. Da die Einmalvergütung in den KO Einspeisetarif Szenarien in 2025 ausläuft, könnte die bisherige Finanzierung der Einmalvergütung diesen Preisanstieg abdecken. In 2019 standen 0.55 Rp./kWh für die Einmalvergütung zur Verfügung. Wenn diese verfügbare Finanzierung auch zur Deckung der Kosten des Einspeisetarifes genutzt werden könnten, würden die Stromtarife schlussendlich im 70%-KO Einspeisetarif Szenario nicht ansteigen.

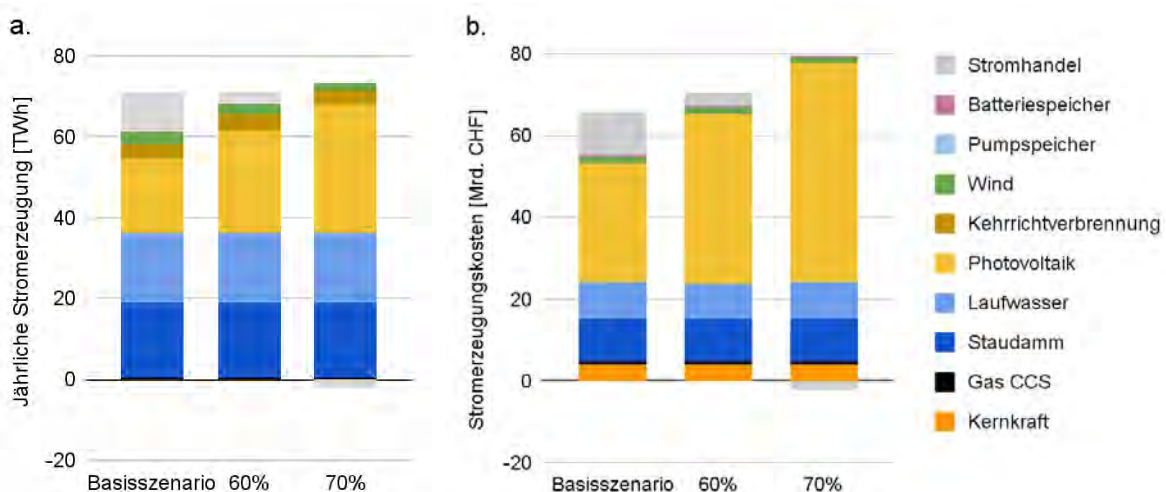


**Abbildung 11:** a. Effekt von Solarstrom-Premium auf entstehende Mehrkosten für Verteilnetzbetreiber

PV Investitionen und damit einhergehend unterschiedliche Menge an Solarstrom haben einen Einfluss auf das gesamte Stromsystem. Abbildung 12a. vergleicht die Stromerzeugung in 2040 im Basisszenario mit den 60% und 70%-KO Einspeisetarif Szenarien. Während die Stromerzeugung aus Wasserkraft und Biomasse in den drei Szenarien gleich ist, steigt die Solarstromerzeugung in den beiden KO Einspeisetarif Szenario deutlich an. Die Stromerzeugung aus Windkraft, hingegen, nimmt mit mehr

Solarstrom ab. So wird im Basisszenario noch 2.9 TWh Strom von Windkraftanlagen erzeugt, im 60%-KO Einspeisetarif Szenario nur noch 2.6 TWh, und im 70% Szenario 1.8 TWh. Während im Basisszenario und im 60%-KO Einspeisetarif Szenario der zusätzliche Solarstrom nicht ausreicht um eine ausgeglichene Handelsbilanz über das Jahr zu erreichen und anstatt 10 TWh und 3.3 TWh Strom importieren muss, wird die Schweiz im 70%-Tarif Szenario zum Netto-Exporteur, mit 2 TWh jährlichen Nettoexporten.

