

Synopse Photovoltaik Gesetzgebung

Auswirkungen des Mantelerlasses zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbarer Energie auf die Rentabilität von PV-Anlagen

Zuhanden: Schweizerische Energie-Stiftung (SES), Swissolar

Version: 1.3

Autoren: Stefan Liechti, Tanja Schöni

Energie Zukunft Schweiz AG, 25. November 2021

Ver-	Ausgabedatum	Status	Bemerkungen
1.0	29.10.2021	Fertig	Keine
1.1	30.10.2021	Fertig	Keine
1.2	10.11.2021	Fertig	Keine
1.3	25.11.2021	Fertig	Integration Steuerabzüge

Abkürzungsverzeichnis

Übersicht der im Bericht verwendeten Abkürzungen.

EFH	Einfamilienhäuser
EnG	Energiegesetz vom 30. September 2016 (SR 730.0, Stand am 1. Januar 2021)
EnV	Energieverordnung vom 1. November 2017 (SR 730.01, Stand am 1. Januar 2021)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZS	Energie Zukunft Schweiz
HKN	Herkunftsnachweis
IRR	Interne Rendite
MFH	Mehrfamilienhäuser
PV	Photovoltaik
StromVG	Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (SR 734.7, Stand am 1. Juni 2019)
StromVV	Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (SR 734.71, Stand am 1. Januar 2021)
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Inhalt

EXECUTIVE SUMMARY	4
1. EINLEITUNG	5
2. ELEMENTE IM MANTELERLASS MIT MASSGEBLICHEM EINFLUSS AUF DIE RENDITE VON PV-ANLAGEN.....	6
3. METHODIK DER MODELLIERUNG	8
3.1 WAHL DER SEGMENTE	8
3.2 ANNAHMEN DES BERECHNUNGSMODELLS	10
4. MODELLBERECHNUNGEN FÜR VERSCHIEDENE SZENARIEN UND SEGMENTE ...	12
4.1 TYPISCHE RENDITEN VON PV-ANLAGEN IM MOMENTANEN MARKTUMFELD	12
4.2 TYPISCHE RENDITEN VON PV-ANLAGEN GEMÄSS VERORDNUNG	14
4.2.1 Einfamilienhaus	14
4.2.2 Mehrfamilienhaus	14
4.3 TYPISCHE RENDITEN VON PV-ANLAGEN BEI ANPASSUNG DES EINSPEISETARIFS	16
4.3.1 Einfamilienhaus	16
4.3.2 Mehrfamilienhaus	17
4.4 TYPISCHE RENDITEN VON PV-ANLAGEN BEI EINER HÖHEREN LEISTUNGSKOMPONENTE IN DER NETZTARIFIERUNG	18
4.4.1 Einfamilienhaus	18
4.4.2 Mehrfamilienhaus	18
4.4.3 Sensitivitätsanalyse: Rendite in Abhängigkeit des Anteils der Leistungskomponente	19
4.4.4 Aktives Lastmanagement	20
4.5 ERWARTETER EINFLUSS DER KUMULIERTEN EFFEKTE DES MANTELERLASSES AUF DIE RENDITEN VON PV-ANLAGEN	21
4.5.1 Einfamilienhaus	21
4.5.2 Mehrfamilienhaus	22
4.5.3 Sensitivitätsanalyse: Rendite in Abhängigkeit des Anteils der Leistungskomponente	22
5. FAZIT UND EMPFEHLUNG	24

Executive Summary

Im Sommer 2021 hat der Bundesrat eine Vorlage zur Revision des Energie- und Stromversorgungsgesetzes, den sogenannten Mantelerlass, verabschiedet. Obwohl sich der Bund mit der Energiestrategie 2050 unter anderem deutliche Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien aus Photovoltaik-Anlagen gesetzt hat, wird deren Ausbau durch die Revision voraussichtlich verzögert. Anhand dieses Berichts sollen die Auswirkungen der im Mantelerlass skizzierten Änderungen veranschaulicht werden. In einem von der Energie Zukunft Schweiz AG entwickelten Berechnungsmodell können einzelne Komponenten der neuen Gesetzgebung abgebildet und deren Auswirkungen auf die Rentabilität von Beispielanlagen in unterschiedlichen Szenarien illustriert werden.

Im Modell werden die Auswirkungen für Anlagen in den Segmenten Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser berechnet. Die beiden Segmente vereinten 2020 mehr als 40 % der installierten PV-Leistung auf sich und gehören auch zu den wichtigsten Segmenten für die Energieperspektive 2050+. Das Modell zeigt, dass der Mantelerlass für die Besitzer:innen und Projektant:innen von PV-Anlagen eine Verschlechterung der Rahmenbedingungen hervorbringt. Die Rentabilität von PV-Anlagen in den modellierten Segmenten verschlechtert sich. Sowohl die Einführung eines marktpreisbasierten Ansatzes für Einspeisetarife, als auch eine neue Netztarifierung mit höherer Leistungskomponente wirken sich negativ auf die Amortisationsdauer und Rentabilität aus. Werden die Anpassungen ins Gesetz übernommen, hätte dies einen verzögernden Effekt auf den Ausbau der PV-Stromproduktion. Projekte, welche unter der aktuellen Gesetzgebung knapp rentabel realisierbar waren, weisen nun eine negative Rendite auf und werden eher nicht realisiert.

PV-Anlagen mit Spitzenleistungen kleiner 100 kWp sind zentral für die Erreichung der Ausbauziele, wie sie in der Energiestrategie 2050 vorgesehen sind. 84 % der gesamten Solarstromproduktion soll gemäss Energieperspektiven aus Anlagen bis 100 kWp stammen. Der Bundesrat kann die angestrebten Ziele mit dem gut gemeinten Mantelerlass nicht erreichen, sondern bewirkt leider das Gegenteil.

Bei der Festlegung des Verhältnisses zwischen Arbeits- und Leistungskomponente sollten die Interessen des PV-Ausbaus gegenüber der Verbesserung der verursachergerechten Zuweisung der Netzkosten abgewogen werden. Die Renditen von PV-Anlagen sind stark vom Verhältnis der Arbeits- und Leistungskomponenten abhängig.

1. Einleitung

Der Bundesrat hat an seiner Sitzung vom 18. Juni 2021 das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verabschiedet. Mit der Vorlage, die eine Revision des Energiegesetzes (EnG) und des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) beinhaltet, will der Bundesrat die Versorgungssicherheit der Schweiz stärken. Dies soll durch eine Sicherstellung der Stromversorgung im Winter, den Ausbau von einheimischen erneuerbaren Energien und einer besseren Flexibilisierung von Netz, Produktion und Verbrauch gelingen.

Der neue Mantelerlass, welcher die Änderungen im EnG und StromVG enthält, kann unter anderem auch eine Verschlechterung der Rentabilität von PV-Anlagen kleinerer Grösse bedeuten. Der Bundesrat schlägt im Mantelerlass unter anderem vor, den Einspeisetarif für Solarstrom auf den „Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung“ zu setzen (Art. 15 Abs. 3a EnG). Hinzu kommt der vorgeschlagene Wechsel in der Tarifierungsvorgabe hin zu einem mehrheitlich leistungsbasierten Berechnungsmodell. Der angepasste Tarifierungsgrundsatz kann, abhängig von der Spezifizierung auf der Verordnungsstufe (Art. 18 Abs. 3 StromVV), einen starken Einfluss auf die Rentabilität von PV-Anlagen haben. Zudem geschehen die Anpassungen gekoppelt mit einer allfälligen Marktöffnung. Die Liberalisierung des Marktes stellt eine Incentivierung für Energieversorgungsunternehmen (EVU) dar, möglichst viele Aufwände den Netzkosten zuzurechnen und damit die Auswirkungen der Tarifänderung weiter zu verstärken.

Die Energie Zukunft Schweiz (EZS) hat anhand eines eigenen Berechnungsmodells eine Gegenüberstellung des aktuellen Stands der Gesetzgebung (inkl. Pa.Iv. Girod) und des geplanten Mantelerlasses modelliert. Der Fokus liegt dabei auf den Auswirkungen der verschiedenen Komponenten im Mantelerlass auf die Rentabilität von PV-Anlagen mit Spitzenleistungen kleiner als 100 kWp.

2. Elemente im Mantelerlass mit massgeblichem Einfluss auf die Rendite von PV-Anlagen

Zwei zentrale Elemente aus dem Mantelerlass haben potenziell einen massgeblichen Einfluss auf die Rentabilität von kleineren PV-Anlagen.

Anpassung des Einspeisetarifs

Die im EnG vorgeschlagene Änderung, den Einspeisetarif auf den «Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung» zu setzen (Art. 15 Abs. 3&4 EnG), bedeutet im heutigen Marktumfeld¹ eine Reduktion der Einspeisetarife. Liegt der Marktpreis tiefer als der momentane Einspeisetarif der EVU, würde dies Auswirkungen auf die Rentabilität von PV-Anlagen haben, die den Strom nicht vollständig für den Eigenverbrauch erzeugen.

