

Universität für Bodenkultur Wien

University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna

Vergleich der Anreizinstrumente zur Förderung von Photovoltaikanlagen auf Bundesebene in Österreich und Deutschland für das Jahr 2017

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Studiums

Umwelt und Bioressourcenmanagement

eingereicht von

Rolf Gerrit Kapp

Matrikelnummer: 01241217

Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik

Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Betreuer:

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll

Wien, Januar, 2021



Danksagung

Herzlich danken möchte ich meinem Betreuer Herrn Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll, für die Möglichkeit eine Masterarbeit in meinem Interessensgebiet verfassen zu dürfen, für wertvolle Anregungen und Hinweise bei der Bearbeitung und die Freiheiten, die mir bei der Themenwahl eingeräumt wurden.

Vielen Dank gebührt auch meiner Frau, für Ihre unendliche Geduld und Zuversicht und meinen Eltern, für ihre moralische und finanzielle Unterstützung für das Studium.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis V

Tabellenverzeichnis VII

Abbildungsverzeichnis XIII

Kurzfassung XV

Abstract XVII

1 Einleitung 19

1.1. Zur Notwendigkeit der Photovoltaik-Förderung in Österreich und Deutschland 19

1.2. Ziele der Untersuchung und leitende Forschungsfragen 22

2 Literaturüberblick und Hintergrundinformationen 24

2.1 Einteilungsmöglichkeit von Photovoltaik-Förderinstrumenten 24

2.2 Photovoltaik-Förderung in Österreich auf Bundesebene 27

2.2.1 Investitionszuschüsse über Bundesförderprogramme 27

2.2.2 Investitionszuschuss und garantierte Einspeisevergütung auf Grundlage des österreichischen Ökostromgesetzes 2012 42

2.2.3 Steuerliche Aspekte mit Auswirkungen auf die PV-Rentabilität 57

2.2.4 Auswirkungen des österreichischen Haushaltsstrompreis auf die Wirtschaftlichkeit bei Überschusseinspeisung 62

2.3 Photovoltaik-Förderung in Deutschland auf Bundesebene 64

2.3.1 PV-Förderung auf Grundlage des Erneuerbare- Energien-Gesetzes 2017 64

2.3.2 Bundesweite Investitionsförderung 84

2.3.3 Steuerliche Aspekte im Hinblick auf eine quantitative Analyse der Rentabilität 87

2.3.4 Wirtschaftliche und technische Aspekte im Hinblick auf die quantitative Analyse der PV- Rentabilität 92

3 Methodik 100

4 Vergleichende Analyse österreichischer und deutscher Photovoltaik-Förderung 120

4.1 Qualitative Analyse durch deskriptiven Vergleich österreichischer und deutscher Photovoltaik- Förderung 120

4.2 Rentabilitätsanalyse PV-Anlage-Szenarien in Österreich und Deutschland 134

4.2.1 Einzelanalyse und Mikrovergleich der Szenarien 1a, 1b, 2a und 2b 135

4.2.2 Gesamtanalyse und Makrovergleich der untersuchten Szenarien 158

5 Diskussion der Methoden und Ergebnisse 167

6 Ausblick 174

7 Referenzen 181

8 Anhang 214

8.1 Definitionen 214

8.2 Kapitel 2.2.1.1, EU: De-minimis-VO & AGVO, AT: KLIEN-Fonds, KPC & OeMAG 218

8.3 Kapitel 2.2.1.2, AT: Förderung und Kosten „PV-Anlagen 2017“ 229

8.4 Kapitel 2.2.1.3, AT: Fördermittelzusammensetzung, Förderungskriterien, förderungsfähige Kosten „PV-Anlagen in Land- und Forstwirtschaft 2017“ 230

8.5 Kapitel 2.2.1.4, AT: Förderkriterien und förderfähige Kosten „KEM-2017“ 233

8.6 Kapitel 2.2.1.5, AT: Förderkriterien, Antragsunterlagen und weitere Schritte nach Fördergenehmigung für „Stromerzeugung in Insellage“ 235

8.7 Kapitel 2.2.2.2, AT: Herkunftsnachweise-, Pauschale- und Förderbeiträge für Ökostrom im Rahmen des ÖSG 2012 236

8.8 Kapitel 2.2.2.4, AT: Fördervoraussetzungen, förderfähige Investitionskosten der OeMAG-Förderung Einspeisevergütung + Investitionszuschuss 238

8.9 Kapitel 2.2.3, Volleinspeisung, Überschusseinspeisung, Inselbetrieb im Kontext PV-Strom & AT- Umsatzsteuer 239

8.10 Kapitel 2.3.1.2, DE: Leistungsbegriffe (GW und GWp, MWp und MW, kW und kWp) und Definitionen (Solaranlage und Photovoltaikanlage) 241

8.11 Kapitel 2.3.1.3.2, DE: Weiterführende Bestimmungen zur Einspeisevergütung 242

8.12 Kapitel 2.3.1.3.3, DE: Vergütungssätze für Marktprämie & weiterführende Informationen zu Ausschreibungen 244

8.13 Kapitel 2.3.1.3.4, DE: Strompreiszusammensetzung für HH 3.500 kWh, anzulegende Werte für Mieterstromzuschlag 247

8.14 Kapitel 2.3.1.3.5, DE: Verringerungsmöglichkeiten für anzulegenden Wert 248

8.15 Kapitel 2.3.1.3.7, DE: sonstige relevante Informationen für PV-Anlagen 249

8.16 Kapitel 2.3.2.1, Zinssätze KfW-Programm 270 251

8.17 Kapitel 2.3.4.3, DE: Voraussetzungen für eine Strom-Eigenversorgung, Mitteilungspflichten PV-Anlagen größer 7 kWp 252

8.18 Kapitel 3, AT + DE: weiterführende Informationen zu Methoden, fixer und variabler Strompreis, Stromtarife, E-Control-Tarifkalkulator, Eigenverbrauchsquoten, AT: OeMAG Vergütungshöhe nach Marktpreis 255

8.19 Kapitel 4.2.1.1, Szenario 1a; AT: Auswirkung EQ-Senkung nach Förderzeitraum auf IZ; AT+ DE: Variation der VS 259

8.20 Kapitel 4.2.1.2, Szenario 1b; AT + DE: Differenz Kreditrückzahlung sofort & nach 2 Jahren 260

8.21 Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, AT: Vgl. Szenario 2a & 1a; DE: Vgl. mit USt & ohne USt. auf Eigenverbrauch; AT + DE: Vgl. Rentabilität AT & DE, vgl. Szenario 2a & 1a, Untersuchung der BK, VS, EQ 262

8.22 Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, AT + DE: IZ-Vgl. Kreditrückzahlung sofort & nach 2 Jahren; IZ-Vgl. 2b mit 1b; Untersuchung BK, EQ, VS 266

8.23 Kapitel 4.2.2, AT+ DE: Gesamtanalyse und Makrovergleich, vgl. AT mit DE, bei alternativer, sofortiger

Kreditrückzahlung DE; AT + DE: Untersuchung BK, EQ, VS; Unterschied v. Eigen- und Mischfinanzierung 271

8.24 Kapitel 6, DE: Geplante Ausschreibungen für die kommenden Jahre 273

Abkürzungsverzeichnis

a
Jahr

Afa
Absetzung für Abnutzung

AGVO
Allgemeine Gruppenfreistellungs-verordnung

AT
Österreich

AW
Anzulegender Wert

BauGB
Baugesetzbuch

BauNVO
Baunutzungsverordnung

BK
Betriebskosten

BMASGK
Bundesministeriums für Arbeit, Sozial, Gesundheit und Konsumentenschutz

BMLFUW
Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft

BMNT
Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus

BMVIT
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

BMWFJ
Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend

BOS
Balance of System

Ct
(Euro-) Cent

DE
Deutschland

De-minimis-VO
Verordnung (EU) Nr. 1407/2013 der Kommission vom 18. Dezember 2013 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf De-minimis-Beihilfen

E- Control
Energie-Control Austria

EE
Erneuerbare Energien

EEG
Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien

EIWOG 2010
Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2010

EFRE
Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung

ELER
Europäische Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums

EnWG
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung

EQ(n)
Eigenverbrauchsquote(n)

EVU
Energieversorgungs-unternehmen

FBs
Förderungsbasis

fe
effektiver Förderungssatz

fs
Förderungssatz

FRL UFI.2015
Richtlinien zur Umweltförderung im Inland 2015

GIPV
Gebäudeintegrierte Photovoltaik-Anlage

HH
Haushalt

ImK
Förderfähige Investitionsmehrkosten

IPCC
Intergovernmental Panel on Climate Change

IRR
Internal Rate of Return

IZ
Interner Zinsfuß

JMs
Jahresmarktwert Solar

KEM
Klima- und Energiemodellregionen

KLIEN
Klima- und Energiefonds

KLIEN-FondsG
Bundesgesetz über die Errichtung des Klima- und Energiefonds – Klima-und Energiefondsgesetz

KPC
Kommunal Kredit Public Consulting GmbH

kW
Kilowatt

kWh
Kilowattstunde

kWp
Kilowatt Peak

LE 14- 20
Österreichisches Programm für ländliche Entwicklung 2014- 2020

MaStRV
Marktstammdatenregisterverordnung

M€
Millionen Euro

MP
Marktprämie

MtP
Managementprämie

MWh
Megawattstunde

MWs
Monatsmarktwert Solar

NAP
Nationaler Aktionsplan

NECP
integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan

NeMOG
Netzentgeltmodernisierungsgesetz

NREAP-AT
Nationalen Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich

n.g.L.
Nicht gemessene Leistung

OeMAG
Abwicklungsstelle für Ökostrom AG

ÖSET-VO 2016
Ökostrom- Einspeisetarifverordnung 2016

ÖSG 2012
Ökostromgesetz 2012; Langtitel: „*Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern*“

PV
Photovoltaik

Richtlinie 2009/28/EG
Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG

RLM
Registrierende Leistungsmessung

s.
siehe

SN
Schlüsselnummer

Strom-NZ
Verordnung über Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen

SV
Szenariovarianten

UNFCCC
Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen

UFI
Umweltförderung im Inland

USt
Umsatzsteuer

vgl.
vergleiche

VS
Vermiedene Strombezugskosten

VSt
Vorsteuer

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Übersicht über Institution, Instrumente, Förderprogramme, Rechtsgrundlagen und mögliche Förderbezieher der Photovoltaik-Förderung 2017 in Österreich (eigene Darstellung nach [13], [1], [12], [14], [11], [15]). 32
Tabelle 2.2: Förderpauschalen für Einzel- und Gemeinschaftsanlagen für natürliche und juristische Personen (eigene Darstellung nach [49]). 34
Tabelle 2.3: Förderpauschalen für PV-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2017 (eigene Darstellung nach [51]). 36
Tabelle 2.4: Förderung für PV-Anlagen im Förderprogramm "Klima- und Energiemodellregionen 2017 (eigene Darstellung nach [52]). 39
Tabelle 2.5: Überblick über mögliche Bundesinvestitionsförderungen in Österreich (eigene Darstellung nach [60]). 41
Tabelle 2.6: Ausbauziele für Photovoltaikstrom für 2010 bis 2015 und 2010 bis 2020 nach dem ÖSG 2012, im Vergleich zu weiteren alternativen Energieträgern (eigene Darstellung nach ÖSG 2012). 46
Tabelle 2.7: Zubau-Ziele PV vs. tatsächlicher Brutto- Zubau PV von 2010 bis 2015 in MWp (eigene Darstellung nach [63]). 46
Tabelle 2.8: Beispiel für das verfügbare Förderkontingent am 08.11.2017 (eigene Darstellung nach [74]). 49
Tabelle 2.9: Anzahl der installierten Ökostromanlagen über die OeMAG, aufgezeigt anhand der Anzahl aktiver Verträge, sowie installierter Leistung im 4.Quartal 2016 und 4. Quartal 2017 eigene Darstellung nach [75] und [76]. 51
Tabelle 2.10: Fördermöglichkeiten und Förderhöhen für Einspeisung von Elektrizität aus Photovoltaikanlagen in das öffentliche Netz bei Antragsstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2017 (eigene Darstellung nach der ÖSET VO 2016). 53
Tabelle 2.11: Beispiel für die Zusammensetzung eines österreichischen Haushaltsstrompreises im Jahr 2016 auf Netzebene 7 mit 4 kWp Anschlussleistung und einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh (eigene Darstellung nach [82] und [102]). 63
Tabelle 2.12: Anzulegende Werte für Photovoltaikanlagen in Deutschland in Ct/kWh (eigene Darstellung nach dem EEG 2017 und anhand der Darstellung in [110]). 68
Tabelle 2.13: Vergütungssätze der festen Einspeisevergütung für PV-Anlagen die nach dem 01.01. 2017 im Betrieb genommen wurden für das Jahr 2017 (eigene Darstellung auf Grundlage der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Vergütungssätze in [110]). 72
Tabelle 2.14: Durchschnittliche Vergütungssätze der Marktprämie für PV-Anlagen gerundet auf 2 Nachkommastellen, die nach dem 01.01. 2017 im Betrieb genommen wurden, für das Jahr 2017 (eigene Darstellung nach den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Vergütungssätzen in [110]- eine vollständige tabellarische Auflistung der Vergütungssätze findet sich im Anhang 8.12, Kapitel 2.3.1.3.3, Tabelle 8.10). 75
Tabelle 2.15: Ausschreibungsvolumen von geförderten PV-Anlagen in MWp im Vergleich zu anderen Strom-Erzeugungstechnologien (eigene Darstellung nach §28 EEG). 77

Tabelle 2.16: Beispiel für den (durchschnittlichen) Mieterstromzuschlag für PV-Anlagenbetreiber, der sich anhand der anzulegenden Werte berechnen lässt (eine vollständige Auflistung aller Monatswerte findet sich im Anhang 8.13, Tabelle 8.11) (eigene Darstellung nach veröffentlichten Datensätzen der Bundesnetzagentur [110]). 81
Tabelle 2.17: Förderhöhen pro kWp, je nach Zuordnung der Überschusseinspeisung zu einer möglichen Veräußerungsform nach dem EEG §21b (eigene Berechnung mit durchschnittlichen Werten für das Jahr 2017 (ab August 2017), mit AW = Anzulegender Wert; MW Solar = Monatsmarktwert Solar; MP = Marktprämie). 82
Tabelle 2.18: Eigenschaften des KfW-Bankkredits in Abhängigkeit der gewählten Laufzeit (eigene Darstellung nach [129]). 86
Tabelle 2.19: Übersicht, bei welchen Strombezugspreisen (Netto-Arbeitspreisen), PV-Investitionskosten (Netto- Kosten für Planung, Kauf, Installation) und Eigenverbräuchen die Kleinunternehmerregelung oder Regelbesteuerung lohnenswert ist*) (Darstellung in [132]). 90
Tabelle 3.1: Sowohl in Österreich, als auch in Deutschland verwendete Parameter für die Cashflow-Modellrechnung (eigene Darstellung). 101
Tabelle 3.2: Ausschließlich in Österreich verwendete Modell-Parameter (eigene Darstellung). 101
Tabelle 3.3: Ausschließlich in Deutschland verwendete Modellparameter (eigene Darstellung). 102
Tabelle 3.4: Durchschnittliche Haushaltsstrom-Preise in Österreich für verschiedene Größenklassen von Jahresstromverbräuchen. Darstellung nach einer Veröffentlichung durch die E-Control (Darstellung in [163]). 106
Tabelle 3.5: Zusammenhang zwischen Haushalts-Jahresstromverbräuchen und durchschnittlichen PV-Strom-Eigenverbrauchsquoten bei den zu untersuchenden PV-Anlagengrößen in Österreich (eigene Darstellung nach [165]). 107
Tabelle 3.6: Überblick über Szenarien für die Modellrechnung, unterteilt nach PV-Anlagengröße in kWp und Art der Finanzierung (eigene Darstellung). 118
Tabelle 4.1: Förderungen in Österreich und Deutschland, die den Kauf der PV-Anlage unterstützen (eigene Darstellung anhand der Kapitel 2.2.1 und 2.3.2.1). 121
Tabelle 4.2: Daten zur Einspeisevergütung in Österreich und Deutschland im Überblick (eigene Darstellung anhand der Kapitel 2.2.2.4 und 2.3.1.3.2). 123
Tabelle 4.3: Daten zur Marktprämie im Überblick (eigene Darstellung anhand der Informationen des Kapitels 2.3.1.3.3). 126
Tabelle 4.4: Daten zur Mieterstromförderung im Überblick (eigene Darstellung nach Kapitel 2.3.1.3.4). 128
Tabelle 4.5: Übersicht über die untersuchten Szenarien, aufgeteilt nach PV-Anlagengröße in kWp und Art der Finanzierung mit „EK“ als Abkürzung für „Eigenkapital“ und „FK“ für Fremdkapital (eigene Darstellung). 135
Tabelle 4.6: Verwendete Modell-Werte für die Berechnung des Szenarios 1a (eigene Darstellung). 135
Tabelle 4.7: Interne Verzinsung im Szenario 1a mit allen 24 Szenariovarianten (SV), jeweils für Österreich und Deutschland. Österreichische Werte oben und Deutsche Werte unten. Höhere IZ-Werte in grün hervorgehoben, gleiche in orange (eigene Darstellung). 137