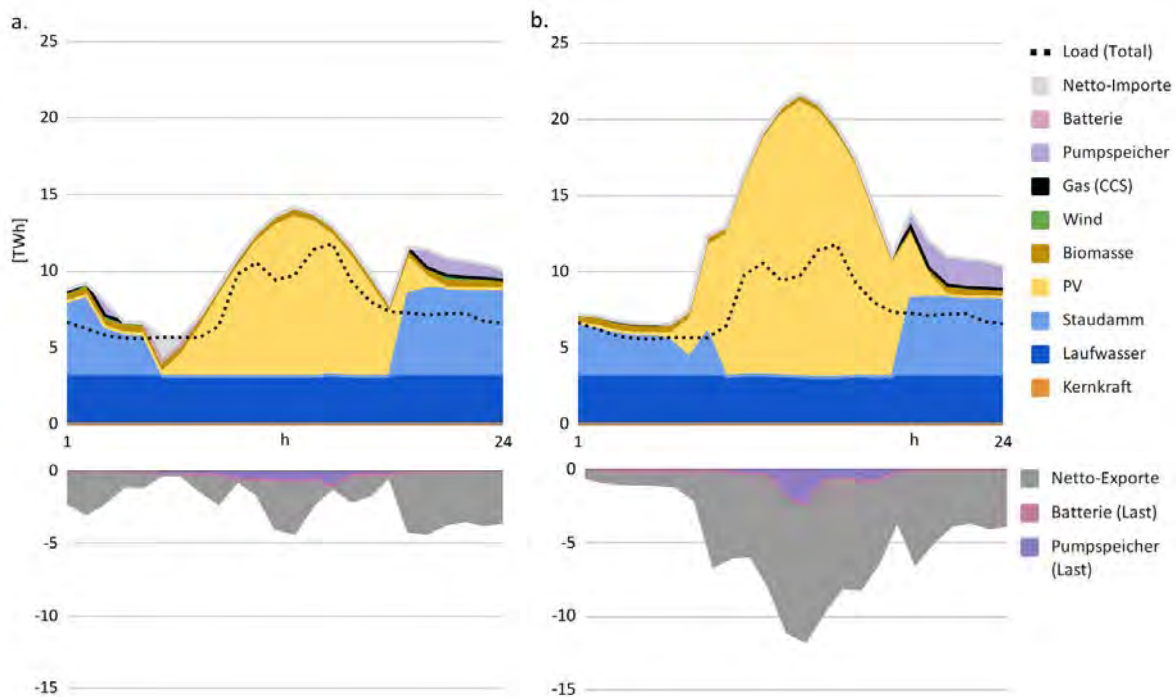
Abbildung 12b. vergleicht die Gesamtkosten der Stromerzeugung bis 2040 im Basisszenario mit den 60% und 70%-KO Einspeisetarif Szenarien. Es fällt auf, dass die Kosten für die zusätzlichen PV Investitionen höher als die eingesparten Kosten aufgrund geringerer Investitionen in Windkraftanlagen und weniger Stromimporte sind. So steigen die Stromerzeugungskosten bis 2040 auf CHF 86.2 Mrd. im 70%-KO Einspeisetarif Szenario – im Vergleich zu den CHF 78.8 Mrd. im 60%-Tarif Szenario und CHF 68.7 Mrd. im Basisszenario. Auf das Jahr gerechnet entstehen dadurch Mehrkosten in Höhe von CHF 875 Mio. pro Jahr im 70%-KO Einspeisetarif Szenario und CHF 532 Mio. im 60%-KO Einspeisetarif. Diese Kosten werden vorwiegend von Investoren in PV Anlagen getragen. Die Stromerzeugungskosten setzen sich zusammen aus Investitionskosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Brennstoffe, und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise. Kosten von Investition in 2040 werden vollständig auf das jeweilige Investitionsjahr angerechnet. Obwohl wir den Effekt auf die Schweizerische Volkswirtschaft nicht weiter analysieren, muss darauf hingewiesen werden, dass die 60% und 70%-KO Einspeisetarif Szenarien zu Kosten führen, die vorwiegend eine inländische Wertschöpfung aufweisen. So fällt ein Grossteil der Gesamtkosten von PV Anlagen auf die Installations- und Instandhaltungskosten und weniger auf die Einkaufspreise von Solarmodule. Ausgaben für den Stromhandel fließen hingegen ohne eine inländische Wertschöpfung ins Ausland ab.