«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.» (S. 60)²

Höhere Leistungskomponente in der Netztarifierung

Neben dem Vorschlag für einen neuen geltenden Einspeisetarif für PV-Anlagen, soll andererseits der Tarifgrundsatz der Netznutzung geändert werden. Die Netztarifierung soll so angepasst werden, dass die Leistungskomponente anstatt der Arbeitskomponente stärker ins Gewicht fällt bei der Berechnung der Netzgebühren. Mit dieser Änderung, welche konkret die StromVV betrifft (Art. 18 Abs. 3), sollen EVU ihre Netztarifierung flexibler und basierend auf den Netzbelastungsmustern 'verursachergerechter' gestalten können.

«So sollte auf Verordnungsstufe aus netzökonomischer Sicht nach Vorbild der Vernehmlassungsvorlage etwa konkretisiert werden, dass auch schon im Basistarif eine höhere Leistungskomponente (Fr./kW) beziehungsweise höhere Grundkomponenten (Fr./Anschluss) zulässig sind. [...] Bei den möglichen Anpassungen soll spezifisch Rücksicht auf Eigenverbrauchslösungen genommen werden. Sie profitieren bei hohen Arbeitskomponenten durch den verminderten Bezug aus dem Netz (der eine Folge des Eigenverbrauchs ist) generell stärker von Einsparungen bei den Netznutzungsentgelten, dies allerdings zulasten der übrigen Netznutzerinnen und Netznutzer im Netzgebiet. Aus Gründen einer verbesserten Verursachergerechtigkeit ist es deshalb angezeigt, auch bei Eigenverbrauchern höhere Leistungs- und/oder Grundkomponenten zu erlauben.» (S. 48)³

Eigentümer:innen von PV-Anlagen profitieren unter der momentanen Regelung von tieferen Netzkosten, da sie durch Eigenverbrauch weniger Strom (Fr./kWh) vom Netz beziehen. Beruhen nun die

¹ Zurzeit sind die gehandelten Strompreise vergleichsweise hoch (ca. 64 CHF/MWh, Referenz-Marktpreis für PV vom BFE, 12.07.21) und werden im nächsten Jahr voraussichtlich weiter steigen (ca. 79 CHF/MWh, stündliche Preiskurve Strombörse gewichtet nach PV-Einspeiseprofil). In den folgenden Jahren werden sich diese aber voraussichtlich wieder auf 57 CHF/MWh senken.

² Vgl. Schweizerische Bundesrat: Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, in: Medienmitteilungen, 2021, <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84018.html> (abgerufen am 20.10.2021)

³ Vgl. Schweizerische Bundesrat: Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, in: Medienmitteilungen, 2021, <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84018.html> (abgerufen am 20.10.2021)

Netzkosten neu auf einer höheren Leistungskomponente (Fr./kW), würden ihre Kosten steigen. Mit steigendem Anteil der Leistungskomponente sinkt im Gegenzug der Anteil der Arbeitskomponente. Damit sinkt der substituierbare Energietarif, welcher durch direkten Verbrauch der eigenen Stromproduktion eingespart wird. Als Folge verzögert sich die Amortisation der PV-Anlage.

Beide Elemente können die Rendite von PV-Anlagen massgeblich beeinflussen, da sie sich direkt auf deren Wirtschaftlichkeit auswirken. Dies wäre hinderlich für die Erreichung der Energiestrategie 2050 und der vom Bundesrat definierten Ziele, welche den Ausbau von Solaranlagen vorsieht.

3. Methodik der Modellierung

Die Modellierung von EZS veranschaulicht die Veränderungen in der Rentabilität von zwei realen Solarstromanlagen vor und nach der Gesetzesänderung durch den Mantelerlass. Die beiden Solarstromanlagen stehen repräsentativ für die Segmente Einfamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH). Das erstellte Modell simuliert die Energieproduktion und die damit verbundenen Geldflüsse über den Lebenszyklus einer PV-Anlage. Dabei werden die Parameter Einspeisetarif und Tarifgrundsatz (prozentualer Anteil Arbeits- und Leistungskomponente) so verändert, dass sie die Anpassungen in der Gesetzgebung widerspiegeln. Somit können die Auswirkungen der Gesetzgebung, wie sie im Mantelerlass skizziert sind, auf die Rentabilität von kleinen PV-Anlagen aufgezeigt werden (siehe Kapitel 4).

3.1 Wahl der Segmente

In dem Modell wurden nur die beiden Segmente EFH und MFH berücksichtigt. Die getroffenen Annahmen für die beiden Segmente sind in Tabelle 1 zusammengefasst. EFH und MFH gehören zu den wichtigsten Segmenten für die Erreichung der neu auch im EnG verankerten Ausbauziele erneuerbarer Energien der Schweiz⁴.

Tabelle 1: Übersicht der im Berechnungsmodell getroffenen Annahmen für die Segmente EFH und MFH. Dies sind Richtwerte gemäss dem Bundesamt für Energie⁵.

	EFH	MFH
Dachfläche (m²)	80	530
Anzahl Wohnungen	1	30
Anlagengrösse (kWp)	9.8	40
Jährlicher Strombedarf der Liegenschaft (kWh/a)	4'000	90'000
Eigenverbrauchsgrad	30 %	55 %

Anlagen auf Einfamilienhäusern (EFH)

Solarstromanlagen (Kategorie 4-20 kWp) machen gemäss den Energieperspektiven 2050+ des Bundes den grössten Anteil am totalen Solarstromertrag der Schweiz aus. Es kann angenommen werden, dass auch zukünftig kleinere Photovoltaikanlagen mit zwischen 4-20 kWp am häufigsten realisiert werden und weiterhin einen grossen Anteil am schweizerischen Solarstrom ausmachen. Einfamilienhäuser gehören zu dieser Klasse von Solarstromanlagen. Im Modell wurde eine Anlage der Grösse 9.8 kWp gewählt, welches dem Durchschnitt des Segments entspricht.⁵

⁴ Vgl. Schweizerische Bundesrat: Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, in: Medienmitteilungen, 2021, <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84018.html> (abgerufen am 20.10.2021).

⁵ Vgl. Bundesamt für Energie BFE: Statistik Sonnenenergie. Referenzjahr 2020, 2021, <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/suche?keywords=395> (abgerufen am 21.10.2021).



Abbildung 1: Beispiel einer installierten PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus mit ca. 10 kWp.

Anlagen auf Mehrfamilienhäusern (MFH)

Solarstromanlagen in der Grösse von 30-50 kWp machen gemäss den Energieperspektiven des Bundes den zweitgrössten Anteil am totalen Solarstromertrag der Schweiz aus. In dieser Grössenklasse ist in den nächsten Jahren mit einer grossen Skalierung zu rechnen. Oft werden Anlagen in dieser Grössenklasse auf Mehrfamilienhäusern installiert. MFH haben tendenziell einen höheren Eigenverbrauchsgrad und darauf erstellte Anlagen sind häufig wirtschaftlich. Sie repräsentieren die drittstärkste Kategorie bezüglich installierter Leistung und sind das Segment mit den zweitmeisten installierten Anlagen. Das Segment MFH ohne einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) wurde prioritär modelliert, da unter neu errichteten PV-Anlagen rund 70-80 % ohne ZEV konzipiert sind.



Abbildung 2: Abbildung einer installierten PV-Anlage auf einem Mehrfamilienhaus mit ca. 40 kWp.

Erweiterung des Modells für Anlagen auf MFH mit ZEV

Im Modell wurde das Segment MFH mit ZEV nicht abgebildet, zukünftig soll es jedoch um dieses dritte Segment erweitert werden. Eine Priorisierung der MFH ohne ZEV hat sich aus den folgenden beiden Gründen ergeben. Erstens hat eine Bestandesaufnahme von Swissolar zur Verbreitung von ZEV in der Westschweiz ergeben, dass rund 20 % der Anlagen mit einem ZEV, respektive einem VNB-Praxismodell umgesetzt wurden. Diese Erkenntnis wird von Erfahrungswerten der EZS (Anteil ZEV < 30 %) aus der deutschsprachigen Schweiz gestützt. Damit stellen Anlagen ohne ZEV die Mehrheit der Anlagen. Der Anteil an ZEV-Anlagen ist jedoch steigend.

Zudem spricht die klare Systemgrenze des Modells für die Priorisierung des Segments MFH ohne ZEV. Die gewählte Modellierung umfasst nur die Energieströme der PV-Anlage und die damit verbundenen Kosten und Erlöse. Eine solche Systemgrenze umfasst keine Einsparung an Grundgebühren, welche durch eine Reduktion der Netzanschlusspunkte in einem ZEV erzielt wird. Diese potenzielle Einsparung hängt davon ab, ob die Netzbetreiber bei der Umsetzung der Gesetzgebung auf höhere Grundgebühren oder höhere Leistungskomponenten setzen. Der Entwurf sieht vor, dass im Basistarif eine höhere Leistungskomponente (Fr./kW) beziehungsweise höhere Grundkomponenten (Fr./Anschluss) zulässig sind (siehe Kapitel 2). Des Weiteren ist einzubeziehen, dass Betreiber von ZEV-Anlagen die Kosten für vom Netz bezogenen Strom an die Mietenden weitergeben können. Durch diesen Schutz der Betreiber könnten allfällige Mehrkosten bei den Netzgebühren an die Mieterschaft überwältigt werden. Entsprechend wird die Rendite aus Investorensicht nicht direkt beeinflusst, jedoch können die Energiebezugskosten für Mietende steigen. Um die oben erwähnten Faktoren zu berücksichtigen, müsste das bestehende Modell erweitert werden.