Tabelle 4.8: Unterschied in der Höhe des internen Zinsfuß in Österreich und Deutschland im Szenario 1a. Liegt der interne Zinsfuß in Österreich höher, ist dieser mit: „AT“ markiert und mit blauem Hintergrund hinterlegt. Ist er in Deutschland höher, wird er mit einem „DE“ markiert und ist gelb gekennzeichnet. Ist der Zinsfuß in beiden Ländern gleich, steht das Symbol „=“ (eigene Darstellung).....138
Tabelle 4.9: Durchschnittliche Steigerung der IZ – Werte (österreichischen Werten jeweils oben und deutschen Werten unten) für eigenfinanzierte 5,1 kWp PV-Anlagen, wenn statt hohen BK, niedrige BK angesetzt werden (eigene Darstellung).....139
Tabelle 4.10: Auswirkungen einer Steigerung der Eigenverbrauchquote auf die Rentabilität 140
Tabelle 4.11: Auswirkungen einer Änderung der vermiedenen Strombezugskosten um jeweils 10%, auf die Rentabilität einer eigenfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlage mit österreichischen Werten jeweils oben und deutschen Werten unten (eigene Darstellung).....140
Tabelle 4.12: Verwendete Parameter für die Berechnung des Szenarios 1b (eigene Darstellung). 142
Tabelle 4.13: Vergleich der Rentabilität von PV-Anlagen in Österreich, von Szenario 1a mit Eigenfinanzierung (EF), mit Szenario 1b mit Mischfinanzierung (MF). Szenariovarianten (SV), in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt sind grün markiert. SV, in denen die Rentabilität gleich hoch ausfällt, sind orange markiert (eigene Darstellung). 144
Tabelle 4.14: Vergleich der Rentabilität von PV-Anlagen in Deutschland, nach Szenario 1a mit Eigenfinanzierung (EF), mit Szenario 1b mit Mischfinanzierung (MF). In grün: Szenariovarianten (SV), in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt. In orange: SV, in denen die Rentabilität im Vergleich gleich ausfällt (eigene Darstellung). 145
Tabelle 4.15: Interne Zinsfüße zum Szenario 1b mit den 24 Szenariovarianten (SV) pro Land. (Österreichische Werte oben und Deutsche Werte unten). In Grün: SV, in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt (eigene Darstellung). 145
Tabelle 4.16: Verwendete Modell-Werte für die Berechnung des Szenarios 2a (eigene Darstellung). 147
Tabelle 4.17: Ergebniswerte zum Szenario 2a mit allen 24 Szenariovarianten. Österreichische Werte (AT) oben und deutsche (DE) unten. In Grün / Orange hervorgehoben sind alle Werte, in denen die Rentabilität im Vergleich höher / gleich ist (eigene Darstellung). 149
Tabelle 4.18: Verwendete Parameter für die Berechnung des Szenarios 2b (eigene Darstellung). 151
Tabelle 4.19: Ergebniswerte zum Szenario 2b mit allen 72 Szenariovarianten. Österreichische Werte oben und Deutsche Werte unten. AT/2 und DE/2 steht für 2 rückzahlungsfrei Jahre bei Kreditaufnahme in Österreich und Deutschland. AT/0 für sofortige Rückzahlung in Österreich. In Grün hervorgehoben sind Werte, bei denen die Rentabilität im Vergleich höher ist. In Orange hervorgehoben sind Werte, bei denen die Rentabilität im Vergleich gleich hoch ist (eigene Darstellung). 153
Tabelle 4.20: Vergleich der Rentabilität in Österreich, von Szenario 2a mit Eigenfinanzierung (EF), mit Szenario 2b mit Mischfinanzierung mit 2 rückzahlungsfreien Anlaufjahren (MF/2) und ohne rückzahlungsfreie

Anlaufjahre (MF/0). Szenariovarianten (SV), in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt sind grün markiert (eigene Darstellung). 154
Tabelle 4.21: Vergleich der Rentabilität in Deutschland, von Szenario 2a ohne Fremdfinanzierung (OF), mit Szenario 2b mit Fremdfinanzierung (MF). Szenariovarianten, in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt sind grün markiert (eigene Darstellung). 155
Tabelle 4.22: Durchschnittliche Höhe des internen Zinsfußes für alle 24 untersuchten Varianten, jeweils in AT und DE für 5,1 kWp und 10,1 kWp PV-Anlagen, geordnet nach Höhe des IZ von oben (bester Wert) nach unten (schlechtester Wert) (eigene Darstellung). 159
Tabelle 4.23: Rentabilitätsvorteil von 10,1 kWp PV-Anlagen gegenüber 5,1 kWp PV-Anlagen (eigene Darstellung). 159
Tabelle 4.24: Durchschnittlicher IZ der untersuchten Szenarien bei niedrigen und hohen BK, jeweils für Österreich und Deutschland. Reihenfolge der Szenarien nach Höhe der IZ-Werte, beginnend von oben mit dem höchsten Wert. In Grün: Reihenfolge der Szenarien bezüglich der Höhe ihrer IZ-Werte ist in AT und DE gleich. In Orange: Reihenfolge ist unterschiedlich (eigene Darstellung). 160
Tabelle 4.25: Einfluss der Betriebskosten (IZ-Unterschied zwischen niedrigen und hohen BK) auf die Rentabilität, für jeweils 24 untersuchte Varianten, in Österreich und Deutschland. In Gelb: IZ-Unterschied in AT höher. In Blau: IZ-Unterschied in DE höher (eigene Darstellung). 161
Tabelle 4.26: Erhöhung der Gesamtrentabilität (IZ-Wert über alle 24 Varianten eines Szenarios), jeweils durch eine größere Eigenverbrauchsquote von + 10% und + 30%, in AT und DE (eigene Darstellung). 161
Tabelle 4.27: Einfluss der Vermiedenen Strombezugskosten (VS) auf den IZ der PV-Anlagen, bei einer Steigerung der VS um +20%. Szenarien geordnet nach abnehmender Höhe der IZ-Veränderung (eigene Darstellung). 162
Tabelle 4.28: Faktoren in AT und DE, die den durchschnittlichen IZ-Wert über alle untersuchten Szenarien beeinflussen. Die Stärke des Einflusses ist durch die abnehmende Reihenfolge der Werte in der Tabelle indiziert (eigene Darstellung). 163
Tabelle 8.1: Aufgaben der KPC, die sich im Rahmen der Förderabwicklung für die UFI und den KLIEN-Fonds ergeben (eigene Darstellung [45] und [254]) 228
Tabelle 8.2: Förderfähige und nicht förderfähige Kosten einer PV-Anlage bei Antragsbewilligung (eigene Darstellung nach [55]). 229
Tabelle 8.3: Auswahlkriterien für eine mögliche Förderung einer PV-Anlage in land- und forstwirtschaftlichen Betrieben 2017 (eigene Darstellung nach [51]). 231
Tabelle 8.4: Förderfähige- und nicht förderfähige Kosten für PV-Anlagen in land- und forstwirtschaftlichen Betrieben (eigene Darstellung nach [51]). 233
Tabelle 8.5: Auswahlkriterien für die Förderung einer PV-Anlage im Programm "Klima- und Energiemodellregionen 2017" (eigene Darstellung nach [52]). 233
Tabelle 8.6: Förderfähigkeit einer PV-Anlage im Rahmen des Förderprogramms "Klima- und Energiemodellregionen 2017" nach förderfähigen Investitionskosten und nicht förderfähigen Investitionskosten (eigene Darstellung nach [52]). 234
Tabelle 8.7: Ökostrompauschalen je Netzebene und pro Netznutzer nach der Ökostrompauschalverordnung 2015, Fassung vom 08.11.2017 (eigene Darstellung nach Veröffentlichungsdaten der E-Control [260]) 237

Tabelle 8.8: Ökostromförderbeiträge je Netzebene und Netzentgeltkomponente für das Jahr 2017 (eigene Darstellung nach der Ökostromförderbeitragsverordnung 2017, [261]). 237
Tabelle 8.9: Förderfähige und nicht förderfähige Investitionskosten einer PV-Anlage im Rahmen der Tarifförderung gemäß § 12 ÖSG 2012, (eigene Darstellung nach [88]) 239
Tabelle 8.10: Vergütungssätze der Marktprämie für PV-Anlagen gerundet auf 2 Nachkommastellen, die nach dem 01.01. 2017 im Betrieb genommen wurden, für das Jahr 2017 (eigene Darstellung nach den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Vergütungssätzen in [110]). 244
Tabelle 8.11: Beispiel für den (durchschnittlichen) Mieterstromzuschlag für PV-Anlagenbetreiber, der sich anhand der anzulegenden Werte berechnen lässt (eigene Darstellung nach den angegebenen Werten in [110]). 247
Tabelle 8.12: Zinssätze 2017 des KfW-Programms 270 Standard (Darstellung nach den veröffentlichten Zinssätzen des KfW-Programms 270 Standard) 251
Tabelle 8.13: Mittelwert der gezahlten Vergütungen über den Zeitraum Q1/2011 bis Q4/2017 in Ct/kWh (eigene Darstellung nach [283],[284][285]). 259
Tabelle 8.14: Variation des Szenarios 1a in AT: Volleinspeisung anstatt 30% Eigenverbrauch, nach dem Förderzeitraum von 13 Jahren für den Restnutzungszeitraum (eigene Darstellung). 259
Tabelle 8.15: IZ- Werte im Vergleich zwischen Rückzahlung sofort (0) und Rück- 260
Tabelle 8.16: IZ- Werte im Vergleich zwischen Rückzahlung sofort (0) und Rückzahlung 260
Tabelle 8.17: Auswirkungen einer Senkung der Betriebskosten auf die Rentabilität einer mischfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlage in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung). 261
Tabelle 8.18: Auswirkungen einer Steigerung der Eigenverbrauchquote um jeweils 10% einer mischfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlage in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung). 261
Tabelle 8.19: Auswirkungen einer Änderung der vermiedenen Strombezugskosten (VS-Änderung) um jeweils 10% und um 20% (+10% zu -10%) einer mischfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlage in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung). 262
Tabelle 8.20: Höhe, um die die IZ-Werte des Szenario 2a, die des Szenario 1a in Österreich überschreiten (eigene Darstellung) 262
Tabelle 8.21: Gegenüberstellung von Szenario 2a und Szenario 1a Österreich, bei gleichen spezifischen Investitionskosten (1621 Euro/kWp). Oberere Werte = Szenario 2a; Untere Werte = Szenario 1a – bei jeweils gleichen Betriebskosten und Vermiedenen Strombezugskosten. In Grün: Bessere Rentabilität (eigene Darstellung). 263
Tabelle 8.22: Unterschied in der Höhe der Rentabilität von PV-Anlagen in Österreich und Deutschland Szenario 2a, bei unterschiedlichen Betriebskosten (BK), Vermiedenen Strombezugskosten (VS) und Eigenverbrauchsquote (EQ). Gelb. Die Rentabilität ist um den angegebenen Wert in Österreich höher; Blau: Die Rentabilität ist um den angegebenen Wert in Deutschland höher (eigene Darstellung). 263
Tabelle 8.23: Höhe, um die die IZ-Werte des Szenario 2a, die des Szenario 1a in Österreich überschreiten (eigene Darstellung) 264
Tabelle 8.24: Höhe, um die die IZ-Werte des Szenario 2a, die des Szenario 1a in Deutschland überschreiten (eigene Darstellung). 264

Tabelle 8.25: Vergleich der Rentabilität deutscher PV-Anlagen im Szenario 2a mit 264
Tabelle 8.26: Steigerung des internen Zinsfuß durch Senkung der Betriebskosten (BK) einer eigenfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage mit österreichischen Werten jeweils oben und deutschen Werten unten (eigene Darstellung). 265
Tabelle 8.27: Auswirkungen einer Steigerung der Eigenverbrauchquote (EQ) bei eigen- 265
Tabelle 8.28: Auswirkungen einer Änderung der vermiedenen Strombezugskosten (VS) bei einer eigenfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage um jeweils 10% in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung). 266
Tabelle 8.29: Österreichische IZ- Werte von 10,1 kWp PV-Anlagen im Vergleich, bei 266
Tabelle 8.30: Deutsche IZ- Werte von 10,1 kWp PV-Anlagen im Vergleich, bei 267
Tabelle 8.31: Die IZ-Werte in Österreich des Szenarios 2b übertreffen die IZ- 267
Tabelle 8.32: Die IZ-Werte in Deutschland des Szenarios 2b übertreffen die IZ- 268
Tabelle 8.33: Eine Senkung der Betriebskosten auf die Rentabilität einer mischfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage in AT (obere Werte) und DE (untere Werte) führt zu den in der Tabelle aufgeführten, höheren IZ-Werten. In AT steht 2 für 2 Jahre rückzahlungsfreie Kreditzeit und 0 für sofortige Kreditrückzahlung (eigene Darstellung). 268
Tabelle 8.34: Auswirkungen einer Steigerung der Eigenverbrauchquote um jeweils 10% einer mischfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage in AT (obere Werte) und DE (untere Werte) (eigene Darstellung). 269
Tabelle 8.35: Auswirkungen einer Steigerung der vermiedenen Strombezugskosten um jeweils 10% einer mischfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung).. 270
Tabelle 8.36: Alternative durchschnittliche Höhe des internen Zinsfuß für alle 24 untersuchten Fälle, falls in DE im Szenario 2b die Zinsrückzahlung des KfW-Kredits im ersten Jahr erfolgt. IZ jeweils in AT und DE, geordnet nach Höhe des IZ von oben (bester Wert) nach unten (schlechtester Wert) (eigene Darstellung). 271
Tabelle 8.37: Szenarienwerte Österreich für unterschiedlichen Betriebskosten (BK), Vermiedene Strombezugskosten (VS), Szenarien (SZ) und Eigenverbrauchsquote (EQ) (eigene Darstellung). 271
Tabelle 8.38: Szenarienwerte Deutschland für unterschiedlichen Betriebskosten (BK), Vermiedene Strombezugskosten (VS), Szenarien (SZ) und Eigenverbrauchsquote (EQ) (eigene Darstellung). 272
Tabelle 8.39: Unterschied Eigen- & Mischfinanzierung in AT und DE; In Gelb: Höherer IZ-Wert bei Mischfinanzierung; in Blau: Höherer IZ-Wert bei Eigenfinanzierung (eigene Darstellung). 273
Tabelle 8.40: Geplante Ausschreibungsvolumina und Gebotstermine für PV-Anlagen nach (eigene Darstellung nach [286]). 273

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Kategorisierungsmöglichkeit von angebotsorientierten Politikinstrumenten zur Förderung von EE in Österreich und Deutschland; in grauer Schrift: Kategorien, die im Rahmen der Masterarbeit nicht weiter betrachtet werden (eigene Darstellung nach [40]). 26
Abbildung 2.2: Einordnung der österreichischen Investitionszuschüsse als investitionsbasiertes und preisbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]). 28
Abbildung 2.3: Schematische Darstellung des Ökostromfördersystems (abgeänderte Darstellung nach [63]). 45
Abbildung 2.4: Veranschaulichung des Unterschieds zwischen Unterstützungsvolumen und Vergütungsvolumen in M€ (Darstellung in [63]). 50
Abbildung 2.5: Kategorisierung der österreichischen Einspeisevergütung (eigene Darstellung). 52
Abbildung 2.6: Kategorische Einordnung der österreichischen OeMAG-Förderung über Einspeisevergütung mit Investitionszuschuss (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]).....54
Abbildung 2.7: Schematische Darstellung des EEG-Fördersystems (abgeänderte Darstellung nach [107]). 66
Abbildung 2.8: Kategorische Einordnung der deutschen Einspeisevergütung (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]). 71
Abbildung 2.9: Einordnung der Marktprämie als preisbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]). 74
Abbildung 2.10: Einordnung der Ausschreibungen als erzeugungsbasiertes und mengenbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41], [120]). 77
Abbildung 2.11: Prinzip der Mieterstromförderung (Darstellung in [124]). 79
Abbildung 2.12: Einordnung der Mieterstromförderung als erzeugungsbasiertes und preisbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]).....81
Abbildung 2.13: Einordnung der deutschen KfW-Förderung als investitionsbasiertes und preisbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]). 85
Abbildung 2.14: Beispielhafte Darstellung der Strompreis-Bestandteile für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2017, bei einem durchschnittlichen Strompreis von 29,28 Ct/kWh (eigene Darstellung nach [146]).....96
Abbildung 2.15: Entwicklung der EEG-Umlage in Ct/kWh in den Jahren 2010 bis 2017 [152]. 97
Abbildung 3.1: Durchschnittliche Brutto-Haushaltsstrompreise für unterschiedliche Jahresstromverbräuche in Österreich in den Zeiträumen vom 1. Juli bis 31. Dezember des jeweiligen Jahres (eigene Darstellung nach [162]). 105
Abbildung 3.2: Durchschnittliche Brutto-Haushaltsstrompreise für unterschiedliche Jahresstromverbräuche der letzten 10 Jahre von 2008 bis 2017 (eigene Darstellung nach [167]). 110
Abbildung 3.3: Entwicklung des Großhandelspreises elektrischer Grundlastenergie seit 2011 (eigene Darstellung nach [172]). 114