**Abbildung 12:** Vergleich Basisszenario mit 60%- und 70%-Tarif Szenarien für **a.** die jährliche Stromerzeugung in 2040 und **b.** die Stromerzeugungskosten bis 2040

Die Integration von den Investitionen in PV Anlagen können in allen Szenarien in das Übertragungsnetz integriert werden. Aggregiert auf Landesebene kann der überschüssige Strom exportiert werden und von Pumpspeicherkraftwerken verwertet werden um die Reservoirs aufzufüllen. Abbildung 13 zeigt die stündliche Stromerzeugung für einen beispielhaften Sommertag im Basisszenario und mit einem 70%-KO Einspeisetarif. Aufgrund der höheren PV Investitionen wird im 70%-KO Einspeisetarif deutlich mehr Solarstrom

erzeugt und die Gesamtstromerzeugung in den Mittagsstunden ist fast doppelt so hoch wie die Stromnachfrage. Auch die Exporte steigen deutlich an. Die entstehenden Lastflüsse können von dem Übertragungsnetz zum grössten Teil bewältigt werden, es müssen jedoch auch 1.6 TWh mehr abgeregelt werden als im Basisszenario. Im 100%-KO Einspeisetarif beträgt die Abregelung schon 4.4 TWh.



**Abbildung 13:** Stündliche Stromerzeugung für einen Sommertag im **a.** Basisszenario und mit **b.** 70%-KO Einspeisetarif

Problematisch bleiben in allen Szenarien die hohen Nettoexporte im Winter. Diese können von 13.9 TWh im Basisszenario auf 11.9 TWh im 60%-KO Einspeisetarif Szenario und 10.3 TWh im 70%-KO Einspeisetarif Szenario reduziert werden. Es ist ersichtlich, dass aufgrund der Investitionen in PV-Anlagen die Abhängigkeit von Importen aus dem Ausland im Winter reduziert werden können, die verbleibenden Importe dennoch im Vergleich zu heute ([rund 1.8 TWh Nettoexporte im Winterhalbjahr 2020/21 und 7.8 TWh im Winter 2021/2022](#)) sehr hoch sind. Um Winterimporte weiter zu reduzieren sind Massnahmen notwendig, die über einen generellen Einspeisetarif für PV Anlagen hinausgehen. Möglichkeiten hierfür sind, zum Beispiel, die [Erhöhung der Staumauer](#) (um Stromerzeugung aus der Wasserkraft vom Sommer- auf das Winterhalbjahr zu verschieben), eine [Wasserkraftreserve](#), und [alpine PV-Anlagen, die im Vergleich zu klassischen Anlagen im Winterhalbjahr deutlich mehr Strom generieren](#). Dies liegt insbesondere daran, dass in hohen Lagen weniger Nebel liegt, der Wirkungsgrad bei tiefen Temperaturen höher ist, und das Sonnenlicht von der Schneedecke reflektiert wird. Wenn Gaskraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung einen substantiellen Beitrag zur inländischen Winterstromproduktion leisten sollen, muss die Frage geklärt werden, wie und wo CO<sub>2</sub> in der Schweiz gespeichert oder alternativ ins Ausland transportiert werden kann.

## Kapitel 5: Diskussion

In diesem Bericht haben wir die Auswirkungen eines kundenorientierten (KO) Einspeisetarif untersucht, welcher eingespeisten Solarstrom in Höhe eines bestimmten Prozentsatzes des Stromtarifs für Endkunden vergütet. Dieser KO Einspeisetarif ist eine Alternative zu der aktuellen Förderung, welche sich aus einem Einspeisetarif in Höhe der Strombeschaffungskosten der Verteilnetzbetreiber und einer Einmalvergütung zusammensetzt.

In unseren Szenarien wird der im Rahmen der Revision des Energiegesetzes vorgeschlagenen Zielwert von 17 TWh/a erneuerbare Stromerzeugung bis 2035 knapp verfehlt. Ein Wegfall der Einmalvergütung vor 2035 ohne Anpassung des Einspeisetarifes würde den Zubau stark bremsen.