Mit zunehmender Verbreitung der E-Mobilität, welche besonders in grösseren MFH eine Erhöhung des Eigenverbrauchs bringt und technologischem Fortschritt bei Steuerung- und Abrechnung von ZEV-Konstrukten ist mit einer steigenden Relevanz des Segments MFH mit ZEV zu rechnen. Dazu beitragen könnten auch die im Mantelerlass vorgesehenen Erleichterungen für ZEV, wie die Benutzung von Anschlussleitungen für den Eigenverbrauch oder die Zulassung von virtuellen Messpunkten. Die Erweiterung des Modells ist geplant, um die Auswirkungen des Mantelerlasses unter der erweiterten Systemgrenze des ZEV abzubilden.

3.2 Annahmen des Berechnungsmodells

Das von EZS erstellte Berechnungsmodell basiert auf den folgenden Annahmen:

- Die Lebensdauer der PV-Anlage beträgt 30 Jahre
- Die Tariffberechnung der Einspeisevergütung basiert auf Durchschnittstarifen der zehn grössten EVU der Schweiz und beinhaltet die Vergütungen für Energie und Herkunftsnachweise, sofern diese vergütet werden (Ausnahme Kapitel 4.2 gemäss Verordnung)
- Der Einspeiseumfang umfasst die gesamte Einspeisung (Energie plus Herkunftsnachweis)
- Cash-Flow Entwicklung Investor: Ganze Investition wird vom Investor übernommen. Rückzahlung in jährlich identischen Raten. Es werden marktübliche jährliche Rückstellungen für Reparaturen und Betriebsdienstleistungen einkalkuliert.
- Das Verhältnis von Netznutzungspreisen pro kWh im Hochtarif und Niedertarif bleibt unverändert nach Anpassung der Tarife
- Im neuen Tarifierungssystem wird der Grundpreis der Leistungskomponente zugeordnet

- Das neue Verhältnis der Arbeits- und Leistungskomponente in der Auswertung beträgt 50/50 (gegenüber 70/30 in der heutigen Regulierung). In der Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss der gewählten Aufteilung detailliert untersucht.
- Die bezogene Höchstleistung pro Monat ändert sich nicht mit einer PV-Anlage. Optional kann der Einsatz eines Laststeuersystems simuliert werden.
- Für die Kalkulation des Netzentgeltreferenzsatzes (Durchschnittstarife der zehn grössten EVU) können Prosumer vernachlässigt werden, da Eigenverbraucher momentan weniger als drei Prozent des Gesamtstromabsatzes ausmachen und deswegen bei der Berechnung der Tarifgrundsätze nicht ins Gewicht fallen. Damit ist bereits abgebildet, dass Endverbraucher mit Eigenverbrauch und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (bei der Netztarifizierung) gesamthaft betrachtet nicht benachteiligen werden (Art. 14 Abs.3 Bst. f StromVG der Vorlage).
- Bei der Umstellung auf Leistungstarife werden die Kundensegmente proportional gleich belastet wie im Arbeitstarif-Szenario. Dies beruht darauf, dass im Durchschnitt die gleichen Netzkosten wie vorher bezahlt werden müssen und lediglich die Aufteilung von Leistungs- und Arbeitskomponente anders ist.
- Der im Modell verwendete Marktpreis von 5.96 Rp/kWh ist der gewichtete Durchschnitt der gehandelten Preise 2022-2026 im EU-Raum (Futures) inkl. Nordgrenzen-Zuschlag für Import in die Schweiz. Dabei wurden die gehandelten Preise mit einem 15 Minuten Standard-Einspeiseprofil PV gewichtet.
- Es gibt einige EVU, die bei grösseren Solarstromanlagen den HKN nicht mehr abnehmen. Dies wurde im Modell nicht berücksichtigt. Da der Fokus in der vorliegenden Modellierung auf kleineren PV-Anlagen liegt, ist der daraus resultierende Effekt auf die getätigten Analysen vernachlässigbar.
- Das Modell berücksichtigt einen gemittelten Wert für die erwartete Steuererleichterung, welche bei der Installation einer PV-Anlage geltend gemacht werden kann. Die Werte können je nach Kanton und Einkommen deutlich variieren.⁶

⁶ Vgl. Energie Schweiz, Besteuerung von Solarstrom-Anlagen, 2020, https://www.vese.ch/wp-content/uploads/10343-Schlussbericht_PV-Besteuerung_V09.pdf (abgerufen am 24.11.2021).

4. Modellberechnungen für verschiedene Szenarien und Segmente

In den folgenden Unterkapiteln werden die Veränderungen in der Rentabilität von PV-Anlagen anhand von zwei Beispielanlagen dargestellt. Die Spezifikationen der beiden Anlagen (siehe Kapitel 3.1) bleiben für alle modellierten Szenarien konstant. Eine Übersicht über die modellierten Szenarien und Segmente ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Übersicht über die verschiedenen Szenarien und Segmente, welche im Bericht illustriert werden. Neben dem Status-Quo und dem Mantelerlass werden die Einflüsse der Komponenten Marktpreis und Leistungstarif in separaten Szenarien noch einzeln betrachtet.

	Status-Quo: Momentanes Marktumfeld	Einspeisetarif gemäss Verordnung	Alternative „nur Marktpreis“	Alternative „nur Leistungstarif“	Mantelerlass: Kumulierte Effekte
Szenarien	EVU-Ansätze mit Arbeitstarif	Einspeisetarife gemäss Verordnung mit Arbeitstarif	Marktpreis mit Arbeitstarif	EVU-Ansätze mit Leistungstarif	Marktpreis mit Leistungstarif
Segmente	EFH / MFH	EFH / MFH	EFH / MFH	EFH / MFH	EFH / MFH

4.1 Typische Renditen von PV-Anlagen im momentanen Marktumfeld

Das erste Szenario veranschaulicht die momentane Situation, den Status-Quo. Es gelten die EVU-Ansätze (Durchschnittstarif) als Einspeisetarif und der momentane Tarifgrundsatz (mit mindestens 70 % Arbeitskomponente), wie es die geltende Gesetzgebung vorgibt. Seit 2014 werden PV-Anlagen mit einem einmaligen Investitionsbeitrag (circa 30 % der Investitionskosten), einer sogenannten Einmalvergütung, vom Bund finanziell gefördert. Kleine Anlagen mit weniger als 100 kW Leistung erhalten die „Einmalvergütung für kleine Anlagen“ (KLEIV), welche nach der Inbetriebnahme der Anlage vergütet wird. Solarstromerzeuger erhalten ausserdem, seit dem 1. Januar 2018 vertraglich geregelt auf 15 Jahre hin, eine Einspeisevergütung vom EVU zu kostenorientierten Preisen.

Die Stromnetze werden derzeit gemäss dem Ausspeisemodell finanziert, wodurch der Endverbraucher die Investitionsbeiträge für die Instandhaltung und den Netzausbau liefert. Der Betreiber einer PV-Anlage wird für eigenverbrauchten Strom von den Netzkosten befreit. Diese Einsparungen tragen zur Amortisation der PV-Anlage bei.

In der nachfolgenden Grafik werden die Amortisationskurven der modellierten PV-Anlagen im momentanen Marktumfeld dargestellt. Die Balken illustrieren den jährlichen Cash Flow an Investoren und die Gerade zeigt den kumulierten Cash Flow über die Lebensdauer von PV-Modulen (30 Jahre).