Abbildung 4.1: Einteilung der österreichischen (Haupt-) Förderinstrumente in erzeugungsbasierte und investitionsbasierte Instrumente, die preisbezogen sind und rein investitionsbasierte Instrumente, die preisbezogen sind (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40], [41]). 129
Abbildung 4.2: Einteilung der deutschen (Haupt-) Förderinstrumente in erzeugungsbasierte Instrumente, die sowohl preis- als auch mengenbezogen sind und investitionsbasierte Instrumente, die preisbezogen sind (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40], [41]). 130
Abbildung 8.1: Thematische Aufteilung im Jahresprogramm 2017 des Klima- und Energiefonds (Darstellung in [256]). 227
Abbildung 8.2: Schematische Darstellung einer PV-Anlage, die als Volleinspeiser betrieben wird (Darstellung in [100]). 240
Abbildung 8.3: Schematische Darstellung einer PV-Anlage die als Überschusseinspeiser betrieben wird (Darstellung in [100]). 241
Abbildung 8.4: Entwicklung der Zuschläge der Ausschreibungsrunden seit April 2015 bis Juni 2017 in Ct/kWh (Darstellung in [279]). 245
Abbildung 8.5: Beispielhafte Darstellung der Strompreis-Bestandteile für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2017 bei einem durchschnittlichen Strompreis von 29,28 Ct/kWh (eigene Darstellung nach [146]). 247
Abbildung 8.6: Hellblaue Fläche unter dunkelblauer und orangener Kurve symbolisiert die als Eigenversorgung nutzbare Strommenge [104]. 253
Abbildung 8.7: Beispielhafte Stromerzeugung einer PV-Anlage (gelbe Angebotskurve) und abweichender Verbrauch (grüne Lastkurve) (abgeänderte Darstellung nach [101]). 257
Abbildung 8.8: Lastprofil ohne Energiemanagementsystem (Darstellung in [100]). 258
Abbildung 8.9: Lastprofil mit Energiemanagementsystem (Darstellung in [100]). 258

Kurzfassung

Um dem Klimawandel als eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts zu begegnen, muss der Anteil an erneuerbaren Energien zügig ausgebaut werden. Dies bedarf häufig staatlicher Förderung. Die vorliegende Masterarbeit analysiert anhand der Nachbarstaaten Österreich und Deutschland, wesentliche Unterschiede und Gemeinsamkeiten, sowie Vor- und Nachteile von Bundesförderungen für die Erzeugung von Solarstrom – eine der wichtigsten Formen erneuerbarer Energie – im Jahr 2017. Aufgrund ihrer technischen Eigenschaften können neben kommerziellen Investoren, öffentlichen Einrichtungen und Betrieben, auch private Haushalte durch Solarstromproduktion zum Klimaschutz beitragen. Mithilfe eines Finanzmodells wird überprüft, in welchem Maße die Förderung den Photovoltaikanlagenbetrieb für Privathaushalte unterstützt, indem die Wirtschaftlichkeit von geförderten 5,1 kWp und 10,1 kWp Photovoltaikanlagen, in Österreich und Deutschland verglichen wird. Hierbei werden ausgewählte, für die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage relevante Parameter, in Szenarien modelliert, um deren Einfluss auf den internen Zinsfuß solcher Investitionen in beiden Ländern zu vergleichen. Die Ergebnisse zeigen, dass die österreichische Förderung deutlich stärker auf eine Senkung der Anschaffungskosten der Photovoltaikanlage abzielt. Dafür existieren vier Bundesförderprogramme, die ausschließlich den Kauf der Photovoltaikanlage mit einem einmaligen, nicht rückzahlbaren Investitionszuschuss, finanziell unterstützen. Außerdem existiert ein fünftes Bundesförderprogramm, in dem der Verkauf von produziertem Photovoltaikstrom für 13 Jahre durch eine feste Einspeisevergütung garantiert und ein Investitionszuschuss gewährt wird. Je nach Programm werden unterschiedliche Akteure und Photovoltaikanlagengrößen bis maximal 200 kWp, gefördert. Der Investitionszuschuss hat den Vorteil, dass Investoren gleich zu Beginn erheblich entlastet werden. Der Nachteil des reinen Investitionszuschusses besteht jedoch in dem weiterhin existierenden Risiko, den erzeugten Photovoltaikstrom nicht absetzen zu können. In kombinierter Form mit der Einspeisevergütung wird dieses Risiko für den Investor eliminiert und es besteht Planungssicherheit bezüglich der Einkünfte. In allen analysierten Varianten, in denen Photovoltaikanlagen in Privathaushalten die kombinierte Förderungsform aus Einspeisevergütung und Investitionszuschuss beziehen, liegt die durchschnittliche Interne Verzinsung bei 2,7%. Nur 77% der Varianten erweisen sich dabei als rentabel. Bei diesen Varianten beträgt die durchschnittliche interne Verzinsung 4,1%. Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von den modellierten Parametern ab. Es zeigt sich, dass die Betriebskosten die Rentabilität am meisten beeinflussen, gefolgt von der Photovoltaikanlagengröße. In Deutschland wird der Kauf einer Photovoltaikanlage durch einen zinsgünstigen Kredit der KfW- Bank gefördert. Ähnlich wie in Österreich, besteht in Deutsch-

land eine Abnahme- und Vergütungsgarantie für den erzeugten Photovoltaikstrom (Einspeisevergütung). Sie gilt jedoch für einen längeren Zeitraum von 20 Jahren und hat einen höheren Vergütungssatz, der sich an der PV-Anlagengröße ausrichtet. Anders als in Österreich bestehen mit der Marktprämie und dem Mieterstromzuschlag noch weitere Förderungen, die sich an der produzierten Strommenge ausrichten. Sie sind zusätzlich aber noch wettbewerbsorientiert, da der Photovoltaikanlagenbetreiber sich selbst um seinen Stromverkauf am Markt kümmern muss. Die dadurch erwirtschafteten Einnahmen werden durch einen staatlich garantierten Aufschlag erhöht. Wie in Österreich, gibt es Förderungen für unterschiedliche Anlagengrößen, allerdings liegt die maximal mögliche Anlagengröße mit 10 MWp deutlich höher. Durch die garantierte Einspeisevergütung ist die Investition risikoarm. Im Gegensatz dazu sind bei der Marktprämie und dem Mieterstromzuschlag mehr Risiken vorhanden. Ab einer Photovoltaikanlagengröße von 750 kWp muss das Recht auf eine Marktprämienförderung in einem Bieterprozess in Ausschreibungen erlangt werden, in dem nur diejenigen Photovoltaikanlagen eine Förderung erhalten, die am wenigsten Förderung verlangen. Im Gegenzug besteht in beiden Förderungen bei gutem Wirtschaften auch die Chance auf höhere Einnahmen. Die durchschnittliche interne Verzinsung aller analysierten Varianten, bei denen Privathaushalte eine mit Einspeisevergütung geförderte Photovoltaikanlage betreiben, liegt bei 2,7% und ist damit gleich hoch, wie in Österreich. Die relative Anzahl an rentablen Varianten liegt mit 79% geringfügig höher. Deren durchschnittliche interne Verzinsung ist mit 3,9% aber dafür etwas geringer als in Österreich. Auch in Deutschland hängt die Wirtschaftlichkeit stark von den verwendeten Modellparametern ab. Hier beeinflusst der Anteil der produzierten Strommenge, der selbst genutzt wird (Eigenverbrauchsquote) die Rentabilität am meisten. Erst an zweiter Stelle folgen die Betriebskosten. Insgesamt lässt sich feststellen, dass beide Länder ihre Photovoltaikanlagen mehrdimensional fördern, auch wenn sich die Ansätze etwas unterscheiden. Die im Modell untersuchten Photovoltaikanlageinvestitionen sind für verschiedene Antragssteller-Konstellationen rentabel, wenn günstige Parameter gewählt werden.

Abstract

In order to cope with climate change as one of the central challenges of the 21st century, the share of renewable energies must be rapidly increased. This often requires state support. This Master's thesis analyzes for the neighbouring countries Austria and Germany substantial differences and similarities, as well as advantages and disadvantages of federal subsidies for the generation of solar electricity - one of the most important forms of renewable energy - in 2017. Due to the technical properties of solar plants they can be used by commercial investors, public institutions and companies, but also by private households, allowing them to contribute to climate protection. The extent to which subsidies can support the operation of photovoltaic systems of private households is examined by comparing the profitability of subsidized 5.1 kWp and 10.1 kWp solar plants in Austria and Germany, with the help of a cash-flow model. Selected parameters relevant for the profitability of the solar plant are modelled in scenarios to compare their influence on the internal rate of return (IRR) of such investments in both countries. The results show that Austrian subsidies are much more strongly aimed at reducing the acquisition costs for solar plants. To this end, there are four federal subsidy programs providing financial support exclusively for the purchase of solar plants with a one-off, non-repayable investment cost subsidy. There is also a fifth federal subsidy programme in which the sale of the produced solar electricity is guaranteed for 13 years by a fixed Feed-in Tariff (FiT) and an investment cost subsidy is granted. Depending on the programme, different players and plant sizes are subsidized up to a maximum of 200 kWp. The investment cost subsidy has the advantage that investors are considerably supported right from the start. The disadvantage of the pure investment cost subsidy, however, is the continuing risk of not being able to sell the generated solar electricity. In combination with the FiT, this risk is eliminated for the investor and there is planning security regarding income. In all the variations analysed, in which solar plants in private households receive the combined support from the FiT and investment subsidy, the average internal rate of return is 2.7%. Only 77% of the variations proved to be profitable. In these variations the average IRR is 4.1%. The profitability depends strongly on the parameters modelled. Operating costs have the greatest influence on profitability, followed by the size of the plant. In Germany, the purchase of a solar plant is supported by a low-interest loan from the KfW Bank. Similar to Austria, there is a remuneration guarantee for the generated solar electricity in Germany (FiT). However, it is valid for a longer period of 20 years and the rate is higher, based on the size of the plant. In contrast to Austria, there are other subsidies in form of the "*Market Premium*" (in Ger."*Marktprämie*") and the "*Tenant Electricity Surcharge*" (in Ger. "*Mieterstromzuschlag*"). They are geared to the amount of electricity produced, but at the same time they are competitive, as the plant owner is

in charge of selling the electricity on the market. The income generated this way is increased by a state-guaranteed surcharge. As in Austria, there are subsidies for different plant sizes, but the maximum possible plant size is significantly higher at 10 MWp. The FiT allows for a low-risk investment. In contrast, there are risks associated with the Market Premium and the Tenant Electricity Surcharge. From a plant size of 750 kWp upwards, the right for a Market Premium support must be obtained in a bidding process in tenders, in which only those plants that require the least support receive the government aid. In return, both programmes also offer the chance of higher income, if the production and sale of solar electricity is well managed. The average IRR of all cases analysed, in which private households operate a solar plant with a FiT, is 2.7%, and therefore similar to Austria. Additionally, the relative number of profitable cases is a bit higher at 79%. However, their average IRR is slightly lower than in Austria at 3.9%. In Germany, profitability also depends heavily on the model parameters used. Here, the share of the solar electricity that is used for the own consumption of the producing household, has the greatest influence on profitability. Only in second place come the operating costs. Overall, it can be seen that both countries promote their photovoltaic systems in a multidimensional way, even if the approaches differ somewhat. The solar plant investments examined in the model can be profitable for different applicant constellations, if the model parameters are well chosen.

1 Einleitung

1.1. Zur Notwendigkeit der Photovoltaik-Förderung in Österreich und Deutschland

„*2019 war das wärmste Jahr in Europa*“ titelte unlängst die Zeit in einem Online-Artikel [1]. Tatsächlich wurden in den letzten Jahren sogar weltweit Temperaturrekorde aufgestellt. Die Jahre 2015 bis 2019 waren die wärmsten seit Beginn der Wetteraufzeichnungen im 19. Jahrhundert. Ebenso war es das wärmste Jahrzehnt (2010 bis 2019) [2]. Die Temperaturen im wärmsten Jahr 2016 lagen über 1,2° Celsius und im zweitwärmsten Jahr 2019 über 1,1° Celsius über dem vorindustriellen Niveau [2], [3]. Nach dem „*Intergovernmental Panel on Climate Change* (*IPCC)- Sonderbericht über 1,5° Celsius globale Erwärmung*“, werden 1,5° Celsius Erwärmung gegenüber dem vorindustriellen Niveau wahrscheinlich 2030 bis 2052 erreicht sein, sofern die Erwärmung mit der aktuellen Geschwindigkeit weiter zunimmt. In der Wissenschaft herrscht weitgehender Konsens darüber, dass der aktuelle Klimawandel durch menschliche Aktivitäten verursacht wird [4],[5]. Die Klimaerwärmung beeinflusst bereits natürliche und anthropogene Systeme und die Wahrscheinlichkeit für negative Auswirkungen steigt dabei mit zunehmender Temperatur [6]. Um das Klimasystem vor anthropogenen Störungen für heutige und zukünftige Generationen zu schützen, wurde 1992 die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) ins Leben gerufen, die mittlerweile von 196 Staaten und der EU als regionaler Wirtschaftsorganisation ratifiziert wurde [7], [8], [9]. Im Übereinkommen von Paris 2015 einigten sich die UNFCCC- Vertragsstaaten schließlich, die globale Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2° Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen und Anstrengungen zu unternehmen, die Erwärmung nicht über 1,5 ° Celsius steigen zu lassen [10], [11]. Zudem wird angestrebt, in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts Treibhausgasneutralität durch ein „[…] *Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken* […]“ [12] zu erreichen. Die Erwärmung der Atmosphäre wird durch den Treibhauseffekt verursacht, der durch natürliche und anthropogene Treibhausgase in der Lufthülle der Erde entsteht [13], [14]. Eine höhere Konzentration von treibhauswirksamen Gasen in der Atmosphäre führt dabei zu einem stärkeren Treibhauseffekt [14]. Die Eintragsmenge der anthropogenen Treibhausgase muss daher entsprechend sinken, wenn das von den UNFCCC- Vertragsstaaten gesetzte 1,5° - Vorhaben erreicht werden soll. Dies kann unter anderem durch die verringerte Nutzung fossiler Energieträger erreicht werden, da bei ihrer Verbrennung Kohlenstoffdioxid freigesetzt wird, welches als Treibhausgas für ca. 60 % des anthropogen verursachten Temperaturanstiegs verantwortlich ist [14]. Eine Reduzierung der Nutzung fossiler Energien hätte zudem positive Auswir-

kung auf die Gesundheit: Es wird davon ausgegangen, dass 65 % der geschätzten 5,55 Millionen vorzeitigen Todesfälle durch Luftschadstoffe auf die Verbrennung fossiler Energien zurückzuführen sind [15]. Als problematisch erweist sich auch die Endlichkeit fossiler Energieträger [16], vor allem da diese auf eine wahrscheinlich steigende Energienachfrage der Weltbevölkerung in den nächsten Jahrzehnten trifft [17]. Eine Möglichkeit auf fossile Energieträger zu verzichten, ist ihre Substitution durch Erneuerbare Energieträger. Wie ein weltweiter Umstieg auf 100 % Erneuerbare Energieträger technisch und wirtschaftlich noch vor dem Jahr 2050 erreichbar ist, wurde durch eine 2019 veröffentlichte, umfassende Studie der finnischen LUT University, die in Kooperation mit der Energy Watch Group durchgeführt wurde, dargelegt. Demnach ist der kostengünstigste erneuerbare Energiemix durch ein neues, elektrifiziertes, globales Energiesystem möglich, welches einen Primärenergieanteil von 90 % an erneuerbarer Elektrizität aufweist. Photovoltaik und Windkraft tragen dabei mit 76 % und 20 % am meisten zur Stromgewinnung bei [18].

Im Jahr 2007 beschloss die Europäische Union im Klima- und Energiepaket 2020 konkrete Zielvorgaben für eine Bekämpfung des Klimawandels und legte hierzu im Jahr 2009 entsprechende Rechtsvorschriften vor [19]. Die EU zielt dabei, neben einer Senkung der Treibhausgasreduktionen und einer Steigerung der Energieeffizienz um 20%, auch auf eine anteilige Erhöhung der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 20% [20]. Dazu wurden im Rahmen der *„Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG“* (Richtlinie 2009/28/EG) von den europäischen Mitgliedsstaaten in nationalen Aktionsplänen verbindliche nationale Ziele zur Erhöhung der erneuerbaren Energieproduktion gesetzt, die je nach Ausgangslage und Fähigkeit der Länder zwar variieren, jedoch in Summe zu der Erreichung des letztgenannten Ziels führen sollen [19]. Im Jahr 2016 wurde von der Europäischen Kommission das EU-Legislativpaket *„Saubere Energie für alle Europäer“* veröffentlicht, dass klima- und energiepolitische Ziele bis 2030 beinhaltet. Im Rahmen des Pakets wurde die Richtlinie 2009/28/EG im Jahr 2018 erneuert, wodurch der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch nun bis 2030 auf mindestens 32% erhöht werden soll [21]. Zudem wurde im Zuge des Legislativpakets die *„Verordnung (EU) 2018/1999 - Governance- System für die Energieunion und für den Klimaschutz“* veröffentlicht [21]. Die Verordnung sieht vor, dass die EU-Staaten einen „*integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan*“ (NECP) erarbeiten müssen, der für die Jahre 2021 bis 2030 als neues Planungs- und Monitoringinstrument u.a. zur Umsetzung der 2030 Ziele der EU für erneuerbare Energien und Energieeffizienz beitragen soll [22]. Hierzu müssen im NECP die für die Zielerreichung notwendigen, nationalen Maßnahmen und Beiträge dargelegt wer-

den [22]. Außerdem müssen die Mitgliedsstaaten im Rahmen der Verordnung langfristige Strategien zur Verminderung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 ausarbeiten [23].