KO Einspeisetarife mit einer Vergütung über 50% des Stromtarifs für Endkunden können die vom Bundesrat vorgeschlagenen Zielwerte erreichen und weit darüber hinausgehen. Hohe Einspeisetarife können jedoch zu Kosten für Verteilnetzbetreiber führen, welche schlussendlich auf die Endkunden über den Stromtarif umgewälzt werden. Daher muss ein guter Kompromiss gefunden werden zwischen einer Anreizsetzung für PV Anlagen und der Vermeidung eines Anstiegs der Stromtarife für Endkunden. Es ist noch wichtig zu verstehen, dass in den KO Szenarien die Einmalvergütung in 2025 ausläuft. Sollten diese beibehalten werden, könnte schon ein geringerer Einspeisetarif die Zielwerte erreichen.

Ein KO Einspeisetarif von 70% des Stromtarifs ergibt in unseren Szenarien solch einen Kompromiss. Durch eine deutliche Beschleunigung des PV Zubaus kann die Schweiz eine ausgeglichene Stromhandelsbilanz über das Jahr bis 2040 beibehalten. Der Stromtarif für Endkunden würde um knapp 2 Rp./kWh ansteigen. Ob das von der Bevölkerung akzeptiert werden würde ist unklar. Eine [Umfrage der SES](#) zeigt auf, dass knapp 80 % der Befragten bereit wären für eine Beschleunigung des Ausbaus einheimischer erneuerbaren Stromproduktion mehr zu bezahlen. Sollten die Kosten für Verteilnetzbetreiber über eine Abgabe wie den Netzzuschlag finanziert werden, könnte dies auch problematisch für besonders energieintensive Industrien sein. Ob es jedoch überhaupt zu einem Anstieg der Stromtarife kommt, liegt an der Vermarktung von regionalem Solarstrom. Heute wird von vielen Verteilnetzbetreiber regionaler Solarstrom mit einer hohen Preisprämie verkauft. Würde diese Vermarktung von allen Verteilnetzbetreibern übernommen werden und sollten genügend Endkunden bereit sein den Ausbau von regionalem Solarstrom zu finanzieren, könnte ein genereller Anstieg des Stromtarifs vermieden werden.

KO-Einspeisetarife mit einer Vergütung von über 70% des Stromtarifs führen zwar zu noch mehr PV-Investitionen, weisen jedoch einen abnehmenden Grenznutzen auf. Eine Erhöhung des Einspeisetarifs von 70% auf 80% führt nicht zur gleichen zusätzlichen Menge an PV Investitionen wie noch bei einer Erhöhung von 60% auf 70%. Dadurch steigen die Mehrkosten für Verteilnetzbetreiber in Relation mit den PV-Investitionen exponentiell an.

Eine weitere Folge von einer Erhöhung des Einspeisetarifes ist, dass die Grösse von installierten PV-Anlage zunimmt. Das liegt daran, dass ein hoher Einspeisetarif den Anreiz verringert, Solarstrom selbst zu verbrauchen. Dadurch wird weniger versucht eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote zu erzielen, sondern stattdessen die gesamte Dachfläche



auszunutzen. Dass die gesamte geeignete Dachfläche und nicht nur ein Teil dessen für die Platzierung von Solarmodulen genutzt wird, kann für die Zielerreichung in 2050 entscheidend sein. So müssten bspw. 70% aller geeigneter Dachflächen mit Solarmodulen belegt werden um die Vorgabe in den Energieperspektiven 2050+ zu erreichen, also entweder alle Dachflächen zu 70% oder 70% der Dachflächen vollständig. Durch einen geringeren Anreiz zum Eigenverbrauch werden auch Lösungen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote wie Solarstromspeicher oder Lastverschiebung unprofitabler. Bis zu einem gewissen Anteil von Solarstrom, können Pumpspeicherkraftwerke die Stromspitzen in den Mittagsstunden abfangen und die gespeicherte Energie in den Abendstunden bereitzustellen. Auch Importe und Exporte stellen auf Landesebene weitere benötigte Flexibilität zur Verfügung.