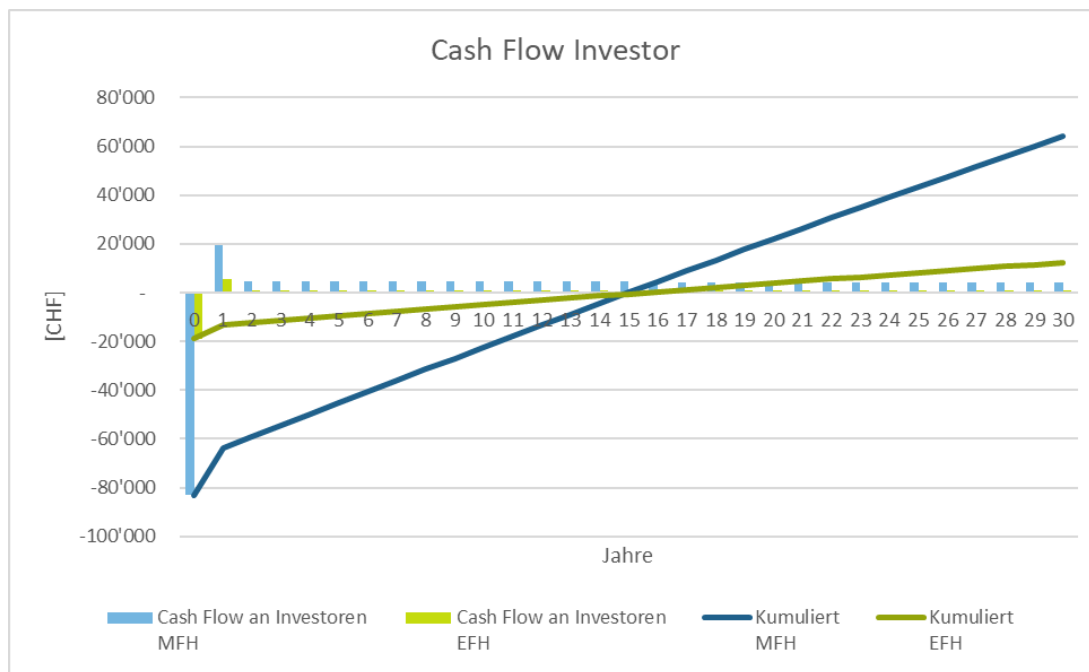


Abbildung 3: Grafik, welche die Amortisationskurven von EFH und MFH über 30 Jahre hinweg im Status-Quo Szenario zeigt. Der IRR von EFH liegt bei 4.7 % und der von MFH bei 5 %.

Abbildung 3 zeigt, dass bei einer jetzigen Investition in eine PV-Anlage nach 15 Jahren (MFH) beziehungsweise nach 16 Jahren (EFH) die Investitionskosten amortisiert sind. In den folgenden Jahren kann mit einer Solarstromanlage Gewinn erzeugt werden. Die Modellberechnungen haben für EFH eine interne Rendite (IRR) von 4.7 % und für MFH von 5 % ergeben. PV-Anlagen in beiden Segmenten sind in der momentanen Situation aufgrund ihres positiven IRR profitabel.

4.2 Typische Renditen von PV-Anlagen gemäss Verordnung

In der neuen Fassung der StromVV vom 1. Januar 2020 wird auf die geltenden Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW in der Energieverordnung (EnV) hingewiesen (StromVV Art. 4 Abs. 3). Dem Vergütungssatz der EnV vom 1. Januar 2017 soll pauschal 20 % abgezogen werden (StromVV Art. 4a Abs. a. 3). Dies ergäbe einen in der Verordnung festgelegten mittleren Einspeisetarif von 10.96 Rp/kWh für kleinere Photovoltaikanlagen. Nachfolgende Grafiken illustrieren die typischen Renditen, wenn der in der Verordnung festgelegte Einspeisetarif unter dem geltenden Arbeitstarif umgesetzt werden würde.

4.2.1 Einfamilienhaus

Dieses Szenario bedeutet im Vergleich zum Status-Quo einen Anstieg der Amortisationskurve (Abbildung 4). Die Investitionskosten sind bereits nach 15 Jahren amortisiert im Vergleich zu 16 Jahren bei Einspeisetarifen nach EVU-Ansätzen im Status-Quo. Der IRR liegt bei 5.5 %. Dies ist höher im Vergleich zum IRR von 4.7 % für EFH im Status-Quo Szenario. Für Eigentümer:innen von Einfamilienhäusern wären die in der Verordnung festgehaltenen Einspeisetarife wirtschaftlicher als die momentan von den EVU festgelegten Tarife.

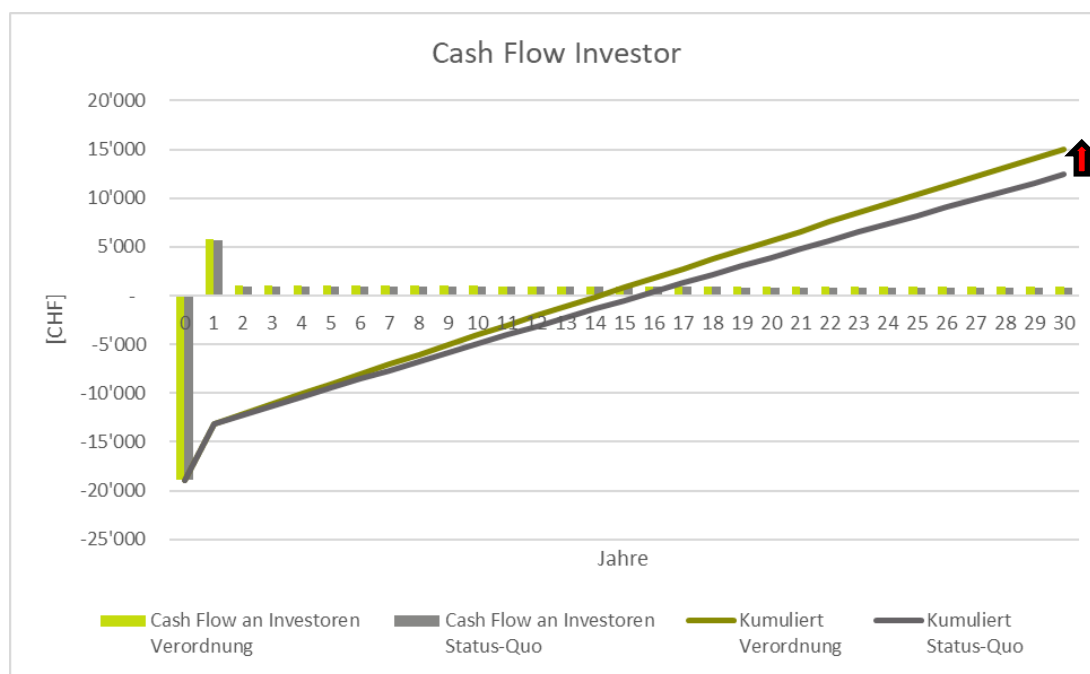


Abbildung 4: Grafik, welche die Amortisationskurven von EFH über 30 Jahre hinweg im Szenario gemäss Verordnung und im Status-Quo Szenario zeigt. Der IRR liegt bei 5.5 %.

4.2.2 Mehrfamilienhaus

Bei Mehrfamilienhäusern steigt die Amortisationskurve ebenfalls an (Abbildung 5). Bereits nach 14 statt nach 15 Jahren sind die Investitionskosten bei Einspeisetarifen gemäss der Verordnung amortisiert. Der IRR liegt bei 5.7 % für MFH, was einer hohen Rendite entspricht. Für Eigentümer:innen von Mehrfamilienhäusern wären die in der Verordnung festgehaltenen Einspeisetarife wirtschaftlicher als die momentan von den EVU festgelegten Tarife.

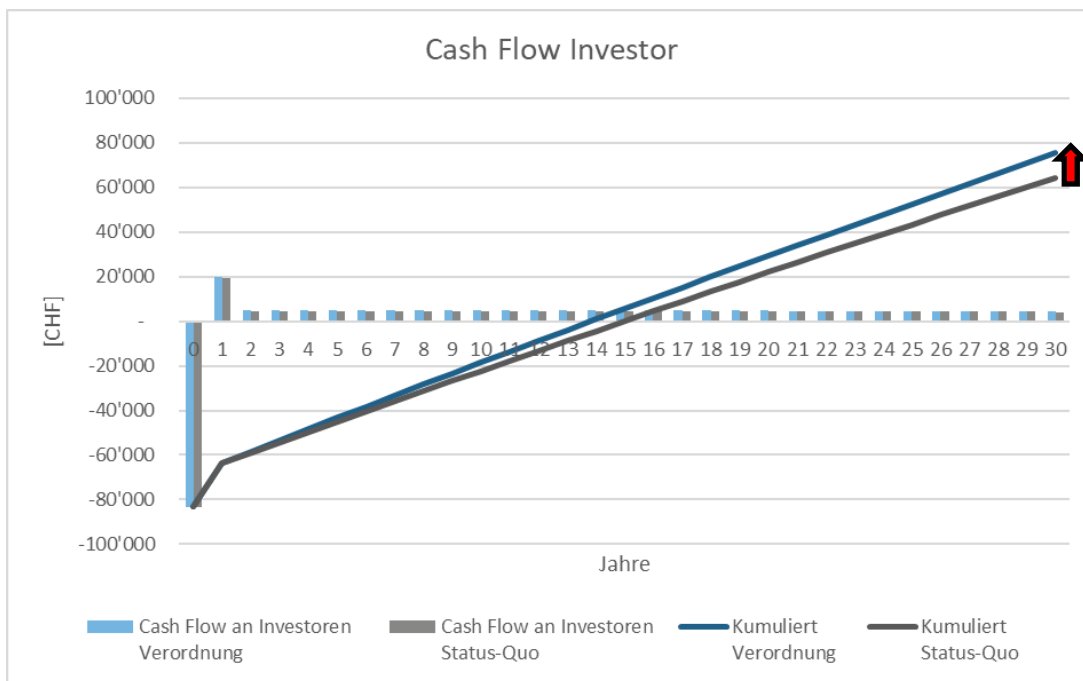


Abbildung 5: Grafik, welche die Amortisationskurven von MFH über 30 Jahre hinweg im Szenario gemäss Verordnung und im Status-Quo Szenario zeigt. Der IRR liegt bei 5.7 %.