Wie unterschiedlich dabei die Zielsetzungen der Nationalstaaten sind, lässt sich beispielhaft anhand der Nachbarstaaten Österreich und Deutschland verdeutlichen:

So hat sich Österreich in seinem „*Nationalen Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich*“ (NREAP-AT) verpflichtet, „[…] *seinen Anteil für erneuerbare Energien am Brutto-Endenergieverbrauch bis 2020 auf 34% zu erhöhen* […]“. Geplant ist dabei das „[…] *Volumen an erneuerbarer Energie bis 2020 gegenüber 2008 um 18% zu erhöhen* […]“. Der neue NECP sieht für die Periode 2021 bis 2030 eine „[…] *Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch auf 46% - 50%, sowie Deckung des Stromverbrauchs zu 100% aus Erneuerbaren (national/bilanziell*) […]“ vor.

Deutschland hingegen plant in seinem „*Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung aus erneuerbaren Quellen*“, den Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18% zu erhöhen. Vergleicht man dies mit dem Jahreswert 2008 von ca. 10% [24], entspricht dies einer Erhöhung um 80%. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll bis 2020 auf mindestens 30% erhöht werden. Deutschlands NECP wurde bis zum aktuellen Zeitpunkt (21.04.2020), lediglich der EU-Kommission als Entwurf vorgelegt. Jedoch bauen die Inhalte des NECP auf bereits beschlossenen Strategien, Zielen und Maßnahmen auf. Diese und weitere Prozessergebnisse aus Entscheidungen und Diskussionen sollen schließlich in den finalen NECP miteinfließen [22]. Im NECP-Entwurf ist ein Anteil von 30% erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 vorgesehen. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch ist noch nicht eindeutig festgelegt und wird mit Werten zwischen 50 – 52,5% und 65% angegeben. Im NECP-Entwurf wird angemerkt, dass sich die Werte im finalen NECP noch ändern können [25].

Es stehen verschiedene Alternativen zur Verfügung, um den angestrebten Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen. Bedeutend für Europa sind Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und teilweise Geothermie [26]. Photovoltaik (PV) ermöglicht es, Sonnenstrahlung direkt in Elektrizität zu wandeln [27]. Durch ihren modularen Aufbau ist die PV die erneuerbare Energie, mit den vielseitigsten Einsatzmöglichkeiten, die von Elektrizitätsgenerierung für technische Anwendungen im Milliwatt-, bis zur öffentlichen Elektrizitätsversorgung im Megawattbereich reicht [28]. Auch für private Haushalte bietet sich die Nutzung von PV zur Elektrizitätsversorgung an, da sie im Betrieb wartungsarm ist [29], keine

Lärmemissionen und Luftschadstoffe verursacht [30] und über eine lange Lebensdauer von ca. 20 bis 30 Jahren verfügt [31].

Leider sind die Gesamtkosten der Stromerzeugung durch PV noch teilweise höher, als die Stromerzeugung durch konventionelle Energieträger [32], weshalb die EU-Staaten sie durch unterschiedliche Maßnahmen fördern, um ihre Wettbewerbsfähigkeit zu garantieren [33].

Die PV-Anlagenpreise folgen einer Preis-Erfahrungskurve, sodass bei steigenden Produktionsmengen sinkende Preise einhergehen. Dies führt beispielsweise dazu, dass bei einer Verdopplung der installierten PV-Leistung, die Weltmarktpreise für marktrelevante PV-Module (kristallines Silizium und Dünnschichtmodule) um ca. 24% sinken [32]. Aber auch andere systemrelevante Komponenten, wie beispielsweise Inverter und Balance of System (BOS) folgen diesem Muster [34].

Die dadurch stetig sinkenden PV-Anlagenpreise führten zu ersten, installierten PV-Großanlagen, die im EU-Strommarkt auch ohne Förderung installiert werden konnten [35], [36]. Im Idealfall kann man durch Förderung eine Technologie etablieren, die danach keiner staatlichen Unterstützung bedarf, um klimafreundlich, emissionsarm und günstig Strom zu produzieren.

Förderungen können also als zweckdienliches Mittel gesehen werden, um die notwendige PV-Technologie zu etablieren. Historisch bedingt durch die EU-Richtlinie 2001/77/EG, setzen die EU-Länder unterschiedliche Förderungen für ihre erneuerbare Energien ein [37]. Auch Österreich und Deutschland fördern ihre PV-Anlagen unterschiedlich. Die Unterschiede sollen in der vorliegenden Arbeit interdisziplinär untersucht werden. Zunächst werden die österreichische und deutsche Förderpolitik der PV und rechtliche Rahmenbedingungen skizziert. Ergänzend folgt eine vergleichende Investitionsrechnung, indem mithilfe eines Finanzmodells die Wirtschaftlichkeit kleiner, geförderter PV-Anlagen kalkuliert wird.

1.2. **Ziele der Untersuchung und leitende Forschungsfragen**

In der vorliegenden Masterarbeit sollen die unterschiedlichen Förderungen von Photovoltaikanlagen in Österreich und Deutschland auf Bundesebene, mit folgender Zielsetzung untersucht werden:

a. Herausarbeiten von Unterschieden und Gemeinsamkeiten in Österreich und Deutschland hinsichtlich der bereitgestellten Fördermöglichkeiten für Photovoltaikanlagen.
b. Aufzeigen der Rentabilität von kleinen Photovoltaikanlagen für Privathaushalte, die ausgewählte Förderungen in Anspruch nehmen.

Im Rahmen der genannten Zielsetzung, werden folgende Forschungsfragen beantwortet:

a. *Welche Unterschiede und Gemeinsamkeiten gibt es in der deutschen und österreichischen PV-Förderung*?

b. Worin liegen die Vor- und Nachteile bestimmter Förderungen für PV-Investoren?

c. Ist die Investition in PV-Anlagen unter Inanspruchnahme von Förderungen für Privathaushalte rentabel und wenn ja, unter welchen Voraussetzungen?

Da die Gesetze und Förderungen einem ständigen Wandel unterliegen und angepasst werden, wurden die Förderungen im Jahr 2017 als Untersuchungsgrundlage der Masterarbeit festgelegt und die in ihnen formulierten Förderhöhen der PV-Anlagenbetreiber untersucht. Die Untersuchung beschränkt sich auf Förderungen für Photovoltaikanlagen ohne Speicher. Für Stromspeicher bestehen meist eigene Förderungen, deren zusätzliche Untersuchung den gesetzten Rahmen der Masterarbeit sprengen würde.

2 Literaturüberblick und Hintergrundinformationen

2.1 Einteilungsmöglichkeit von Photovoltaik-Förderinstrumenten

Im Folgenden wird eine Möglichkeit vorgestellt, mit der österreichische und deutsche Photovoltaikförderungen kategorisiert werden können. Zudem wird festgelegt, welche Förderungsarten im weiteren Verlauf untersucht werden.

Statt Förderung wird im Folgenden der Begriff des „*Förderinstruments*“ verwendet. Als Förderinstrument für erneuerbare Energien lassen sich *„[…] grundsätzlich alle Maßnahmen […] verstehen, die dafür geeignet sind, regenerative Energien zu fördern“* [38]. Das Instrument greift dabei steuernd in das Verhalten von Marktakteuren ein, um sie im Sinne eines übergeordneten Förderziels zu beeinflussen [39].

Aus den unterschiedlichen Möglichkeiten zur Einteilung von Förderinstrumenten[1] wird für die vorliegende Arbeit eine von *Held* [40] verwendete Einteilung nach *Faber et al*. [41] aufgegriffen. Zusätzlich wird eine Unterscheidung von Bechberger et. al [38] ergänzt, um eine für diese Arbeit zweckdienliche Darstellung zu erhalten.

Bechberger et. al [38] teilt politische Instrumente zunächst ein, in:

- *„angebotsorientierte Förderinstrumente“*, die einen Einfluss auf die Produzentenseite, z.B. von Erneuerbaren Energien (EE)- Strom, ausüben
- *„nachfrageorientierte Förderinstrumente“,* die die Konsumenten (bspw. EE-Stromkonsumenten) beeinflussen

In der Arbeit werden nur die angebotsorientierten Förderinstrumente, die einen Einfluss auf die stromproduzierenden PV-Anlagenbetreiber haben, untersucht.

Held unterteilt in die folgenden zwei Kategorien, wobei auch hier nur die erste für den weiteren Verlauf der Arbeit relevant ist [40]:

- *Direkte Instrumente*, die eine unmittelbare Auswirkung auf, z.B. erneuerbare Energien ausüben und so deren Marktentwicklung fördern
- *Indirekte Instrumente*, die beispielsweise durch Werbekampagnen zur Förderung der öffentlichen Wahrnehmung oder durch Gelder für Forschung & Entwicklung [42], die Rahmenbedingungen verbessern möchten

Bei der Anwendung von direkten Instrumenten kann der Staat eine aktive Rolle übernehmen, in dem er regulatorisch in das Marktgeschehen eingreift oder er

[1] Siehe beispielsweise [287], [40] und [41].

nimmt sich zurück. Entsprechend werden die direkten Instrumente weiter unterteilt in:

- *„Regulierende Instrumente“*, bei denen der Staat durch einen Eingriff in den Markt die vorherrschenden Konditionen, beispielsweise für EE, verbessern [40] und deren Attraktivität für Investoren steigern möchte [41].
- *„Freiwillige* Instrumente“, die auf gesellschaftlichem Engagement basieren und Akteuren die Möglichkeit bieten, z.B. EE zu unterstützen. Beispiele für freiwillige Instrumente sind „*Grüne Tarife“* bei denen Konsumenten für die Nutzung von EE-Strom freiwillig einen Aufpreis gegenüber dem Marktpreis von konventionellen Strom bezahlen oder *„Beteiligungsprogramme“* bei denen Privatinvestoren durch eine finanzielle Beteiligung an EE-Projekten Anteilseigner einer EE-Anlage werden [40] (siehe Bürgerenergieprojekte in [41]).

Auch hier sind nur die regulierenden Instrumente für die vorliegende Masterarbeit von Bedeutung. Diese können wiederum unterschieden werden in:

- *„Investitionsbasierte Instrumente“,* die auf die Förderung von tatsächlich getätigten Investitionen abzielen (z.B. Investitionszuschüsse beim Kauf einer Photovoltaik- Anlage).
- *„Erzeugungsbasierte Instrumente“*, deren Förderung sich an tatsächlich erzeugten Produkten (z.B. erzeugte Photovoltaik- Strommenge) ausrichten.

Beide können schließlich noch *preis*- oder *mengenbezogen* sein, sodass entweder beim Preis oder der Menge regulativ eingegriffen wird. Dies bedeutet, dass

- bei p*reisbezogenen Instrumenten*[2] der Preis fest vorgegeben wird und die Menge sich aus dem Marktpreis ergibt
- bei *mengenbezogenen Instrumenten* sich der Preis aus einer fest vorgegebenen Menge ergibt

Zusammenfassend lassen sich somit politische Instrumente in die in Abbildung 2.1 dargestellten, für die vorliegende Arbeit relevanten Kategorien einteilen:

[2] *Preisbezogene Instrumente* können je nach Literatur auch als *Monetäre Instrumente* bezeichnet werden [43]

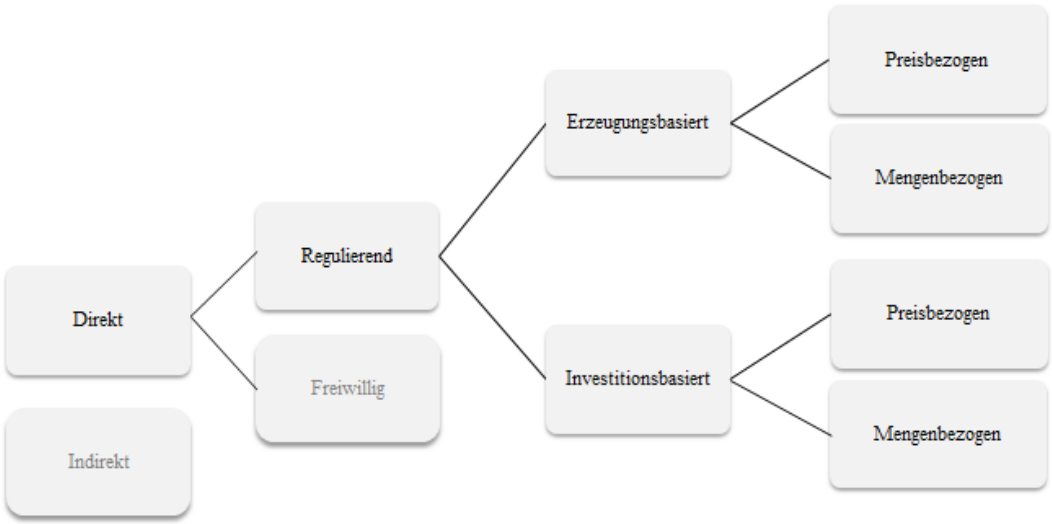


Abbildung 2.1: Kategorisierungsmöglichkeit von angebotsorientierten Politikinstrumenten zur Förderung von EE in Österreich und Deutschland; in grauer Schrift: Kategorien, die im Rahmen der Masterarbeit nicht weiter betrachtet werden (eigene Darstellung nach [40]).

Soweit es möglich ist, werden die vorgestellten Förderinstrumente im weiteren Verlauf in diese Kategorisierung eingeteilt. Instrumente, die sich nicht einteilen lassen, fallen unter die Kategorie „*sonstige Instrumente*“.

2.2 Photovoltaik-Förderung in Österreich auf Bundesebene

Bundesweite Photovoltaik-Förderungen in Österreich werden sowohl investitions- als auch erzeugungsbasiert vergeben. Fördermöglichkeiten, ihre institutionellen Rahmenbedingungen und die Art der Fördervergabe werden im vorliegenden Kapitel vorgestellt. Dafür werden zunächst Investitionsförderungen entsprechend der im Kapitel 2.1 aufgezeigten Kategorisierung eingeordnet und beschrieben. Es folgt ein Überblick über die möglichen Investitionsförderungen für Photovoltaikanlagen in Österreich im Jahr 2017, sowie deren zuständige Institutionen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Relevantes EU-Recht wird dabei für einen besseren Überblick über die Funktionsweise der nationalen Förderung kurz beleuchtet. Auf dieser Basis werden anschließend die Prinzipien dargelegt, nach denen die Förderhöhe ermittelt wird. Schließlich wird in den weiteren Kapiteln auf die österreichischen Investitionsförderprogramme im Einzelnen eingegangen.

2.2.1 Investitionszuschüsse über Bundesförderprogramme

Investoren von Photovoltaikanlagen haben hohe Anfangsinvestitionskosten, dafür aber niedrige laufende Kosten [43]. Gerade die hohen Anfangsinvestitionskosten können jedoch ein Hindernis für den Erwerb einer Photovoltaikanlage darstellen, wenn potentielle Investoren über zu wenig Kapital verfügen oder nicht bereit sind einen Kredit aufzunehmen [44]. Hier setzen die österreichischen Investitionszuschüsse an, indem der Staat dem Investor einen Teil der angefallenen Investitionskosten erstattet und damit den Anschaffungspreis für die Photovoltaikanlage senkt. Dieses angebotsorientierte Instrument kann somit nach der zuvor aufgezeigten Kategorisierung als investitions- und preisbasiert eingestuft werden (s. Abbildung 2.2):

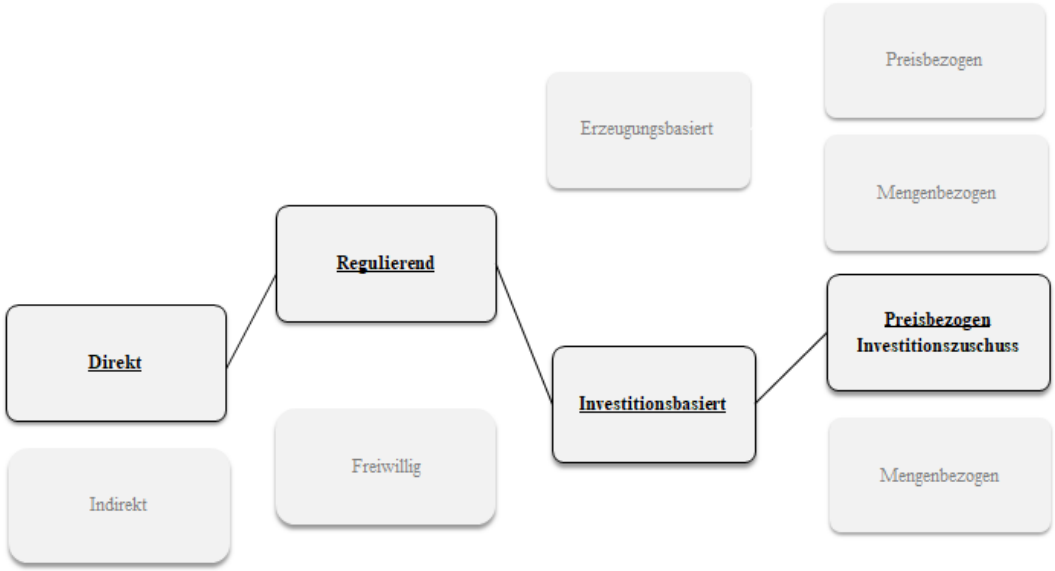


Abbildung 2.2: Einordnung der österreichischen Investitionszuschüsse als investitionsbasiertes und preisbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]).