Eine grosse Einschränkung dieser Studie ist es, dass wir die Auswirkungen von eingespeistem Solarstrom auf das Verteilnetz nicht analysieren. Während Verteilnetze derzeit stark überdimensioniert sind, gehen wir davon aus, dass die Mittagsspitzen ab 2030 ohne zusätzliche Flexibilität schon im Basisszenario zu ersten Problemen führen können. Zusätzliche Flexibilitätsoptionen, wie bspw. die Steuerung der Lade- und Entladevorgänge von Elektrofahrzeugen, und ein geeigneter regulatorischer Rahmen werden dann notwendig. So können zeitvariable Stromtarife ein geeignetes Signal für eine Verschiebung der Ladevorgänge sein. Eingespeister Solarstrom könnte dann sogar das Verteilnetz entlasten. Wir gehen daher auch nicht näher auf die Netznutzungskosten ein und inwiefern eingespeister Solarstrom die Netzkosten für Verteilnetzbetreiber beeinflusst. Wir gehen davon aus, dass Solarstromeinspeisung die Kosten, die von den vorherigen Netzebenen auf den Verteilnetzbetreiber umgewälzt werden, nicht oder nur in sehr geringem Umfang beeinflusst (siehe Anhang 2).

## Anhang 1: Beispiele Stromtarife

### Beispiel 1: [BKW \(<50.000 kWh\)](#)

| In Rp./kWh, inkl. MwSt.         | Energy Green | Energy Blue  | Energy Grey |
|---------------------------------|--------------|--------------|-------------|
| <i>Energie</i>                  | 12.62        | 9.93         | 8.85        |
| <i>Netznutzung</i>              | 9.28         | 9.28         | 9.28        |
| <i>Systemdienstleistungen</i>   | 0.17         | 0.17         | 0.17        |
| <i>Gesetzliche Förderabgabe</i> | 2.48         | 2.48         | 2.48        |
| <i>Zusätzliche Abgaben</i>      | 1.62         | 1.62         | 1.62        |
| <b>Gesamt</b>                   | <b>26.16</b> | <b>23.48</b> | <b>22.4</b> |

### Beispiel 2: [EWZ \(Privatkunden <50'000 kWh\)](#)

| In Rp./kWh, inkl. MwSt.                            | pronatur     | natur        | econatur     |
|--|--------------|--------------|--------------|
| <i>Energie</i>                                     | 11.95        | 9.37         | 9.05         |
| <i>Netznutzung</i>                                 | 12.92        | 12.92        | 12.92        |
| <i>Systemdienstleistungen</i>                      | 1.99         | 1.99         | 1.99         |
| <i>Gesetzliche Förderabgabe /<br/>Netzzuschlag</i> | 2.48         | 2.48         | 2.48         |
| <i>Rückvergütung</i>                               | -1.83        | 0            | 0            |
| <b>Gesamt</b>                                      | <b>27.51</b> | <b>26.76</b> | <b>26.44</b> |

### Beispiel 3: [Infra Zürich](#)

| In Rp./kWh, inkl. MwSt.   | erneuerbar  | ökologisch   | regiosolar   | nuklear     |
|---|-------------|--------------|--------------|-------------|
| <i>Energie</i>  | 9.42        | 11.36        | 19.87        | 9.32        |
| <i>Netznutzung</i>  | 9.48        | 9.48         | 9.48         | 9.48        |
| <i>Systemdienstleistungen</i>   | 0           | 0            | 0            | 0           |
| <i>Gesetzliche Förderabgabe /<br/>Netzzuschlag</i>                          | 2.48        | 2.48         | 2.48         | 2.48        |
| <i>Zusätzliche Abgaben - Konzession<br/>Gemeinde / Abgabe Ökologiefonds</i> | 0.32        | 0.32         | 0.32         | 0.32        |
| <b>Gesamt (exkl. Grundgebühr und<br/>Flexibilität)</b>                      | <b>21.7</b> | <b>23.64</b> | <b>32.15</b> | <b>21.6</b> |

## Anhang 2: Einfluss Solarstromeinspeisung auf Netzkosten der Verteilnetzbetreiber

Die Netzkosten von Verteilnetzbetreibern setzen sich zusammen aus (i) den Kosten für die Instandhaltung des eigenen Netzes und (ii) den Kosten, die von einer höheren Netzebene (z.B. Netzebene 5) auf die eigene Netzebene umgewälzt werden.