4.3 Typische Renditen von PV-Anlagen bei Anpassung des Einspeisetarifs

In diesem Szenario wird der Effekt einer Anpassung des Einspeisetarif auf den «Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung» (Art. 15 Abs. 3&4 EnG) veranschaulicht. Statt den EVU-Ansätzen gelten die im Mantelerlass erwähnten momentanen Marktpreise als Einspeisetarif. Der Tarifgrundsatz hingegen wird auf dem momentan geltenden Arbeitstarif belassen.

4.3.1 Einfamilienhaus

Dieses Szenario bedeutet im Vergleich zum Status-Quo eine Abflachung der Amortisationskurve (Abbildung 6). Statt nach 16 Jahren, wie im Status-Quo Szenario, sind die Investitionskosten erst nach 22 Jahren amortisiert. Bei einer durchschnittlichen Lebensdauer der PV-Module von 30 Jahren bleiben noch acht Jahre für mögliche Gewinneinbringungen. Der IRR liegt in diesem Szenario bei 2.3 % für EFH. Dies ist tiefer als der IRR von 4.7 % für EFH im Status-Quo Szenario. Für Eigentümer:innen von Einfamilienhäusern wäre bei Einspeisetarifen nach momentanen Marktpreisen eine PV-Anlage weniger wirtschaftlich.

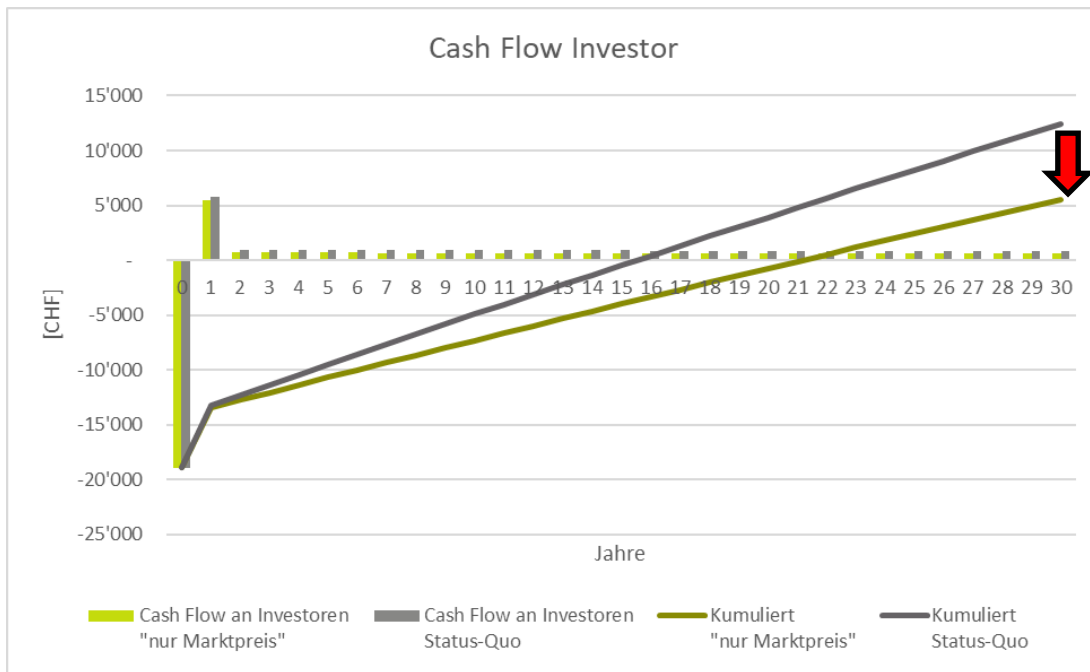


Abbildung 6: Grafik, welche die Amortisationskurven von EFH über 30 Jahre hinweg im «nur Marktpreis» Szenario und im Status-Quo Szenario zeigt. Der IRR liegt bei 2.3 %.

4.3.2 Mehrfamilienhaus

Auch für Mehrfamilienhäuser flacht die Amortisationskurve ab (Abbildung 7). Die Amortisationsdauer verzögert sich für MFH um zwei Jahre im Vergleich zum Status-Quo. Mit einem IRR von 4.1 % weist die modellierte Anlage zwar eine kleinere Rendite aus, wäre aber nach wie vor wirtschaftlich. In diesem Szenario hätte eine Änderung des Einspeisetarifes von EVU-Ansätzen zu Marktpreisen einen geringen, aber leicht negativen Einfluss auf die Anlagenrendite. Durch den höheren Eigenverbrauchsgrad bei Mehrfamilienhäusern fällt der Einspeisetarif weniger stark ins Gewicht, als bei Einfamilienhäusern.

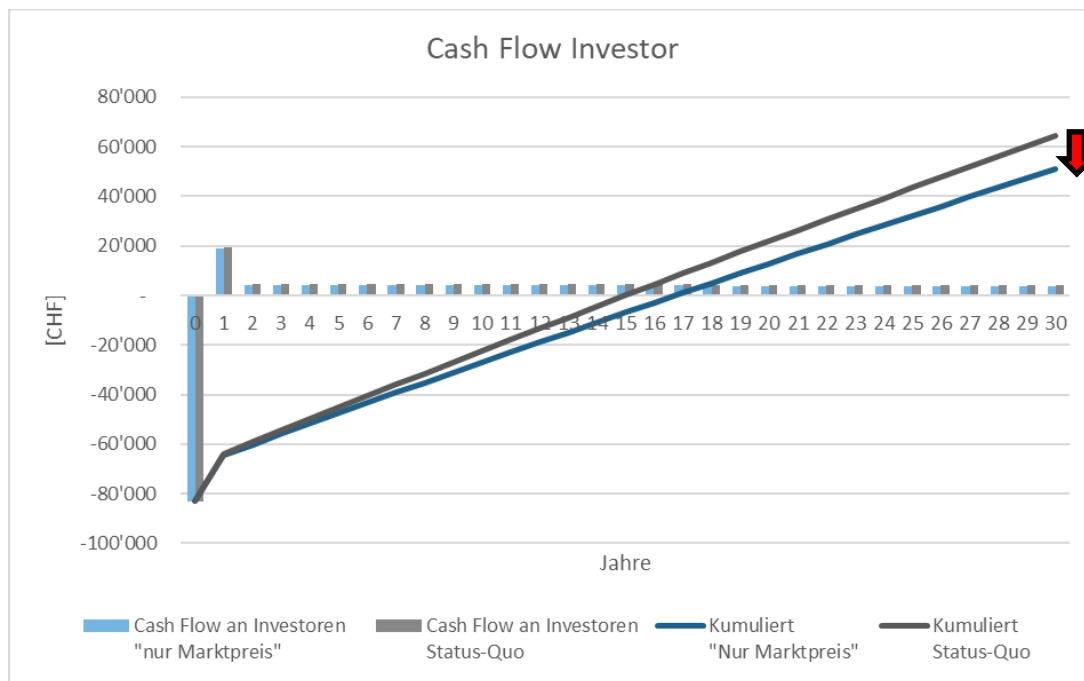


Abbildung 7: Grafik, welche die Amortisationskurven für MFH über 30 Jahre hinweg im «nur Marktpreis» Szenario und im Status-Quo Szenario zeigt. Der IRR liegt bei 4.1 %.

4.4 Typische Renditen von PV-Anlagen bei einer höheren Leistungskomponente in der Netztarifierung

Der Einfluss der Komponente Leistungstarif, wie sie im Mantelerlass vorgeschlagen wird, wird einzeln modelliert. Es gelten die aktuellen EVU-Ansätze als Einspeisetarif aber der Leistungstarif als Tarifgrundsatz. Da die prozentuale Aufteilung von Arbeits- und Leistungskomponente erst auf Verordnungsstufe festgelegt werden soll, wird für die nachfolgenden Renditeberechnungen von einem 50/50 Verhältnis ausgegangen. Es wird davon ausgegangen, dass bei einer Anpassung der Regulation eine Erhöhung der Leistungskomponente auf mindestens 50 % verordnet wird. Da der prozentuale Anteil noch nicht definiert ist, wird im Unterkapitel 4.4.3 die Sensitivität der Rendite auf die Höhe der Leistungskomponente für beide Segmente ausgewiesen.

4.4.1 Einfamilienhaus

Wenn der leistungsorientierte Tarifierungsgrundsatz aus dem Mantelerlass übernommen wird, flacht die Amortisationskurve im Vergleich zum Status-Quo ab (Abbildung 8). Die Amortisationsdauer verlängert sich um drei Jahre und beträgt nun 19 Jahre. Der IRR beträgt 3.4 %. Die Einführung eines Leistungstarifes hat negative Auswirkungen auf die Rentabilität von PV-Anlagen in diesem Segment. Es werden weniger PV-Anlagen wirtschaftlich sein als zuvor, da einige bisher wirtschaftliche Projekte unwirtschaftlich werden.