Durch die verminderten Anschaffungskosten sinkt zudem die Amortisationsdauer[3] der PV-Anlage, wodurch das Investorenrisiko[4] gesenkt wird. Üblicherweise wird ein Investitionszuschuss meist in Verbindung mit anderen Förderinstrumenten eingesetzt [38]. Auch in Österreich ist der Investitionszuschuss nicht die einzige bundesweite Förderungsmöglichkeit. Als problematisch wird für Investoren das bestehende Preis[5]- und Mengenrisiko[6] der Investitionsförderung gesehen [43]. So sinkt zwar das Risiko für Investoren aufgrund gut planbarer Anfangsinvestitionskosten, die zukünftige Refinanzierung bleibt jedoch weiter risikobehaftet, da beispielsweise Marktpreisentwicklungen für EE-Strom nur schwer prognostizierbar sind. Das gleiche Problem gilt für die Prognose der absetzbaren Strommenge [43].

2.2.1.1 Überblick über PV-Investitionsförderprogramme, zugehörige Gesetzgebung und zuständige Institutionen in Österreich

Bundesweit wurde der Kauf von Photovoltaik-Anlagen in Österreich 2017 durch folgende staatlich angeordnete Förderungen bezuschusst:

[3] Die Amortisationsdauer sagt aus, wie viele Perioden benötigt werden, um eine Anschaffungsauszahlung durch Kapitalrückflüsse zu amortisieren [288].
[4] In der Unternehmenspraxis wird die Zeit, in der die Investition sich durch Kapitalrückflüsse noch nicht amortisiert hat, als „Gefahrenzone“ gesehen. Muss eine Investition in diesem Zeitraum abgebrochen werden, wird dies als Fehlschlag interpretiert. Um dieses Risiko zu verringern, ist es im Interesse des Investors, eine Investition mit möglichst kurzer Amortisationsdauer zu wählen [288].
[5] Ein Preisrisiko für EE- Investoren besteht dadurch, dass der erzielte oder erzielbare Preis für die Energieerzeugung geringer ist, als der zuvor kalkulierte Preis [43].
[6] Ein Mengenrisiko liegt für den EE-Investoren dann vor, wenn die abgesetzte Strommenge geringer ist, als die zuvor kalkulierte, absetzbare Menge [43].

1. Förderaktionen „*Photovoltaik-Anlagen 2017*“, „*Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2017*“ und „*Klima- und Energiemodellregionen*“ des „*Klima und Energiefonds*“ (KLIEN-Fonds). Weiterführende Informationen zum KLIEN-Fonds finden sich im Anhang (siehe (s.) Anhang 8.2, Kapitel 2.2.1.1, Klima- und Energiefonds (KLIEN-Fonds)). Das Präsidium dieses Förderinstruments setzt sich aus den Bundesministern des „Bundesministeriums für Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft [7]“ (BMLFUW) und des *„Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie“* (BMVIT) oder von ihnen entsandten Stellvertretern zusammen.
2. Förderprogramm „*Stromerzeugung in Insellage*“ des ehemaligen BMLFUW im Rahmen der „*Umweltförderung im Inland*“ (UFI) (weiterführende Informationen zur UFI s. Anhang 8.2, Kapitel 2.2.1.1, Umweltförderung im Inland (UFI)).
3. „*Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern*“ (Ökostromgesetz 2012- ÖSG 2012), durch dessen gesetzliche Regelung der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft[8] die Ökostrom- Einspeisetarifverordnung 2016[9] erlassen hat, in denen neben Einspeisetarifen auch Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen festgelegt sind.

EU rechtliche Bestimmungen, Förder-Fonds, nationale Gesetze und Richtlinien

Nationale Investitionsförderungen für Unternehmen sind an den Bestimmungen des EU-Beihilfenrechts auszurichten, um Wettbewerbsverzerrungen innerhalb des gemeinsamen EU-Binnenmarktes zu verhindern. Die anhand des Beihilfenrechts formulierte „*De-minimis*“-Verordnung (De-minimis-VO) und die „*Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung*“ (AGVO) sind dabei eine wichtige Grundlage für die Förderhöhe von Photovoltaikanlagen in Österreich (und Deutschland) [45]. Die *De-minimis-VO gilt*, solange die Förderbezüge eines Betriebs innerhalb von 3 Jahren eine Grenze von 200.000 Euro[10] nicht überschreiten [46]. Bereits bezogene Förderungen innerhalb dieses Zeitraums verringern die mögliche Förderhöhe entsprechend auf die genannte Fördergrenze [47]. Durch die geringe Höhe sieht die EU-Kommission weder den zwischenstaatlichen Handel, noch den Wettbewerb gefährdet, weswegen sie diese Art der Förderung ohne weitere Meldepflichten

[7] Das „Bundesministerium für Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft“ (BMLFUW) ist seit 8. Jänner 2018 in das „Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus“ (BMNT) übergegangen.

[8] Seit Jänner 2018 ist aus dem „*Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft*“ das „*Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort*“ hervorgegangen.

[9] Gilt für die Jahre 2016 und 2017.

[10] Ausnahmen: Unternehmen des Straßentransportsektors (max. 100.000 Euro) und Unternehmen der landwirtschaftlichen Primärproduktion, der Fischerei und Aquakultur für die eine eigene „Agrarische De-minimis-VO“ gilt (max. 15.000 Euro) [45].

zulässt [48]. Die De-minimis-VO gilt für Unternehmens-Investitionsförderungen der Förderaktion „PV-Anlagen-2017“ [49]. Die *AGVO* gilt für die Förderaktionen „Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2017“[11], „Klima- und Energiemodellregionen“ und „Stromerzeugung in Insellage“[12] und die Investitionsförderung der OeMAG. Ähnlich wie die De-minimis-VO begrenzt auch die AGVO durch festgelegte Beihilfehöchstintensitäten die maximal mögliche Förderhöhe, um dadurch mögliche Wettbewerbsvorteile einzelner EU-Staaten auszuschließen [50] (weiterführende Informationen über die Zusammenhänge von De-minis-VO, AGVO, Förderhöhe und PV-Anlagen s. Anhang 8.2, Kapitel 2.2.1.1, De-minimis-VO und AGVO). In den Informationsblättern der KPC und dem Klima- und Energiefonds, die sich auf deren jeweiligen Internetauftritten abrufen lassen, lässt sich einsehen, ob es sich um eine De-minimis- oder AGVO- Förderung handelt. Ein Antragssteller kann sich entsprechend informieren, nach welchen Prinzipien seine Investitionsförderung ermittelt wird und eine Einschätzung über die Höhe der Förderung gewinnen.

PV- Investitionsprojekte können zu ihrer nationalen Finanzierung, eine EU-Kofinanzierung durch Förderungen den „*Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung*“ (EFRE)[13] und den *„Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums“* (ELER)[14] erhalten [45]. Die Bedingungen der einzelnen Förderaktionen, werden in den jeweiligen Kapiteln erläutert (weitere Informationen zu EFRE und ELER in Verbindung mit der Förderung s. Anhang 8.2, Kapitel 2.2.1.1, EFRE und ELER).

National sind das „*Umweltförderungsgesetz*“ (UFG) und die aus diesem durch die §§13 bis 23ff angeordneten „*Richtlinien zur Umweltförderung im Inland 2015*“ (FRL UFI.2015) von Bedeutung, die sowohl für die Förderinstrumente der „Umweltförderung im Inland“ (UFI) [45], als auch für die Photovoltaik-Förderaktionen des KLIEN-Fonds als rechtliche Grundlage dienen [49][51][52].

[11] Bei „Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft“ ist die Förderung nach AGVO abhängig von der Betriebsgröße. Nach AGVO gefördert werden Großunternehmen und Unternehmen außerhalb der agrarischen Primärproduktion. Kleinst- Klein, und Mittelbetriebe in der agrarischen Primärproduktion hingegen nach den *„Rahmenregelungen der EU für staatliche Beihilfen im Agrar- und Forstsektor und in ländlichen Gebieten 2014- 20 (2014/C 204/01)“* [50].

[12] Seit 2018 gilt die AGVO auch für die Investitionsförderungen von PV-Anlagen durch die OeMAG [289].

[13] EFRE stellt in den Jahren 2014- 2020 ein finanzielles Volumen von 351,8 Milliarden Euro zur Verfügung, um wirtschaftliche Unterschiede in Europas Regionen anzugleichen und regionale Beschäftigung zu fördern [290]. Die Förderschwertpunkte im genannten Zeitraum liegen auf der Unterstützung von Forschung & Entwicklung, der betrieblichen CO_2- Reduktion und der Stärkung der regionalen Wettbewerbsfähigkeit [291].

[14] ELER hat ein finanzielles Gesamtvolumen von 100 Milliarden Euro, mit dem die Finanzierung des ländlichen Raums in den Jahren 2014 bis 2020 durch eine Mittelzuteilung für jeden EU-Staat sichergestellt werden soll [292]. Gemeinden, produzierende Landwirtschaft und regionale Wirtschaft sollen durch den Fonds unterstützt werden, um die Entwicklung im ländlichen Raum zu fördern [293].

Für die praktische Abwicklung von Förderungsansuchen und als Verbindungsstelle zum Förderwerber von Photovoltaikanlagen ist für die UFI und den KLIEN-Fonds die „*Kommunal Kredit Public Consulting GmbH*“ (KPC) als Abwicklungsstelle zuständig (zu sonstigen Aufgabengebieten der KPC s. Anhang 8.2, Kapitel 2.2.1.1, Kommunal Kredit Public Consulting GmbH (KPC)).

Die EU- Richtlinien „*2009/28/EG zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. Nr. L 140 vom 05.06.2009 S. 16*“, „*2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 55“* und „*2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG, ABl. Nr. L 114 vom 27.04.2006 S. 64, in der Fassung der Verordnung (EG) Nr. 1137/2008, ABl. Nr. L 311 vom 21.11.2008 S. 1*“ werden national durch das ÖSG 2012 umgesetzt. Dieses verpflichtete wiederum die Bundesminister des „*Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend“* (BMWFJ)[15] im Einvernehmen mit dem Bundesminister des BMLFUW[16] und der Bundesministerin des „*Bundesministeriums für Arbeit, Sozial, Gesundheit und Konsumentenschutz*“ (BMASGK) die Förderhöhen in der Einspeisetarifverordnung 2016 (ÖSET-VO 2016) festzulegen, wo auch die Investitionsförderhöhe für Photovoltaik angegeben wird.

Die zweite wichtige Anlaufstelle für Fördergesuche, die im Rahmen der ÖSET-VO 2016 getätigt werden, ist die „*Abwicklungsstelle für Ökostrom AG*“ (O-eMAG).

Zusammenfassung von Förderungen, Institutionen und rechtlichen Grundlagen

Einen Überblick über die genannten Institutionen, ihren Beziehungen untereinander und die mit ihnen verbundenen Förderaktionen und mögliche Förderbezieher im Jahr 2017 wird in unten stehender Tabelle 2.1 gegeben. Im Kontext der Photovoltaik-Investitionsförderung muss beachtet werden, dass Förderwerber Bundesförderungen in der Regel[17] nicht kombinieren können [53], [49], [51]. Dies verbietet sowohl mehrere Bundesförderungen innerhalb derselben Institution (wie

[15] Das für die ÖSET-VO 2016 zuständige Ökostromgesetz 2012 führte Ministerium noch als „*Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend*“, das zunächst in das „*Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft“* und aktuell seit Jänner 2018 in das „*Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort“* übergegangen ist.

[16] Das für die ÖSET-VO 2016 zuständige Ökostromgesetz 2012 führte Ministerium noch als „*Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft*“ (BMLFUW), welches im Jänner 2018 in das „*Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus*“ (BMNT) übergegangen ist.

[17] Ausnahme: Bei den Förderungen des KLIEN-Fonds im Rahmen der Förderung PV-Anlagen 2017 kann um Leistungen, die nicht vom Fonds gefördert werden, bei anderen Stellen angesucht werden [49].

beispielsweise innerhalb der unterschiedlichen PV-Förderaktionen des KLIEN-Fonds), wie auch eine zeitgleiche Inanspruchnahme von Bundesförderungen der beiden Abwicklungsstellen OeMAG und KPC. Während die KPC unter anderem mit der Abwicklung von Photovoltaik- Investitionsförderungen betraut ist, übernimmt die *„Abwicklungsstelle für Ökostrom AG“* (OeMAG) neben der Abwicklung von Photovoltaik-Investitionsförderungen auch die Abwicklung der Einspeisung des erzeugten Stroms[18] (weiterführende Informationen zur OeMAG s. Anhang 8.2, Kapitel 2.2.1.1, Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG)).

Tabelle 2.1: Übersicht über Institution, Instrumente, Förderprogramme, Rechtsgrundlagen und mögliche Förderbezieher der Photovoltaik-Förderung 2017 in Österreich (eigene Darstellung nach [13], [1], [12], [14], [11], [15]).

Zuständige Institutionen/ Instrumente	**Förderprogramm**	**Begünstigte**	**Rechtliche Grundlagen**
BMLFUW, BMVIT, KPC / KLIEN-Fonds	Photovoltaik-Anlagen 2017	Privatpersonen, Betriebe, Vereine, konfessionelle Einrichtungen	De-minimis-VO, UFI 2015, KL.IEN-Fondsgesetz
	Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2017	Land- und forstwirtschaftliche Betriebe	AGVO, ELER, UFI 2015, KL.IEN-Fondsgesetz
	Klima- und Energiemodellregionen	Vereine, Verbände Genossenschaften, öffentliche Institutionen, Betriebe (KU[19], MU[20]) in aktiven Klima- und Energiemodellregionen, Gemeinden und gemeindeeigen Betriebe (ELER)*	AGVO, ELER, UFI 2015, KL.IEN-Fondsgesetz
BMLFUW, KPC / UFI	Stromerzeugung in Insellage	Betriebe, sonstige unternehmerisch tätige Organisationen, Vereine, konfessionelle Einrichtungen	AGVO, EFRE, UFI 2015

[18] Die Photovoltaik-Förderung ist nur eine der vielen Aufgaben dieser beiden Abwicklungsstellen. Die weiteren Aufgaben haben jedoch in diesem Kontext keine Relevanz.

[19] KU steht für ein „kleines Unternehmen“, das nach Definition des Anhang 1, Artikel 2 VERORDNUNG (EU) Nr. 651/2014 mit weniger als 50 Personen ausgestattet ist und eine Jahresbilanzsumme von höchstens 10 Mio. Euro aufweist.

[20] MU steht für ein „mittleres Unternehmen, das nach Definition des Anhang 1, Artikel 2 VERORDNUNG (EU) Nr. 651/2014mit weniger als 250 Personen ausgestattet ist und eine Jahresbilanzsumme von höchstens 50 Mio. Euro aufweist.

Zuständige Institutionen/ Instrumente	Förderprogramm	Begünstigte	Rechtliche Grundlagen
BMWFJ, BMLFUW, BMASGK, OeMAG / ÖSG 2012	Investitionszuschuss Photovoltaik (in Kombination mit Einspeisetarif[21])	Personen, deren PV-Anlage einen Anerkennungsbescheid als Ökostromanlage nach § 7 ÖSG 2012 (Fassung 2017) vorweist und ein Anrecht auf Tarifförderung haben	EU-Richtlinien 2009/28/EG, 2009/72/EG und 2006/ 32/ EG, AGVO, ÖSG 2012, ÖSET VO 2016

(*) Antragsstellungberechtigt auf EU-Mittel im Rahmen von ELER, die ohne * benannten, sind Begünstigte im Rahmen von Bundesmitteln.

In den folgenden Kapiteln wird auf den Inhalt der zuvor in Tabelle 2.1 aufgezeigten Förderprogramme im Einzelnen eingegangen.

2.2.1.2 Österreichisches Förderprogramm „Photovoltaik-Anlagen“

Für das Jahr 2017 ist im Rahmen des Förderprogramms „Photovoltaik-Anlagen“ ein Budgetvolumen von 8 Millionen Euro (M€) für die Investitionsförderung von PV-Anlagen bis maximal 5 kWp vorgesehen [54].

Eine PV-Anlage wird danach unter folgenden Voraussetzungen gefördert [49]:

- Maximale Anlagenleistung: 5 kWp
- PV-Neuinstallation, die dem Stand der Technik entspricht und von einer Fachkraft normgerecht installiert wurde- selbst errichtete Anlagen und Anlagenerweiterungen werden nicht gefördert
- PV-Anlage wird im Netzparallelbetrieb[22] geführt
- Verbleib der PV-Anlage für 10 Jahre in einem ordnungs- und bestimmungsgemäßen Betrieb
- Die PV-Anlagen-Errichtung beruht nicht auf einer gesetzlichen Verpflichtung, sondern auf freiwilliger Basis

Ein Interessent kann einen Förderungsantrag innerhalb von 12 Wochen nach erfolgreicher Registrierung auf der Internetseite des Klima- und Energiefonds[23] stellen. In diesen Zeitraum muss auch die PV-Anlage errichtet, fertiggestellt und abgerechnet werden, damit notwendige Antragsunterlagen vorliegen können [55].