Zu (i): In der Schweiz sind die meisten Verteilnetze derzeit stark überdimensioniert. Solarstrom erhöht daher die Kosten der Verteilnetze nicht oder nur selten und kann im Hinblick auf die kommende Elektrifizierung vor allem vom Transportsektor das Verteilnetz sogar entlasten (wenn Ladevorgänge in Stunden mit hoher PV Einspeisung verschoben werden).

Zu (ii): Generell werden die Kosten der höheren Netzebenen auf die Endkunden der niedrigeren Netzebenen umgewälzt. Die Kostenzuweisung hierbei ergibt sich zu 30% aus der Bruttoenergie und zu 70% aus der Nettoleistung (vgl. Art. 16 Abs. 1 StromVV). Hierbei sind Bruttoenergie und Nettoleistung wie folgt definiert:

- ❖ **Bruttoenergie:** Bruttoenergieverbrauch der Endverbraucher einer Netzebene und der nachgelagerten Netzebenen. Summe der Jahresenergie, die in allen nachgelagerten Netzebenen N+i an Endverbraucher abgegeben wird («Bruttoenergie»).
- ❖ **Nettoleistung:** Bei den Leistungswerten, die der Zuweisung der Netzkosten an die Kostenträger zugrunde liegen, handelt es sich um die gemessene (bzw. bei fehlender Messung um die berechnete) Nettoleistung an den Netzübergabestellen. Die Nettoleistung als Grundlage zum Umwälzen der Kosten ergibt sich als Mittelwert über die zwölf Monatsmaxima (Art. 16 Abs. 1 b StromVV). Den jeweiligen Monatsmaxima liegen die Leistungsspitze aller Endverbraucher einer Netzebene einerseits sowie die Leistungsspitze der nachgelagerten Netzebene andererseits zugrunde.

Das heisst wenn ein Endkunden eines Verteilnetzbetreiber der Netzebene 7 für 10% der Bruttoenergie und 20% der Nettoleistung verantwortlich sind, werden die Kosten der übergeordneten Netzebene zu  $30\% \cdot 10\% + 70\% \cdot 20\% = 17\%$  auf diesen Verteilnetzbetreiber umgewälzt.

Wie wirkt sich nun Solarstrom auf diese Kostenumwälzung aus? Zunächst zum Bruttoenergieverbrauch. Dieser wird durch den *Eigenverbrauch* von Solarstrom reduziert. Eigenverbrauch reduziert also die die Bruttoenergie eines Verteilnetzes und dadurch die Kosten die auf dessen Betreiber umgewälzt werden können. Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs würden also die Bruttoenergie und den umwälzbaren Betrag auch weiter reduzieren. Überschüssige *Solarstromspeisung* in das Netz hingegen reduziert die Bruttoenergie nicht und hat dadurch keinen Einfluss auf die umwälzbaren Kosten. Generell haben Erzeugungs- und Speichereinheiten welche vor dem Strommesser installiert werden (also nicht Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauches, da diese hinter dem Strommesser installiert werden) auf der gleichen Netzebene keinen Einfluss auf die Bruttoenergie. Die Nettoleistung ergibt sich als Mittelwert über die zwölf Monatsmaxima. Daher ist es unklar, ob schwankende PV Einspeisung diesen Wert reduziert. Wenn das bisherige Monatsmaximum auf einen stark bewölkten Tag fällt, reduziert Solarstrom die Nettoleistung nicht. Vermutlich reduziert Solarstrom die Nettoleistung in geringem Umfang.

Es kann daraus geschlossen werden, dass Solarstrom die unwälzbaren Kosten für einen Verteilnetzbetreiber nur in sehr geringem Umfang reduziert. Das heisst, der Verteilnetzbetreiber muss die (fast) gleichen Kosten an die vorherigen Netzebenen abrichten wie in dem Fall ohne Solarstrom. Wir nehmen daher in dieser Studie an, dass die Einspeisung von Solarstrom die Netzkosten von Verteilnetzbetreibern nicht beeinflusst.