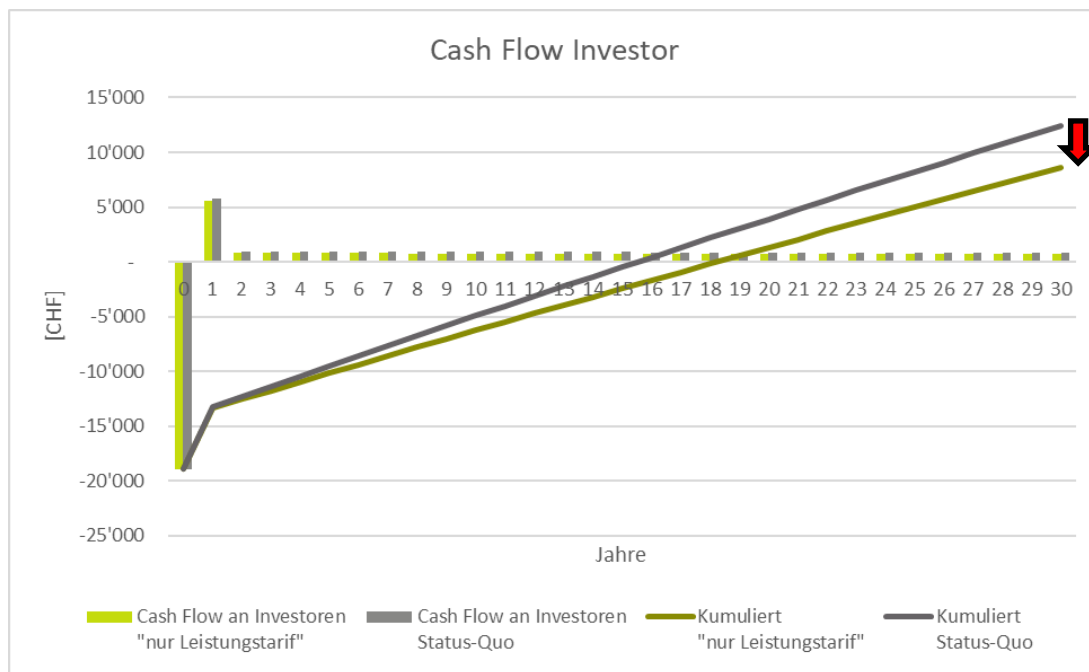


Abbildung 8: Grafik, welche die Amortisationskurven für EFH über 30 Jahre hinweg im «nur Leistungstarif» Szenario und im Status-Quo Szenario zeigt. Der IRR liegt bei 3.4 %.

4.4.2 Mehrfamilienhaus

Die Amortisationskurve von MFH flacht im Vergleich zum Status-Quo ab. Während im Status-Quo 15 Jahre vergehen mussten, um die Anlage zu amortisieren, dauert es nun rund 20 Jahre (Abbildung 9). Der IRR von MFH liegt mit 2.9 % in diesem Szenario tiefer als im Status-Quo. Die Grafik illustriert, dass MFH sensibler auf Änderungen im Tarifgrundsatz als im Einspeisetarif reagieren im Vergleich zu EFH, bei denen das Umgekehrte gilt.

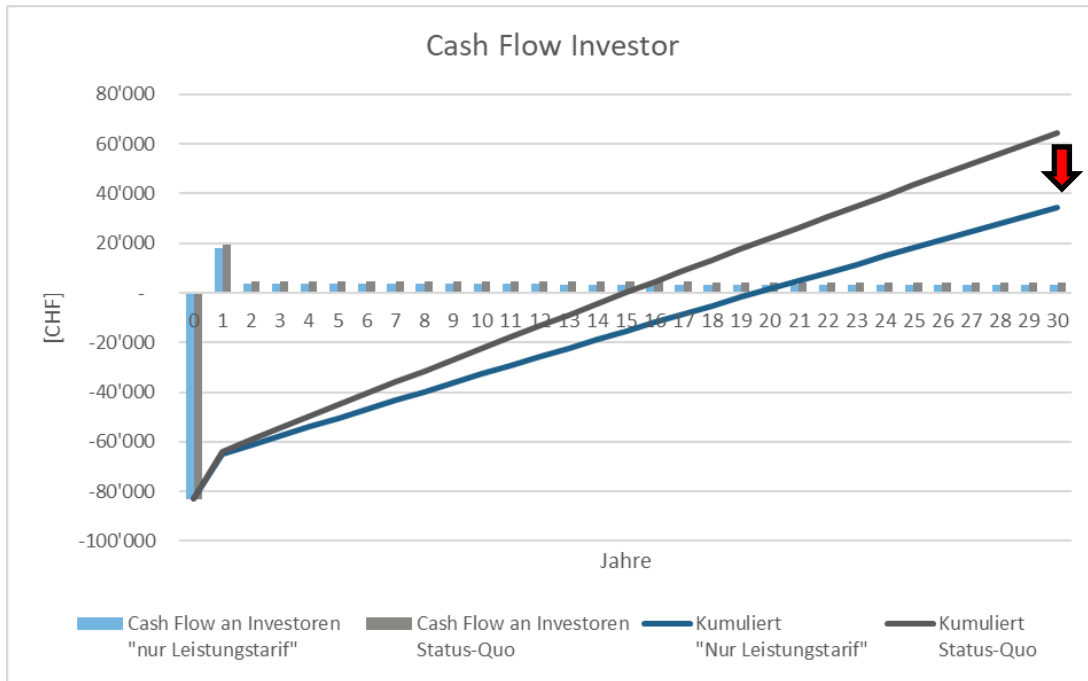


Abbildung 9: Grafik, welche die Amortisationskurven von MFH über 30 Jahre hinweg im «nur Leistungstarif» Szenario und im Status-Quo Szenario zeigt. Der IRR liegt bei 2.9 %.

4.4.3 Sensitivitätsanalyse: Rendite in Abhängigkeit des Anteils der Leistungskomponente

Mit der neuen Gesetzgebung im Mantelerlass sollen die EVU neu flexibler bestimmen können, zu welchem Anteil die Kosten aus Arbeits- und Leistungskomponente bestehen sollen, während bisher mindestens 70 % über den Arbeitstarif vorgegeben war (Art. 18 Abs. 2 StromVV). In der nachfolgenden Grafik wird aufgezeigt, wie sich die Renditen von EFH und MFH in Abhängigkeit der prozentualen Verteilung von Arbeits- zu Leistungskomponente verhalten, wenn die übrigen Rahmenbedingungen konstant gehalten werden (Abbildung 10).

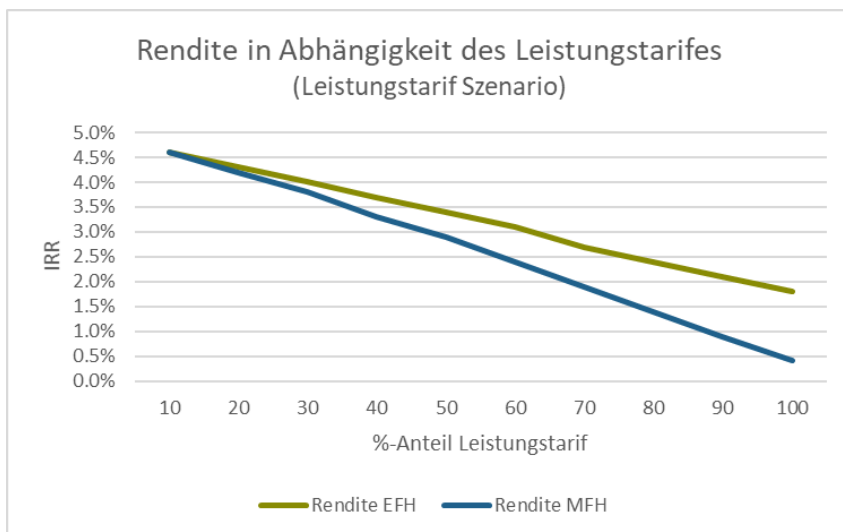


Abbildung 10: Grafik, die zeigt, wie sich die Renditen von EFH und MFH in Abhängigkeit der prozentualen Verteilung von Arbeits- zu Leistungskomponente verhalten. In beiden Segmenten nimmt die Rendite mit wachsendem Anteil der Leistungskomponente ab.

Das Resultat der Sensitivitätsanalyse zeigt, dass mit zunehmendem prozentualen Anteil der Leistungskomponente im Tarif die Renditen von beiden Segmenten abnehmen. Während der IRR der EFH von 4.6 % bis auf 1.8 % sinkt, nimmt der IRR der MFH von 4.6 % bis auf 0.4 % ab. Es wird deutlich, dass die Rendite in starker Abhängigkeit vom prozentualen Anteil der Leistungskomponente ist. Je höher der Anteil der Leistungskomponente gewählt wird, desto tiefer ist die resultierende Rendite von PV-Anlagen. Dabei sind Anlagen mit hohem Eigenverbrauchsanteil stärker betroffen.