[21] Näheres zu dieser speziellen Förderkombination in Kapitel 2.2.2.4.
[22] Netzparallelbetrieb: Im Netzparallelbetrieb speist die PV-Anlage den von ihr produzierten Gleichstrom über einen Wechselrichter als Wechselstrom, mit der notwendigen Spannung und Frequenz in das Stromnetz, ein. Es besteht im Gegensatz zur als Inselanlage betriebenen PV-Anlage ein Netzanschluss [294].
[23] www.pv.klimafonds.gv.at

Die Förderung wird in Form eines einmaligen Pauschalbetrages ausbezahlt, der für festgelegte Investitionskostenbestandteile der PV-Anlage gilt (s. Anhang 8.3, Kapitel 2.2.1.2, Förderfähige Kosten einer PV-Anlage, Tabelle 8.2) und dessen Höhe sich nach einem festgelegten Fördersatz in Euro / kWp nach der installierten Anlagenleistung richtet (s. Tabelle 2.2) [49]. Die dadurch erzielbare Fördersumme ist jedoch begrenzt und auf maximal 35% der Brutto-Investitionskosten für Privatpersonen und 35% der Netto-Investitionskosten für Betriebe und juristische Personen [49]. Der KLIEN-Fonds unterscheidet bei der Förderung zwischen einer sogenannten *Photovoltaik- Einzel- Anlage*, die nur von einer Wohneinheit, wie beispielsweise einem Einfamilienhaus, genutzt wird und der *Photovoltaik- Gemeinschaftsanlage* die hingegen von mindestens zwei, im selben Gebäude befindlichen Wohn- und Geschäftseinheiten[24] verwendet wird. Jeder Beteiligte einer Gemeinschaftsanlage muss für sich einen Antrag auf Förderung stellen [56]. Sowohl Einzel- wie Gemeinschaftsanlage können in Form einer freistehenden-, einer Aufdach- oder einer gebäudeintegrierten Anlage, sowie in kombinierter Installationsart (bspw. 2 kWp gebäudeintegriert und 3 kWp als Aufdachanlage) gefördert werden [55]. Für Gemeinschaftsanlagen gilt jedoch, dass eine Aufstellung auf Freiflächen nicht förderfähig ist [49].

Tabelle 2.2: Förderpauschalen für Einzel- und Gemeinschaftsanlagen für natürliche und juristische Personen (eigene Darstellung nach [49]).

Leistungsobergrenze	**Einzelanlagen**		**Gemeinschaftsanlagen*)**	
	Freistehende Anlagen/Aufdachanlagen[25]	**Gebäudeintegrierte PV-Anlagen [GIPV]**[26]	**Freistehende**[27] **Anlagen/ Aufdachanlagen**	**Gebäudeintegrierte PV-Anlagen [GIPV]**
5 kWp*)	275 Euro/kWp	375 Euro/kWp	200 Euro/kWp	300 Euro/kWp
30 kWp	-	-	200 Euro/kWp	300 Euro/kWp

*) bei Gemeinschaftsanlagen bezieht sich der Wert auf anteilige 5 kWp pro Antrag, also pro Wohn- und Geschäftseinheit- in Summe werden maximal 30 kWp gefördert [49].

[24] Eine Wohn-/Geschäftseinheit muss einen eigenen Stromzähler aufweisen und zur nächsten Wohn-/Geschäftseinheit durch eine eigene Eingangstür getrennt sein [55].
[25] Freistehende Anlagen und/oder Aufdachanlagen: Auf freier Fläche, an der Gebäudehülle, als Dach eines Carports, Terrassenüberdachung, Balkonüberdachung, als Dach eines Gartenhauses[55].
[26] Gebäudeintegrierte PV-Anlage: Photovoltaik-Element mit Funktion der Stromerzeugung und eines Bauelements = Doppelfunktion. Bauelement = Bauwerkhülle, Beispiele: Dachbedeckung, Fassaden- und Beschattungselemente, Glasoberflächen [295].
[27] Freistehend bedeutet in dem Zusammenhang mit Gemeinschaftsanlagen „nicht auf freier Fläche"- die Anlage muss in jedem Fall fest mit dem Gebäude verbunden sein [55].

Ein Antragssteller kann einen Förderantrag auch für mehrere PV-Anlagen stellen, sofern die PV-Anlagen nicht am selben Standort errichtet werden, da pro Standort und pro Antragssteller nur eine PV-Anlage gefördert werden kann [55].

Stellt ein Betrieb einen Antrag auf Förderung, so wird diese als De-minimis-Förderung gemäß der EU-Verordnung Nr.1407/2013 vergeben [49], was für die Betriebs-Förderung die im Anhang 8.2, Kapitel 2.2.1.1, Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) und DE-minimis-Verordnung (DE-minimis-VO) genannten, EU-rechtlichen Auflagen nach sich zieht.

Eine zeitgleiche Doppel- Förderung derselben Kosten durch den KLIEN-Fonds und anderen Förderungen des Bundes, Landes oder einer Gemeinde ist für dieselbe kWp- Leistung einer PV-Anlage nicht erlaubt- lediglich Kosten, die nicht durch den KLIEN-Fonds übernommen werden, können staatlich anderweitig gefördert werden [55].

Ergänzende Ausführungen zu Kosten, Standortregelungen und sonstige förderfähige Kosten, s. Anhang 8.3, Kapitel 2.2.1.2, Sonstige förderungsbezogene Regelungen).

2.2.1.3 Österreichisches Förderprogramm „Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft“

Für die Förderung von PV-Anlagen in land- und forstwirtschaftlichen Betrieben stehen im Rahmen der Förderaktion „Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft“ für das Jahr 2017 insgesamt 5,95 M€ zur Verfügung (weitere Informationen zur Fördermittelzusammensetzung s. Anhang 8.4, Kapitel 2.2.1.3, Fördermittelzusammensetzung).

Ein Auswahlverfahren regelt die Förderung durch das zuvor genannte „Österreichische Programm für ländliche Entwicklung 2014-2020“ (LE-14-20). Die PV-Anlage wird sowohl nach Auswirkungen auf Umwelt- und Nachhaltigkeitsaspekte, sowie nach technischen Parametern mit einem Punktevergabe- System bewertet und muss mindestens 5 Punkte erreichen [51] (eine vollständige Auflistung zur Punkteverteilung s. Anhang 8.4, Kapitel 2.2.1.3, Auswahlkriterien für eine mögliche Förderung einer PV-Anlage in land- und forstwirtschaftlichen Betrieben 2017, Tabelle 8.3).

Weitere Fördervoraussetzungen für eine PV-Anlage sind im Programm „Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft“ wie folgt festgelegt [51]:

- Mindestgröße der Anlagenleistung: 5 kWp

- Maximale Anlagenleistung pro Antragsgesuch und Antragssteller: 50 kWp[28]
- Anlagentechnik: Stationäre Photovoltaik-Neuinstallation, die im Netzparallelbetrieb geführt wird
- Fach- und normgerechte Installation der PV-Anlage durch eine befugte Fachkraft (keine Eigeninstallation)
- PV-Anlage entspricht dem Stand der Technik
- Ordnungsgemäße Einreichung des Förderantrags zum Stichtag
- Verbleib der PV-Anlage in bestimmungsgemäßen Betrieb für mindestens 10 Jahre

Werden alle Förderbedingungen erfüllt, wird die Förderhöhe für die förderfähigen Investitionskosten (s. Anhang 8.4, Kapitel 2.2.1.3, Förderfähigen PV-Kosten in der Land- und Forstwirtschaft, Tabelle 8.4) errechnet [51] (s. Anhang 8.4, Kapitel 2.2.1.3, Berechnungsschema für förderfähigen Kosten). Nach diesem Schema vergleicht die KPC die maximal mögliche Förderhöhe (40% der förderfähigen Investitionskosten) mit den vorgegebenen Förderpauschalen pro kWp, für PV-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft (s. Tabelle 2.3):

Tabelle 2.3: Förderpauschalen für PV-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2017 (eigene Darstellung nach [51]).

Leistungsgrenze	**Freistehende *) Anlagen/ Aufdachanlagen**[29]	**Gebäudeintegrierte**[30] **Anlagen**
5 kWp bis 50 kWp	275 Euro / kWp	375 Euro/ kWp

*) PV-Anlagen dürfen auf Freiflächen errichtet werden, solange die Fläche keine landwirtschaftliche Nutzfläche oder Naturschutzfläche ist [51].

Der kleinere Wert, der sich aus diesem Vergleich ergibt, wird schließlich als Höhe der Investitionsförderung angesetzt.

Im Gegensatz zum Förderprogramm „Photovoltaik-Anlagen“, gibt es keine Standortbeschränkung für die Förderung von PV-Anlagen. Jeder Antragssteller kann für mehrere PV-Anlagen Förderanträge stellen [50].

Eine PV-Anlage lässt sich neben den in Tabelle 2.3 aufgeführten Installationsarten auch in kombinierter Form installieren und fördern. So kann beispielsweise eine PV-Anlage die eine Gesamt-Leistung von 9 kWp hat, mit 3 kWp als Aufdachanlage installiert sein und mit 275 Euro/kWp gefördert werden und mit 6

[28] *) Anträge auf Förderung können auch für größere PV-Anlagen als 50 kWp gestellt werden, die Leistung, die über die 50 kWp hinausgeht, wird dann jedoch nicht mehr gefördert [50].
[29] Freistehende Anlagen/ Aufdachanlagen kann folgendes bedeuten: Auf nicht landwirtschaftlich genutzten Flächen; an der Gebäudehülle; als Dach eines Carports; Terrassenüberdachung; Balkonüberdachung; als eines Gartenhauses [50].
[30] Gebäudeintegrierte Anlage kann bedeuten: Als Beschattungselement; Als Teilersatz der Gebäudehülle in Form eines Fassadenelements oder einer Dachdeckung [50].

kWp als gebäudeintegrierte Anlage installiert sein und mit 375 Euro/kWp gefördert werden [50].

Eine parallele Förderung von PV-Anlagen durch das Förderprogramm „Photovoltaik- Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft“ des KLIEN-Fonds mit anderen Bundesförderungen in Österreich, wie beispielsweise dem Ökostromtarif durch die Abwicklungsstelle für Ökostrom, ist nicht möglich. Leistungen bzw. Kosten, welche die Bundesförderung nicht abdeckt, können jedoch im Rahmen einer Landes- oder Gemeindeförderung eine Förderung erhalten [50].

Förderungen, die in den vergangen Jahren für eine PV-Anlage durch Förderprogramme des KLIEN-Fonds (bspw. Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2016) in Anspruch genommen wurden, haben keinen Einfluss auf aktuelle Förderanträge im Jahr 2017 [50], solange die Betriebs-Förderung im Rahmen der De-Minimis-Grenze von 200.000 Euro bleibt (vgl. Anhang 8.2, Kapitel 2.2.1.1, Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) und De-minimis-Verordnung (De-minimis-VO)).

Die Möglichkeit einen Förderantrag für das Jahr 2017 zu stellen endete mit dem 15. November 2017. Sollten die Budgetmittel für einen Förderantrag im Jahr 2017 nicht ausreichen, wird dieser in die erste Auswahlrunde für das Jahr 2018 übernommen [51].

2.2.1.4 Österreichisches Förderprogramm „Klima- und Energiemodellregionen“ (KEM)

Der KLIEN-Fonds betreibt seit 2009 das Programm der „*Klima- und Energiemodellregionen*“ (KEM), das durch finanzielle Unterstützung von Gemeinden einen Beitrag zu Klimaschutz und zur Energiewende auf regionaler Ebene leistet. Verwaltet werden die KEM jeweils durch einen eigens eingesetzten KEM-Manager, der für die Projekt- Initiierung und – Umsetzung zuständig ist und für Förderanträge seine Zustimmung erklären muss. Im Jahr 2017 wird für die KEM ein Gesamtbudget von 8,75 M€ bereitgestellt, anteilig zu 7,47 M€ Klima- und Energiefonds und zu 1,28 M€ „*Österreichisches Programm für ländliche Entwicklung 2014- 2020*“ (LE 14-20), wobei davon 0,5 M€ für die Mustersanierung von öffentlichen Gebäuden reserviert sind [52].

Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Investitionsprogrammen muss sich die Photovoltaik hier das Budgetvolumen mit anderen Projekten teilen[31], was im

[31] Bspw. können neben allgemeinen Projekten im erneuerbaren Energien Bereich, auch Projekte im Bereich Bewusstseinsbildung, Bürgerbeteiligung, Mobilitätsprojekte u.a. gefördert werden [52].

Rahmen einer festgelegten Reihung nach Art der Projekte geschieht [52] (s. Anhang 8.5, Kapitel 2.2.1.4, Reihung für Budgetvolumen).

Einen Antrag auf Förderung einer PV-Anlage können den KEM angehörende Gemeinden und gemeindeeigene Betriebe mit marktbestimmter Tätigkeit in Gemeinden < 30.000 Einwohner stellen, wenn sich die Modellregion zum Zeitpunkt der aktuellen Ausschreibung vertraglich in ihrer Konzept-, Umsetzungs- oder Weiterführungsphase mit der „*Kommunal Kredit Public Consulting GmbH*" (KPC), im Auftrag des KLIEN-Fonds befindet [52].

Die Anträge auf Finanzierung von Photovoltaikanlagen in den Klima- und Energiemodellregionen konnten 2017 innerhalb der vorgegebenen Ausschreibungsfrist von 07.04.2017 bis 13.10.2017 in elektronischer Form erfolgen [52].

Gefördert werden Photovoltaikanlagen auf Objekten und Grundstücken, die im öffentlichen Interesse stehen. Voraussetzungen für eine Förderung sind [52]:

- Anlagen- Mindestgröße: 5 kWp
- Anlagentechnik: Stationäre Neuanlagen im Netzparallelbetrieb, freistehend, als Aufdachanlage oder gebäudeintegrierte Anlage
- Antragsstellung auf Förderung zeitlich vor Umsetzung des Photovoltaik- Projektes (vor möglichen Verpflichtungen, die Investition unumkehrbar machen), wobei Planungsleistungen von dieser Regelung ausgenommen sind.
- Ordnungsgemäße Einreichung des Förderantrags zum Stichtag
- Installation und Inbetriebnahme der PV-Anlage innerhalb eines Jahres ab Förderzusage
- Montage der PV-Anlage fach- und normgerecht durch befugte Fachfirma
- Mindest-Betriebsdauer PV-Anlage: 10 Jahre
- Projekte die durch LE 14-20 gefördert werden,

Da die Photovoltaikanlagen teilweise durch das Förderprogramm „LE 14- 20" gefördert werden, erfolgt eine Prüfung der Anträge auch auf Einhaltung auf dessen Zugangsvoraussetzungen, nach einem Punktevergabesystem, das Umweltbeitrag, regionale Aspekte und die PV-Anlage selbst bewertet (s. Anhang 8.5, Kapitel 2.2.1.4, Auswahlkriterien für die Förderung einer PV-Anlage durch KEM- 2017, Tabelle 8.5).

Wie im Förderprogramm „Photovoltaik- Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft" ist das Hauptkriterium zur Unterstützung über das „LE-14-20"-Programm, dass eine Mindestanzahl von 5 Punkten durch die Photovoltaikanlage erreicht wird (s. Anhang 8.5, Kapitel 2.2.1.4, Weitere Kriterien für Förderzusage durch KEM- 2017). PV-Anlagen die eine Förderzusage erhalten, können je nach Anlagenart verschiedene Fördersätze erhalten (s. Tabelle 2.4):

Tabelle 2.4: Förderung für PV-Anlagen im Förderprogramm "Klima- und Energiemodellregionen 2017 (eigene Darstellung nach [52]).

Leistungsgrenze	Freistehende Anlagen/ Aufdachanlagen	Gebäudeintegrierte Anlagen
Ab 5 kWp	275 Euro /kWp + 100 Euro/ kWp Zuschlag	375 Euro/kWp + 100 Euro/ kWp*) Zuschlag

*) bis maximal 40% der anrechenbaren förderfähigen Kosten

Der in der Tabelle erwähnte Zuschlag wird für Kosten gewährt, die im Bereich Öffentlichkeitsarbeit und Vernetzung der PV-Anlage anfallen, um den Beitrag der Gemeinden zu einer klimafreundlichen Energieversorgung hervorzuheben und beträgt maximal 10.000 Euro pro Projekt. Grundsätzlich sind nur bestimmte Anlagenstandorte (Sozialeinrichtungen, Bildungseinrichtungen, Vereinsgebäude, öffentliche Gebäude, öffentliche Infrastruktur) förderfähig (s. Anhang 8.5, Kapitel 2.2.1.4, Förderfähige und nicht förderfähige Investitionskosten, Tabelle 8.6):

Die Förderung in Kombination mit anderen Bundesförderungen ist nicht möglich.

2.2.1.5 Österreichisches Förderprogramm „Stromerzeugung in Insellage“

Bei der Investitionsförderung von „*Anlagen zur Eigenversorgung in Insellage* [57]“ handelt es sich um eine Umweltförderung des BMLFUW, die durch EFRE mitfinanziert und von der KPC verwaltet wird. Entsprechend wird zeitgleich mit dem Förderantrag bei der KPC ein Antrag auf Förderung aus dem EFRE gestellt, um so die Möglichkeit einer Kofinanzierung aus EU-Mitteln zu prüfen [57].

Bei der Förderung handelt es sich um einen einmaligen Investitionszuschuss für gewerblich genutzte PV-Anlagen [57] auf die PV-Anlage selbst, ihre Planung und Montage [58].