4.4.4 Aktives Lastmanagement

Wird ein System eingesetzt, welches aktives Lastmanagement betreibt, wird der maximale Leistungsbezug reduziert. Eine Reduktion kann erfolgen, wenn grosse Leistungsbezüge aktiv in einen Zeitraum verschoben werden, in welchem PV-Produktion vorhanden ist. Beispielsweise kann die Erzeugung der Wärme über eine Wärmepumpe am Mittag, wenn die PV-Produktion maximal ist, erfolgen. Dieses aktive Lastmanagement erhöht nicht nur den Eigenverbrauch, es reduziert auch eine allfällige Belastungsspitze am Abend.

Leistungspreise werden voraussichtlich auf dem monatlich maximalen 15 Min.-Bezug berechnet. Es ist anzunehmen, dass einmal im Monat wegen schlechtem Wetter und entsprechend kleiner PV-Leistung das Optimierungspotenzial begrenzt ist. Zudem ist in den Wintermonaten nicht viel PV-Produktionsleistung vorhanden, um Leistungsbezüge in den Zeitraum der Überproduktion zu schieben.

Trotz der einschränkenden Faktoren kann mit einem Lastmanagement der Effekt einer höheren Leistungskomponente reduziert werden.

Tabelle 3: Übersicht der aus dem Modell berechneten Renditen (IRR Wert) und Amortisationsdauer mit und ohne Lastmanagement.

	Status-Quo: Momentanes Marktumfeld	Leistungstarif ohne Lastmanagement	Leistungstarif mit Lastmanagement
Einfamilienhäuser			
IRR	4.7 %	3.4 %	3.4 %*
Amortisationsdauer	16 Jahre	19 Jahre	19 Jahre*
Mehrfamilienhäuser			
IRR	5 %	2.9 %	4.5 %
Amortisationsdauer in Jahren	15 Jahre	20 Jahre	16 Jahre

* Verbesserung vorhanden, allerdings innerhalb der Rundungstoleranz

Die Modellannahmen basieren auf bisherigen Erfahrungen in Pilotprojekten. Die effektiven Einsparungen sind abhängig vom spezifischen Bezugsprofil des Hausanschlusses und können vom Modell abweichen.

Die Rentabilitätseinbusse, welche grundsätzlich durch den höheren Leistungsanteil hervorgerufen wird, kann losgelöst von der PV-Anlage durch ein unabhängiges Lastmanagementsystem kompensiert werden. Dazu müssen diverse elektrische Verbraucher im Gebäude intelligent koordiniert werden. Lastmanagementsysteme können nebst einer Optimierung nach PV-Produktion auch flexible Lasten in Zeiträume mit geringem Allgemeinverbrauch in der Liegenschaft verschieben. Beispielsweise können Ladungen von E-Fahrzeugen dann geschehen, wenn der Verbrauch im Gebäude sehr tief ist. Diese Funktion steht nicht in direktem Zusammenhang mit der Rentabilität von PV-Anlagen und wird im Modell nicht abgebildet.

4.5 Erwarteter Einfluss der kumulierten Effekte des Mantelerlasses auf die Renditen von PV-Anlagen

In diesem Szenario werden die Einflüsse der kumulierten Effekte des Mantelerlasses illustriert, namentlich wenn Einspeisetarife zu Marktpreisen und Leistungstarife als Tarifgrundsatz gelten. Damit werden die einzelnen Ergebnisse aus Kapitel 4.3 und Kapitel 4.4 kumuliert ausgewiesen.

4.5.1 Einfamilienhaus

Bei der Einführung des Marktpreises und dem Leistungstarif Grundsatz würden sich PV-Anlagen von EFH über 30 Jahre hinweg kaum mehr amortisieren (Abbildung 11). Der IRR von EFH in diesem Szenario ist nur knapp positiv und liegt bei 0.7 %. Ein so tiefer IRR bedeutet, dass bei EFH nach ökonomischen Überlegungen kaum noch in PV-Anlagen investiert wird, da diese nur schwer amortisiert werden können. Zudem ist festzustellen, dass Projekte, welche unter der aktuellen Gesetzgebung knapp rentabel realisierbar waren nun eine negative Rendite aufweisen und entsprechend nicht realisiert werden. Der Ausbau von Solaranlagen könnte in diesem Segment kaum, wie in den Energieperspektiven 2050+ vorgesehen, realisiert werden.

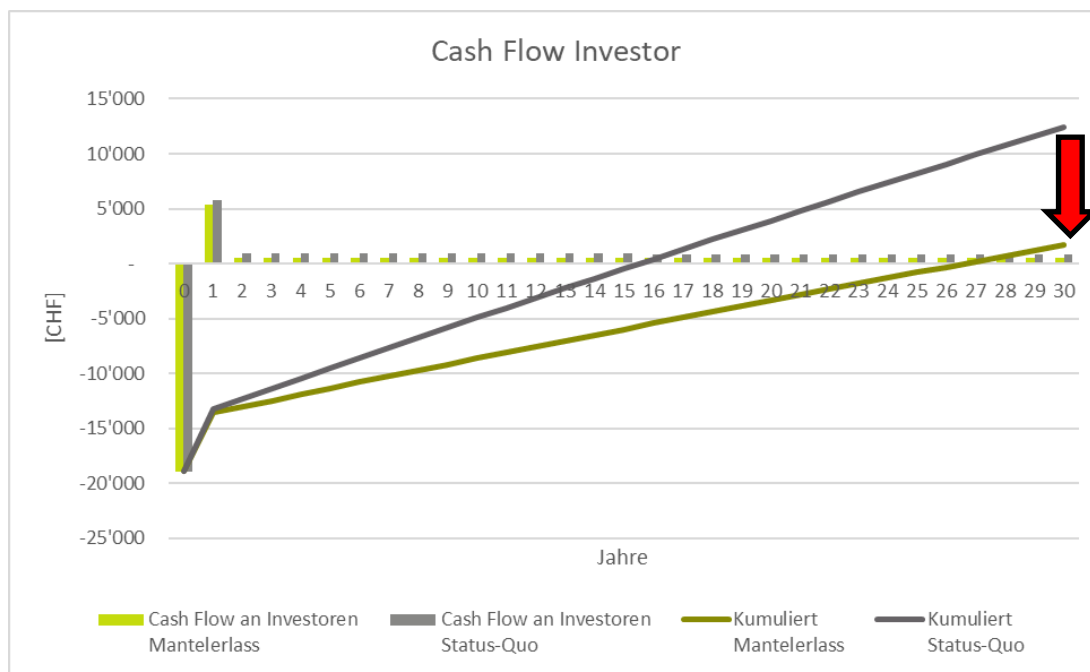


Abbildung 11: Grafik, welche die Amortisationskurven von EFH über 30 Jahre hinweg im Mantelerlass Szenario und im Status-Quo Szenario zeigt. Der IRR liegt bei 0.7 %.

4.5.2 Mehrfamilienhaus

Die Amortisationskurve von MFH flacht im Mantelerlass Szenario ab im Vergleich zum Status-Quo (Abbildung 12). Die Zeit bis zur Amortisation liegt neu bei 23 Jahren. Mit einem IRR von 1.8 % hat sich die Rentabilität der modellierten Anlage verschlechtert. Während sie im Status-Quo bereits nach 15 Jahren gewinnbringend ist, dauert es nun acht Jahre länger. Obwohl der IRR noch positiv ist, hat die Rentabilität sichtlich abgenommen. Es ist anzunehmen, dass deutlich weniger PV-Anlagen realisiert werden und der Ausbau von Solaranlagen verzögert wird. Zudem ist festzustellen, dass Projekte, welche unter der aktuellen Gesetzgebung knapp rentabel realisierbar waren nun eine negative Rendite aufweisen und entsprechend nicht realisiert werden.

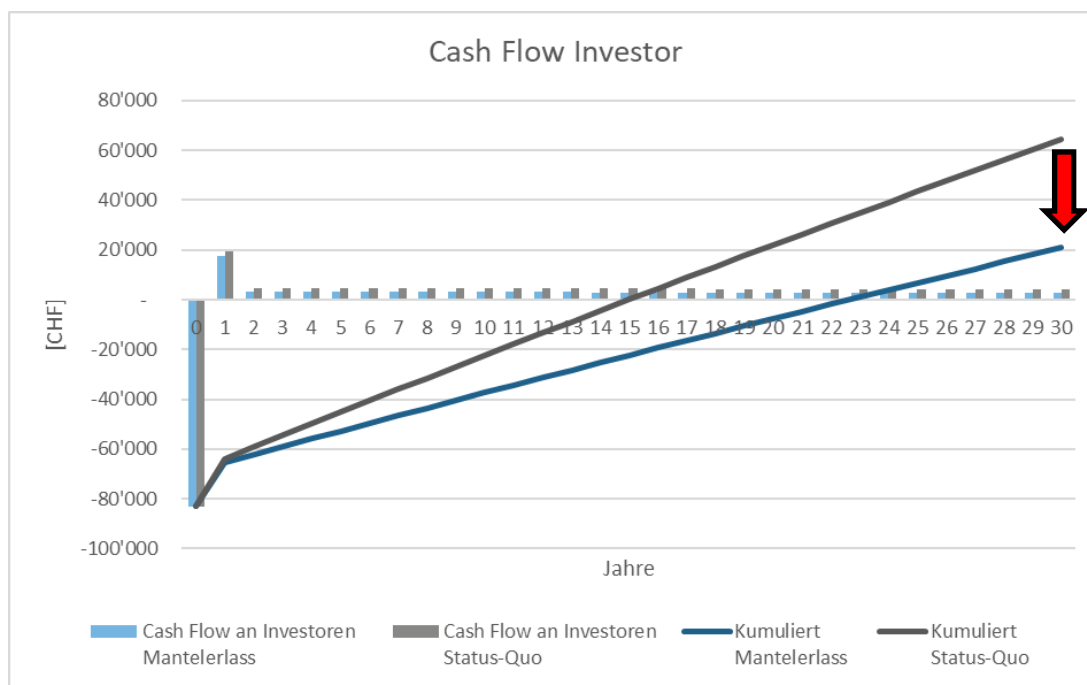


Abbildung 12: Grafik, welche die Amortisationskurven von MFH über 30 Jahre hinweg im Mantelerlass Szenario und im Status-Quo Szenario zeigt. Der IRR liegt bei 1.8 %.