Die Förderhöhe (sogenannter „Förderungsbarwert“) wird als Prozentsatz (sogenannter „Förderungssatz“) der „förderfähigen Investitionsmehrkosten“ (sogenannte „Förderungsbasis“) ermittelt. Diese stellen jenen Teil der Kosten dar, die einen positiven Effekt auf die Umwelt (beispielsweise durch Einsparung von klimaschädlichem CO_2) haben [59], oder dem Mehraufwand, der sich durch die PV-Anlage im Gegensatz zu einer Referenzanlage (in Form eines leistungsgleichen Dieselaggregats) ergeben würden [57]. Der Förderungssatz beträgt 30% bis max. 35% für Projekte, die EU- kofinanzierungswürdig sind, was im Einzelfall anhand der Projektselektionskriterien der EFRE zu prüfen ist [57]. Hinzu kommt noch die Möglichkeit eines 5% Zuschlags, falls die Antragsstellung der PV-Anlage von einem EMAS[32]-zertifizierten Unternehmen erfolgt (max. aber 10.000 Euro) oder

[32] EMAS steht für „*Eco-Management and Audit Scheme*“ und ist ein betriebliches Umweltmanagementsystem der europäischen Union, dass Unternehmen und Organisation der EU-

sie in hochalpinen (ab 1.200 m Seehöhe) bzw. ökologisch sensiblen Gebieten errichtet wird [57].

Ein Antrag auf Investitionsförderung kann von Unternehmen, sonstigen unternehmerisch tätigen Organisationen, Vereinen und konfessionellen Einrichtungen für Investitionen ab 10.000 Euro gestellt werden, wobei die maximal mögliche Förderhöhe 1,5 M€ beträgt [57] (Einzelheiten s. Anhang 8.6, Kapitel 2.2.1.5, Kriterien mit Einfluss auf PV-Förderhöhe).

Die Antragsstellung muss vor jeglicher Maßnahme, welche die Investition unumkehrbar machen könnte (Baubeginn, rechtsverbindliche Lieferung von Anlagenteilen etc.), erfolgen (Einzelheiten s. Anhang 8.6, Kapitel 2.2.1.5, Notwendige Unterlagen für Antragsstellung für „Anlagen zur Eigenversorgung in Insellage“ und weitere Schritte nach Fördergenehmigung).

Eine Kombination der Investitionsförderung netzferner Inselanlagen mit Landesförderungen ist möglich [57].

2.2.1.6 Zusammenfassung der österreichischen Investitionsförderungen über Bundesförderprogramme

Im Jahr 2017 wurden in Österreich fünf Bundesinvestitionsförderungen, über drei Instrumente (UFI, KLIEN-Fonds, ÖSET VO- 2016) angeboten. Unterschiedliche Anlagengrößen und Rechtspersonen (Privatpersonen, juristische Personen, Gemeinden, Vereine, Konfessionsgemeinschaften etc.) wurden dabei für eine Fördermöglichkeit berücksichtigt. In folgender Tabelle wird noch einmal eine Übersicht über die Fördermöglichkeiten dargelegt (s. Tabelle 2.5):

Mitgliedsstaaten freiwillig implementieren können, um ihre Umweltleistungen zu verbessern [296], [297].

Tabelle 2.5: Überblick über mögliche Bundesinvestitionsförderungen in Österreich (eigene Darstellung nach [60]).

Förder-programm	**Fördervoraussetzung**	**Förderbare Leistung**	**Förderhöhe**
Photovoltaik-Anlagen	PV-Anlage entspricht Stand der Technik Normgerechte Montage und Installation durch befugte Fachkraft Betriebsdauer mindestens 10 Jahre	PV-Neuinstallationen im Netzparallelbetrieb max. 5 kWp bei Einzelanlage und max. 30 kWp bei Gemeinschaftsanlage[33] Freistehende-, gebäudeintegrierte- und Aufdachanlagen	<u>Einzelanlagen</u> - freistehend/aufdach 275 Euro/kWp - Gebäudeintegriert 375 Euro/ kWp <u>Gemeinschaftsanlagen</u> - freistehend/aufdach 200 Euro/kWp - Gebäudeintegriert 300 Euro/kWp <u>Förderbegrenzung</u> Max. 35% der Brutto Investitionskosten (Privatpersonen) und Netto-Investitionskosten (Betriebe/juristische Personen)
Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft	PV-Anlage entspricht Stand der Technik Normgerechte Montage und Installation durch befugte Fachkraft Betriebsdauer mindestens 10 Jahre Nur PV-Anlagen aus land- oder forstwirtschaftlichen Betrieben	Min. 5 kWp bis einschließlich 50 kWp	<u>Einzelanlagen</u> - freistehend/aufdach 275 Euro/kWp - Gebäudeintegriert 375 Euro/kWp <u>Förderbegrenzung</u> Max. 40% der Netto-Investitionskosten
Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft	PV-Anlage entspricht Stand der Technik Normgerechte Montage und Installation durch befugte Fachkraft Betriebsdauer mindestens 10 Jahre Nur PV-Anlagen aus land- oder forstwirtschaftlichen Betrieben	Min. 5 kWp bis einschließlich 50 kWp	<u>Einzelanlagen</u> - freistehend/aufdach 275 Euro/kWp - Gebäudeintegriert 375 Euro/kWp <u>Förderbegrenzung</u> Max. 40% der Netto-Investitionskosten

[33] Eine Einzelanlage wird *„[…] nur von einer Wohneinheit (z.B. ein Einfamilienhaus) bzw. einer Geschäftseinheit genutzt."* Eine Gemeinschaftsanlage wird hingegen *„[…] von mindestens zwei Wohn- bzw. Geschäftseinheiten genutzt, die sich in ein und demselben Gebäude befinden."* [298].

Förder-programm	Fördervoraussetzung	Förderbare Leistung	Förderhöhe
Klima- und Energiemodell-regionen	Antragsstellung auf Investitionsförderung vor Umsetzung des Vorhabens Bestehendes Vertragsverhältnis als Klima- und Energiemodellregion in Konzept-, Umsetzungs- oder Weiterführungsphase mit der KPC im Auftrag des KLIEN-Fonds Installation und Inbetriebnahme innerhalb eines Jahres, fach- und normgerecht durch befugte Fachfirma	PV-Neuinstallationen im Netzparallelbetrieb min. 5 kWp bis 150 kWp Rechnungen größer 200 Euro (exkl. USt.) und Barrechnungen kleiner 5.000 Euro (exkl. USt.)	Einzelanlagen - freistehend/aufdach 275 Euro/kWp + Zuschlag 100 Euro/kWp - gebäudeintegriert 375 Euro/kWp + Zuschlag 100 Euro/kWp Förderbegrenzung - Max. 40% der Netto-Investitionskosten
Stromerzeugung in Insellage	Minimale Investitionshöhe PV-Anlage: 10.000 Euro Keine Möglichkeit zum Anschluss an öffentliches Stromnetz	max. 1.500.000 Euro	30% bis max. 45% der ermittelten, förderungsfähigen Investionsmehrkosten (= Förderungsfähige Kosten abzüglich Kosten für leistungsgleiches Dieselaggregat)

Die nächsten Kapitel stellen die Förderungen durch das *Ökostromgesetzes 2012* (ÖSG 2012) und die *Einspeisetarifverordnung 2016* (ÖSET-VO 2016) vor.

2.2.2 Investitionszuschuss und garantierte Einspeisevergütung auf Grundlage des österreichischen Ökostromgesetzes 2012

Die grundsätzlichen Regelungen zur erneuerbaren Energien Förderung in Österreich werden im „*Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern*“ (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012) dargelegt, das am 29. Juli 2011 in Kraft trat [61]. Das Gesetz wird zunächst im Allgemeinen kurz vorgestellt. Danach wird spezifischer auf die PV-Förderung eingegangen. Bezug genommen wird auf das ÖSG 2012 in seiner Fassung vom 13.01.2017, da diese Rechtslage für PV-Anlageninvestoren im Jahr 2017 Bestand hatte. Etwaige spätere Änderungen bleiben unberücksichtigt.

2.2.2.1 Zielsetzung und Genese des Ökostromgesetz 2012

Das Ökostromgesetz existiert bereits seit dem Jahr 2002, wurde seitdem mehrfach durch Novellen überarbeitet und mit dem ÖSG 2012 neu aufgesetzt. Am 26. Juli

2017 wurde die sogenannte „Kleine Ökostromnovelle 2017“[34] beschlossen, deren Auswirkungen jedoch in Bezug auf PV- Förderung größtenteils im Jahr 2018 beginnt- für das Jahr 2017 geltende Änderungen werden gegebenenfalls angeführt.

Im Kontext des EU-Rechts werden durch das ÖSG 2012 folgende Richtlinien in nationales Recht umgesetzt:

- „*Richtlinie 2009/28/EG zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*“
- „*Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*“
- „*Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen*“ [62].

Im Hinblick auf die vorliegende Arbeit ist besonders die EU-Richtlinie 2009/28/EG hervorzuheben, in der sich Österreich im Rahmen seines *„Nationalen Aktionsplans 2010 für erneuerbare Energie für Österreich“* auf einen Zielwert von 34% Erneuerbare Energien (EE) bis zum Jahr 2020 am Endenergieverbrauch verpflichtet hat. Um diesen Wert zu erreichen, kann der Ausbau der Photovoltaik einen wichtigen Beitrag leisten.

Die Themen, die das ÖSG 2012 in Bezug auf Klima- und Umweltschutz und der energetischen Versorgungssicherheit abdecken soll, sind:

- die Förderung von österreichischem Ökostrom[35] und entsprechenden Anlagen
- die Erhöhung des Ökostromanteils
- die energieeffiziente Erzeugung von Ökostrom
- der effiziente Fördermitteleinsatz
- der technologiepolitische Fokus auf eine marktreife Ökostromerzeugung[36]
- eine Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen
- die bilanzielle Beseitigung von Atomstromimporten bis 2015

Im speziellen wird im Gesetz geregelt [63], [62]:

- welche Ökostromtechnologien eine Förderung erhalten sollen
- auf welche Art und Weise diese gefördert werden
- die Abwicklung der Förderanträge

[34] Die „Kleine Ökostromnovelle 2017“ wird im Gesetz betitelt als: *„Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz 2012, das Elektrizitätswirtschafts- und – organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011, das KWK-Punkte-Gesetz und das Energie-Control-Gesetz geändert werden, sowie das Bundesgesetz, mit dem zusätzliche Mittel aus von der Energie-Control Austria verwalteten Sondervermögen bereitgestellt werden“.*

[35] Ökostrom ist nach dem ÖSG 2012 definiert als: „*elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern*“

[36] Unter Beachtung des „*Europäischen Strategieplans für Energietechnologien*“.

- Höhe des finanziellen Unterstützungsvolumens und Verteilung auf die jeweilige Ökostromtechnologie
- Aufbringung von Finanzmitteln zur Ökostrom-Förderung
- Ökostrom- Herkunftsnachweise

Das nächste Kapitel geht auf die allgemeine Funktionsweise des Fördersystems ein und wie es durch die Vorgaben des Ökostromgesetzes und der Einspeisetarifverordnung geregelt ist.

2.2.2.2 Ökostromfördersystem durch das ÖSG 2012

Das Fördersystem, das über die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) umgesetzt wird, baut grundsätzlich auf den Vorgaben des ÖSG 2012 und der Einspeisetarifverordnung (ÖSET-VO) auf. Während die Höhe der Einspeisetarife und der Investitionszuschüsse für das Jahr 2017 in der ÖSET-VO 2016 vorgegeben werden, setzt das Ökostromgesetz die generellen Rahmenbedingungen für dieses Fördersystem. Das Schema der Förderung soll anhand der unten gezeigten Abbildung 2.3 und den ergänzenden Erläuterungen verdeutlicht werden.

Antragssteller erhalten bei der OeMAG für die Errichtung anerkannter Ökostromanlagen Investitionsförderungen, sofern es sich um eine durch Investitionszuschuss förderbare Ökostromtechnologie handelt[37]. Zusätzlich wird die Einspeisung von Ökostrom, in das öffentliche Netz, mit der sogenannten Einspeisevergütung (je nach Technologie in unterschiedlicher Höhe) vergütet [62]. Die eingespeisten Strommengen werden per Quotenregelung[38] über die Bilanzgruppen an Stromhändler, die in Österreich tätig sind, weitergegeben. Durch die Zahlungsverpflichtung in Höhe des aktuellen Marktpreises[39] und dem Preis für Ökostrom-Herkunftsnachweise[40] in Höhe von 0,92 Euro/MWh für das Jahr 2017 decken die Stromhändler einen Teil der anfallenden Ökostromförderkosten. Ein weiterer Teil der Förderkosten wird durch die *Ökostrompauschale* und den *Ökostromförderbeitrag* beglichen, welche durch die an das Netz angeschlossenen Strom- Endverbraucher an den Netzbetreiber entrichtet werden, der die Zahlungen an die OeMAG weiterleitet [63].

[37] Neben Photovoltaik sind nach §§ 25- 27 ÖSG 2012 durch Investitionszuschuss förderbar: Anlagen auf Basis von Ablauge, Kleinwasserkraftanlagen und mittlere Wasserkraftanlagen.
[38] Quotenregelung siehe Fußnote 211.
[39] Verrechnung des zugewiesenen Stroms nach §41 Abs.2 ÖSG 2012 zum Day-Ahead-Spotmarkt Stundenpreis im Marktgebiet Österreich/Deutschland „[…] *einer anerkannten, repräsentativen Strombörse mit siebentägigem Handel, welche Liefergebiete in österreichischen Regelzonen betreibt* […]". Bei negativen Preisen beträgt der zu verrechnende Strompreis 1 Ct/MWh.
[40] Mehr zu Ökostrom- Herkunftsnachweisen s. Anhang 8.7, Kapitel 2.2.2.2, Ökostrom-Herkunftsnachweise)

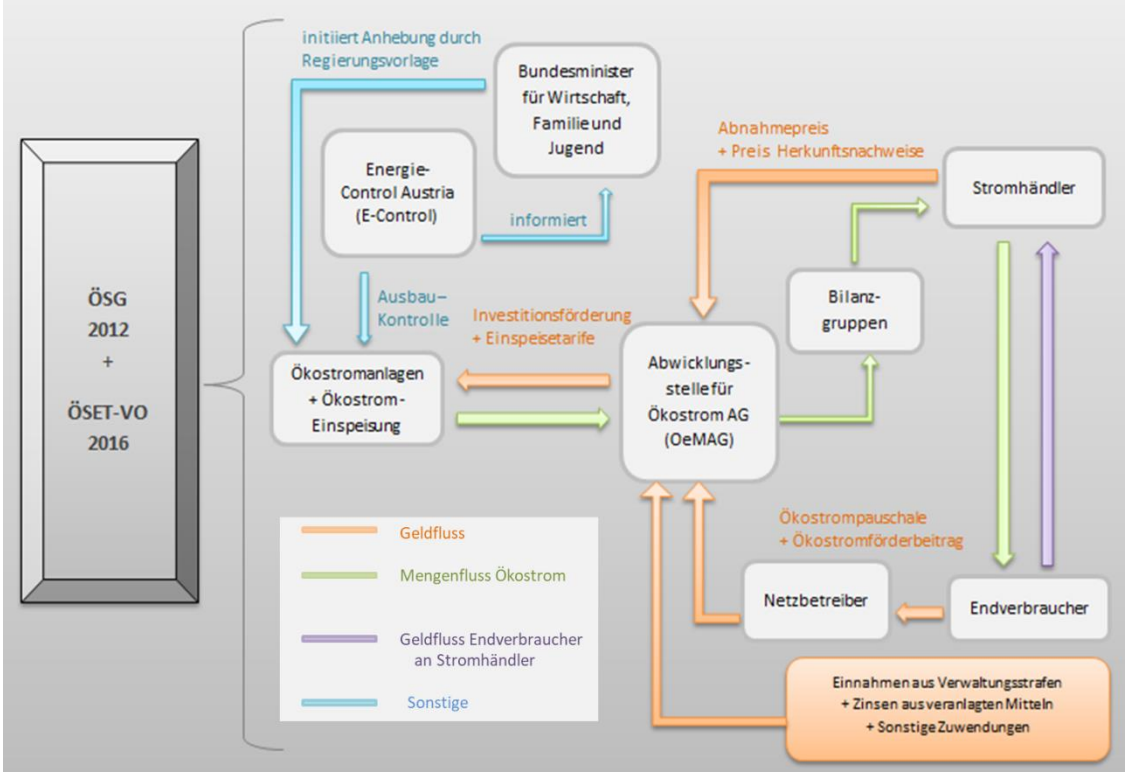


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung des Ökostromfördersystems (abgeänderte Darstellung nach [63]).

Seit 1. Jänner 2015 bis Ende 2017 mussten Beträge entrichtet werden, die je nach Netzebene[41] unterschiedlich hoch ausfielen (s. Anhang 8.7, Kapitel 2.2.2.2, Ökostrompauschale je Netzebene, Tabelle 8.7). Die Höhe des Ökostromförderbeitrags wird in der jeweils aktuellen Ökostromförderbeitragsverordnung angegeben und errechnet sich aus der Summe von Netznutzungsentgelten und einem Netzverlustentgelt (s. Anhang 8.7, Kapitel 2.2.2.2, Ökostromförderbeiträge je Netzebene und Netzentgeltkomponente, Tabelle 8.8).

Einnahmen aus Verwaltungsstrafen, die sich nach § 55 des ÖSG 2012 ergeben und dem Fördermittelkonto der Ökostromabwicklungsstelle zugutekommen, dienen ebenfalls als Finanzierungsmittel. Auch Zinsen der veranlagten Mittel sowie sonstige Zuwendungen fließen nach §44 Abs. 5 und 6 des ÖSG 2012 in die Fördermittelfinanzierung ein. Die Einnahmen werden durch ein Förderkonto der Ökostromabwicklungsstelle verwaltet [62].