4.5.3 Sensitivitätsanalyse: Rendite in Abhängigkeit des Anteils der Leistungskomponente

Mit der neuen Gesetzgebung im Mantelerlass sollen die EVU neu flexibler bestimmen können, zu welchem Anteil die Kosten aus Arbeits- und Leistungskomponente bestehen sollen, während bisher mindestens 70 % über den Arbeitstarif vorgegeben war (Art. 18 Abs. 2 StromVV). In der nachfolgenden Grafik wird aufgezeigt, wie sich die Renditen von EFH und MFH in Abhängigkeit der prozentualen Verteilung von Arbeits- zu Leistungskomponente verhalten, wenn die kumulierten Effekte des Mantelerlasses in Kraft treten (Abbildung 13).

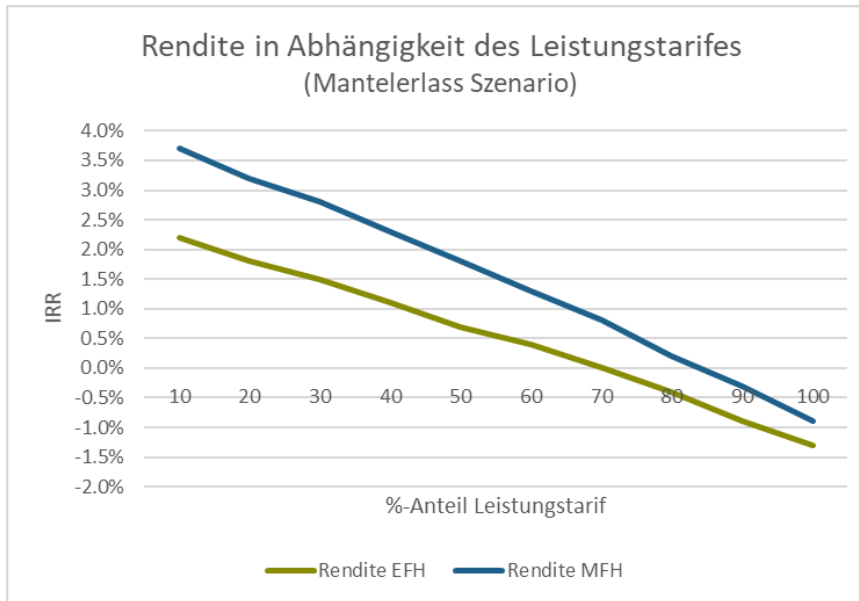


Abbildung 13: Grafik, die zeigt, wie sich die Renditen von EFH und MFH in Abhängigkeit der prozentualen Verteilung von Arbeits- zu Leistungskomponente verhalten. In beiden Segmenten nimmt die Rendite mit wachsendem Anteil der Leistungskomponente ab.

Das Resultat der Sensitivitätsanalyse zeigt, dass mit zunehmendem prozentualen Anteil der Leistungskomponente im Tarif die Renditen von beiden Segmenten abnehmen. Ab einem Anteil der Leistungskomponente von über 85 % sind beide Renditen negativ. Die Rendite der EFH ist bereits ab einem Anteil der Leistungskomponente von über 70 % negativ. Während der IRR der EFH von 2.2 % bis auf -1.3 % sinkt, nimmt der IRR der MFH von 3.7 % bis auf -1 % ab. Es wird deutlich, dass die Rendite stark vom prozentualen Anteil der Leistungskomponente abhängig ist. Je höher der Anteil der Leistungskomponente gewählt wird, desto tiefer ist die resultierende Rendite von PV-Anlagen.

5. Fazit und Empfehlung

Die Ergebnisse aus dem Berechnungsmodell für die verschiedenen Szenarien und Segmente sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Übersicht der aus dem Modell berechneten Renditen (IRR Wert) und Amortisationsdauer für die verschiedenen Szenarien und Segmente.

	Status-Quo: Momentanes Marktumfeld	Einspeisetarif gemäss Verordnung	Alternative „nur Marktpreis“	Alternative „nur Leistungstarif“	Mantelerlass: Kumulierte Effekte
Einfamilienhäuser					
IRR	4.7 %	5.5 %	2.3 %	3.4 %	0.7 %
Amortisations- dauer	16 Jahre	15 Jahre	22 Jahre	19 Jahre	27 Jahre
Mehrfamilienhäuser					
IRR	5 %	5.7 %	4.1 %	2.9 %	1.8 %
Amortisations- dauer in Jahren	15 Jahre	14 Jahre	17 Jahre	20 Jahre	23 Jahre

Die Ergebnisse zeigen, dass die Umsetzung des Mantelerlasses unter den momentanen Rahmenbedingungen negative Auswirkungen auf die Rentabilität von PV-Anlagen der modellierten Segmente hätte. Anhand der separaten Betrachtungen der Komponenten «Anpassung Einspeisetarif» und «höhere Leistungskomponente in der Netztarifierung» konnte ausserdem gezeigt werden, dass beide Segmente unterschiedlich stark auf die vorgeschlagenen Gesetzesanpassungen reagieren. Während sich eine Orientierung des Einspeisetarifs am Marktpreis besonders negativ auf die Amortisationsdauer von EFH auswirkt, sind MFH stärker von leistungsorientierten Tarifen betroffen. Durch den höheren Eigenverbrauchsgrad bei Mehrfamilienhäusern fällt der Einspeisetarif weniger stark ins Gewicht als bei Einfamilienhäusern. Soll künftig eine Vollbelegung der Dachfläche mit entsprechend höherer Einspeisung incentiviert werden, wäre der Effekt auch bei MFH ausgeprägter. Anlagen, welche in einem ZEV betrieben werden, wurden aufgrund der momentan noch geringen Anzahl nicht modelliert (siehe Kapitel 3.1 Wahl der Segmente). Es ist zu erwarten, dass sich die vorgesehenen Anpassungen im Mantelerlass weniger stark auf dieses Segment auswirken werden, da ZEV tendenziell einen höheren Eigenverbrauch erzielen und damit weniger abhängig vom Einspeisetarif sind. Zudem verfügen sie über mehr Möglichkeiten, um mit einem aktiven Lastmanagement die Bezugsspitzen zu reduzieren und damit die Auswirkungen eines Leistungstarifs zu senken.

Für beide modellierten Segmente wären die Renditen (im aktuellen Marktumfeld) am höchsten, wenn der fixe Einspeisetarif von 10.96 Rp/kWh gemäss der EnV für kleinere PV-Anlagen bis 100 kW umgesetzt würde. Der Status-Quo bringt höhere Renditen als eine Umsetzung einzelner oder kumulierter Komponenten aus dem Mantelerlass. Die Modellierung zeigt, dass die Anpassungen, wie sie im Mantelerlass vorgeschlagen werden, die Rentabilität von PV-Anlagen in den untersuchten Segmenten senken. Werden die Anpassungen ins Gesetz übernommen, hätte dies einen verzögernden Effekt auf den Ausbau der PV-Stromproduktion. Projekte, welche unter der aktuellen Gesetzgebung knapp rentabel realisierbar waren, weisen nun eine negative Rendite auf und werden eher nicht realisiert.

PV-Anlagen mit Spitzenleistungen kleiner 100 kWp sind zentral für die Erreichung der Ausbauziele, wie sie in der Energiestrategie 2050 vorgesehen sind. 84% der gesamten Solarstromproduktion soll

gemäss Energieperspektiven 2050+ aus Anlagen bis 100kWp stammen. Der Bundesrat kann die angestrebten Ziele mit dem Mantelerlass nicht erreichen, sondern bewirkt das Gegenteil.

Bei der Festlegung des Verhältnisses zwischen Arbeits- und Leistungskomponente sollten die Interessen des PV-Ausbaus gegenüber der Verbesserung der verursachergerechten Zuweisung der Netzkosten abgewogen werden. Die Renditen von PV-Anlagen sind stark vom Verhältnis der Arbeits- und Leistungskomponenten abhängig.