Im Ökostromgesetz sind Ausbauziele für Ökostrom bis zum Jahre 2020 in Megawatt (MW)- Einheiten für die „*mengenmäßig wirksame Errichtung*“ von

[41] Eine Netzebene bezeichnet *„[…] einen durch das Spannungsniveau bestimmten Teilbereich des Stromnetzes […]“* [299]. Die Netzebene 7 ist die niedrigste Ebene- ihr Spannungsniveau dient beispielsweise dem Anschluss der Strombezugsanlage von österreichischen Haushaltskunden, während die Anlagen von kleinen und mittleren Betriebe aufgrund ihres erhöhten Leistungsbedarfs auf den Netzebene 6 bis 3 angeschlossen werden [299].

Ökostromanlagen in den Ziel-Zeiträumen 2010 bis 2015, sowie 2010 bis 2020 festgelegt (s. Tabelle 2.6). Der angestrebte Ausbau soll dabei durch die Einbindung aller österreichischen Förderinstitutionen in Bund, Ländern und Gemeinden erreicht werden [64].

Tabelle 2.6: Ausbauziele für Photovoltaikstrom für 2010 bis 2015 und 2010 bis 2020 nach dem ÖSG 2012, im Vergleich zu weiteren alternativen Energieträgern (eigene Darstellung nach ÖSG 2012).

2010 bis 2015	Photovoltaik	500 MWp [0,5 TWh/ Jahr]
	Wasserkraft	700 MWp [3,5 TWh/ Regeljahr]
	Windkraft	700 MWp [1,5 TWh/ Jahr]
	Biomasse/Biogas	100 MWp [0,6 TWh/Jahr]
2010 bis 2020	Photovoltaik	1.200 MWp [1,2 TWh/ Jahr]
	Wasserkraft	1.000 MWp [4 TWh/ Regeljahr]
	Windkraft	2.000 MWp [4 TWh/ Jahr]
	Biomasse/Biogas	200 MWp [1,3 TWh/ Jahr]

Ergänzt werden diese in absoluten Einheiten festgesetzten Ausbauziele, um einen anteilig bemessenen Ziel-Wert bis zum Jahr 2015, der 15% des erzeugten Ökostroms am Gesamtstrom vorsieht, der an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen abgegeben wird. Dieser Wert bezieht sich sowohl auf erzeugte Strommengen aus Anlagen mit Kontrahierungspflicht[42] durch die OeMAG, als auch auf Anlagen mit Anspruch auf Investitionszuschuss [62]. Dieser Zielwert konnte im Jahr 2015 mit einem Ökostromanteil von 15,29% am Gesamtstrom erreicht werden [63]. Insgesamt lag Österreich im Jahr 2015 mit einem Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 70,3% EU-weit an vorderster Stelle [65]. Dennoch konnten die individuellen Zielwerte für Photovoltaik bis zum Jahr 2015 nicht ganz erreicht werden (s. Tabelle 2.7).

Tabelle 2.7: Zubau-Ziele PV vs. tatsächlicher Brutto- Zubau PV von 2010 bis 2015 in MWp (eigene Darstellung nach [63]).

Technologie	**2010**	**Zubau bis 2015**	**Ausbauziel**	**Abweichung 2015 vom Ziel absolut**
Photovoltaik	0	467	500	-33

Überwacht wird der Ausbau durch die „*Energie-Control Austria*“ (E-Control)[43], die durch das ÖSG 2012 die Aufgabe der Kontrolle der Ökostrom- Ausbauziele innehat und diesbezüglich alle 2 Jahre ein Monitoring durchführt. Der aktuelle

[42] Die Ökostromabwicklungsstelle ist durch das ÖSG 2012 zum Kauf von Ökostrom zu festgelegten Tarifen verpflichtet

[43] Die E-Control überwacht, begleitet und reguliert, als Anstalt öffentlichen Rechts, die Liberalisierung des österreichischen Strom- und Gasmarktes. Dies beinhaltet die Aufstellung von Rahmenbedingungen, wie Marktregeln und Netztarife sowie die Aufgabe der Marktaufsicht, die gegen Wettbewerbsvorstöße vorgeht und die Marktentwicklung evaluiert [300].

Ausbau-Stand kann so überprüft und mögliche Hindernisse bezüglich der Zielerreichung aufgedeckt werden, um gegebenenfalls den „*Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend*“ darüber zu informieren. Bei Zielerreichung hat dieser die Anhebung der Ausbauziele nach § 4 Abs. 5 des ÖSG 2012 durch eine Regierungsvorlage zu initiieren. Weiter muss die E-Control dem Minister jährlich einen Bericht vorlegen, indem der Fortschritt der Ziele im ÖSG 2012 mit Auswirkungen auf den Endverbraucher formuliert ist. Der E-Control obliegt zudem die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Herkunftsnachweise [62].

In der „*Ökostrom-Einspeisetarifverordnung*“ (ÖSET-VO) werden aufgrund des §19 und §20 des ÖSG 2012 die Einspeisetarife für PV-Anlagen und andere Ökostromtechnologien bis zu zwei Kalenderjahre im Voraus festgesetzt. Dies gilt auch für die „*ÖSET-VO 2016*“, die die Tarife für die Jahre 2016 und 2017 beinhaltet und im Einvernehmen mit dem „*Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft*“ und dem „*Bundesminister für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz*“ verordnet wurde. Üblicherweise findet eine durch das Ökostromgesetz angeordnete Tarifsenkung zum jeweiligen Vorjahr bei PV-Anlagen um 8% statt, was im Vergleich zu der Absenkung anderer Technologien um lediglich 1% relativ hoch ist.

2.2.2.3 PV-Finanzierung und PV-Ausbau durch das ÖSG 2012

Im Ökostromgesetz 2012 ist festgelegt, dass für Ökostrom-Neuanträge jährlich ein sogenanntes „*zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen* [44]*“* in Höhe von 50 M€ dem Fördermittelkonto der OeMAG bereitgestellt wird, welches kontinuierlich um 1 M€ pro Jahr abgesenkt wird. Im Jahr 2017 betrug das *„zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen“* somit noch 45 M€, wovon 8 M€ eigens für die Photovoltaik-Förderung[45] zur Verfügung standen [66]. Zusätzlich wurden durch das ÖSG 2012 einmalig Finanzmittel für den Abbau von Förder-Wartelisten zur Verfügung gestellt, die sich bis zum Jahr 2012 angesammelt hatten, da je Antragsjahr mehr Förderanträge gestellt wurden, als Fördermittel zur Verfügung standen[46]. Hierfür waren 28 M€ für den Photovoltaik-Wartelisten-Abbau vorgesehen.

[44] Das „zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen“ ist nach dem ÖSG 2012 definiert als der „[…] *Anteil am Unterstützungsvolumen, der für die Kontrahierung von Ökostrom auf Grundlage von im jeweiligen Kalenderjahr abgeschlossenen Verträgen der Ökostromabwicklungsstelle mit Ökostromanlagenbetreibern zur Verfügung steht*“.

[45] Auch andere Ökostromtechnologien erhielten eigene Fördervolumina. Bspw. 2,5 M€ für Kleinwasserkraft und 11,5 M€ für Windkraft [63].

[46] Antragssteller, die im Jahr der Antragsstellung aufgrund der Ausschöpfung des Unterstützungsvolumens keinen Fördervertrag mit der OeMAG erhielten wurden auf Wartelisten für die nächsten Jahre gesetzt, die im Jahr 2011 bis zum Jahr 2025 reichten [64]. Das Unterstützungsvolumens wurde je Förderjahr für Neuanlagen begrenzt, nachdem es durch das ÖSG 2002 zu einer „*Kostenexplosion*“ aufgrund der Menge an neugebauten Ökostromanlagen kam [255].

Die Möglichkeit für Photovoltaik- Antragssteller bei Ausschöpfung des aktuellen Fördervolumens auf eine Warteliste für das nächste „zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen“ im Folgejahr gereiht zu werden, wurde mit dem ÖSG 2012 jedoch abgeschafft [63]. Dies hat zur Folge, dass PV-Anlagenbetreiber die auf der Warteliste für das aktuelle Jahr stehen, zum Jahreswechsel ausgesondert werden [67].

Innerhalb des „zusätzlichen, jährlichen Unterstützungsvolumens“ waren, neben den 8 M€ für PV-Anlagen, 14 M€ im Jahr 2017 für den sogenannten „*Resttopf*“ reserviert, der sowohl für Photovoltaik, wie auch für Windkraft und Biomasse zur Verfügung stand [68]. „Resttopf“- Fördermittel sind für Antragssteller vorgesehen, die aufgrund der vorzeitigen Erschöpfung des für sie zutreffenden, technologieabhängigen Unterstützungsvolumens keinen Fördervertrag mit der OeMAG mehr abschließen können. Diese Regelung erwies sich für Photovoltaik-Antragssteller jedoch in den letzten Jahren als nachteilig, weil das Fördermittelkontingent bereits von Windkraftanlagen ausgeschöpft wurde. Diese sind bei dem Resttopf- Förderbezug im Vorteil, da Wartelisten für Windkraft nicht abgeschafft wurde und auf der Warteliste befindliche Antragssteller vorrangig die Fördermittel des „Resttopfs“ beziehen [69]. So wurden Finanzmittel des Resttopfs zu mehr als 98% an Windkraftanlagen für die Jahre 2016 und 2017 vergeben [70]. Die Verfügbarkeit des Förderkontingents können Antragssteller tagesaktuell auf der Internetseite der Ökostromabwicklungsstelle überprüfen.

Das unten aufgeführte Beispiel (s. Tabelle 2.8) zeigt, dass die Fördervolumen bereits vor Beendigung des Jahres 2017 für alle Ökostromtechnologien aufgebraucht waren. Dies war auch in den Vorjahren der Fall [68][47]. Für Photovoltaikanlagen erschöpften die Fördermittel aufgrund der großen Nachfrage in den letzten Jahren sogar bereits nach einigen Minuten [71].

Trotzdem ist in der Tabelle ein ungenutztes Fördervolumen aus dem Vorjahr 2016 zu erkennen, welches den Startwert des Unterstützungsvolumens für das Jahr 2017 von 8 M€ auf rund 9,5 M€ hebt. Dies liegt an PV-Anlagenbetreibern, die trotz Fördermittelzusage ihre Förderung im Jahr 2016 nicht in Anspruch nahmen. Hierdurch wurden PV-Anlagenbetreiber, die auf der Warteliste für Fördermittel standen, blockiert [72]. Dieses Problem der Fördermittel-Blockade liegt in der ÖSG 2012- Regelung begründet, dass PV-Anlagenbetreiber 12 Monate Zeit haben, ihre PV-Anlage in Betrieb zu nehmen, bevor der Förderantrag hinfällig wird. Die „Kleine Ökostromnovelle“ versucht dies für PV-Anlagen mit Vertragsabschluss ab 27.07.2017 zu korrigieren, indem die Inbetriebnahme-Pflicht auf 9 Monaten gesenkt wurde und zusätzlich eine Nachweispflicht für die Bestellung von PV-Modulen innerhalb von 3 Monaten eingeführt wurde [73], [72].

Ein ähnliches Problem trat bei PV-Anlagen zutage, die als *Überschusseinspeiser*[48] genutzt wurden. Dadurch, dass die OeMAG bei der Fördermittelreservierung die PV-Anlagen als *Volleinspeiser*[49] einstufen musste, wurden so im Verhältnis zur tatsächlichen Einspeisung zu viele Fördermittel blockiert. Auch dies wurde in der „Kleinen Ökostromnovelle“ für das Jahr 2018 berücksichtigt, indem PV-Antragssteller Eigenverbrauchsmengen angeben müssen [63].

Die eigentliche Fördermittelvergabe verläuft nach dem First-Come-First-Served-Prinzip, was bedeutet, dass Antragssteller der Reihe nach bei der Förderung berücksichtig werden und das verfügbare Unterstützungsvolumen so lange mit jedem Förderantrag sinkt, bis es ausgeschöpft ist und es zu einem Förderstopp kommt.

Tabelle 2.8: Beispiel für das verfügbare Förderkontingent am 08.11.2017 (eigene Darstellung nach [74]).

Technologe	**Vortragsfähiges Kontingent aus Vorjahren in EUR**	**Startwert**	**Noch frei verfügbaren Unterstützungsvolumen in EUR**
Windkraft	4.377	11.504.377	0
Photovoltaik	1.845.737	9.845.737	0
Kleinwasserkraft	145.543	1.645.543	0
Feste und flüssige Biomasse sowie Biogas	486.264	7.486.264	0
Biomasse fest ≤ 500	5.380	3.005.380	0
Resttopf	745.465	14.745.465	0

Der Förderbetrag pro Antrag wird dabei durch die OeMAG nach §23 Abs. 5 ÖSG 2012 berechnet. Aufwendungen der OeMAG für die ausbezahlten Einspeisetarife

[48] Eine PV-Anlage gilt als Überschusseinspeiser, wenn ihre Energieerzeugung auch zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet wird und nur der Strom, der nach Deckung des Eigenbedarfs überschüssig ist, in das öffentliche Netz eingespeist (und an OeMAG oder ein Energieversorgungsunternehmen verkauft) wird. Umgekehrt wird bei Unterdeckung des Eigenbedarfs durch die PV-Anlage fehlender Strom aus dem Netz von einem Energieversorgungsunternehmen zugekauft [301] (mehr zur Überschusseinspeisung s. Anhang 8.9, Kapitel 2.2.2.3, Volleinspeisung, Überschusseinspeisung, Inselbetrieb).

[49] Eine PV-Anlage gilt als Volleinspeiser, wenn die Stromerzeugung gänzlich ins Netz eingespeist und verkauft (an OeMAG oder Energieversorgungsunternehmen) wird. Eigenbedarfsstrom wird zu 100% zugekauft [301] (mehr zur Volleinspeisung s. Anhang 8.9, Kapitel 2.2.2.3, Volleinspeisung, Überschusseinspeisung, Inselbetrieb).

des Ökostroms, die sich schmälernd auf das Unterstützungsvolumen auswirken, werden hierbei um Einnahmen aus dem Weiterverkauf des Ökostroms an die Stromhändler vermindert. Insgesamt steht so also mehr Fördergeld zur Ausbezahlung von Einspeisetarifen zur Verfügung, als das ursprüngliche Unterstützungsvolumen. Dieses so generierte „*Vergütungsvolumen*“ ist das Fördervolumen, welches schlussendlich in Form von Einspeisetarifen an die PV-Anlagenbetreiber ausgezahlt wird. Geschmälert wird das Vergütungsvolumen jedoch durch zusätzliche Aufwendungen der OeMAG, wie beispielsweise aliquote Ausgleichsenergieaufwendungen und allfällige Zuschläge (s. Abbildung 2.4) [63].



Abbildung 2.4: Veranschaulichung des Unterschieds zwischen Unterstützungsvolumen und Vergütungsvolumen in M€ (Darstellung in [63]).

Eine Betrachtung der Anzahl aktiver Verträge mit der OeMAG im 4. Quartal 2017 und der dazugehörigen installierten Leistung zeigt, dass 22.570 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 665,5 MWp finanziell unterstützt werden konnten (s. Tabelle 2.9). Die Anzahl verweist jedoch nicht auf die exakte Menge an neuen PV-Anlagen, da mittlerweile Fördermittelbezieher vergangener Jahre bereits wieder nach Ablauf ihres Fördervertrags ausgeschieden sind. Im Vergleich zu den anderen Technologien, liegt nach der Tabelle die Photovoltaik mit ihrer Anlagenanzahl Stück weit vor allen anderen Ökostromtechnologien. Geht man jedoch von der installierten Leistung aus, liegt die Photovoltaik auf Platz 2 hinter der Windkraft mit 2.352 MWp – eine Situation, welche durch die genannten Ausbauziele vorgesehen ist. Die Gesamtmenge an installierter PV-Leistung (nicht nur OeMAG-gefördert) lag in Österreich 2017 bei ca. 1.100 MWp [66].

Tabelle 2.9: Anzahl der installierten Ökostromanlagen über die OeMAG, aufgezeigt anhand der Anzahl aktiver Verträge, sowie installierter Leistung im 4.Quartal 2016 und 4. Quartal 2017 eigene Darstellung nach [75] und [76].

Erzeugungs-technologie	**4. Quartal 2016**		**4. Quartal 2017**	
	Anzahl aktiver Verträge	Installierte Leistung (MWp)	Anzahl aktiver Verträge	Installierte Leistung (MWp)
Photovoltaik	*20.656*	*568,0*	*22.570*	*665,5*
Kleinwasserkraft	*1.909*	*427,7*	*1.917*	*429,5*
Windenergie	*400*	*2.346,6*	*396*	*2.290*
Biogas	*287*	*83,3*	*288*	*84,4*
Biomasse fest	*128*	*311,0*	*134*	*311,5*
Biomasse flüssig	*20*	*1,5*	*18*	*1,3*
Deponiegas und Klärgas	*39*	*14,8*	*40*	*14,5*
Geothermische Energie	*2*	*0,9*	*2*	*0,9*
Gesamt	***23.441***	***3.753,9***	***25.365***	***3.798,5***

Daten des KLIEN-Fonds vom April 2017 zeigen, dass mit 580 MWp mehr als die Hälfte der installierten Leistung eine Förderung durch die OeMAG erhielten, während der Rest eine Investitionsförderung durch den KLIEN-Fonds (304 MWp) oder keine Förderung bezogen hat (circa 216 MWp[50])[51] [77].

2.2.2.4 Einspeisevergütung und Investitionszuschuss

Die Einspeisevergütung gehört zu den angebotsorientierten Förderinstrumenten, die den Preis als instrumentelle Steuergröße einsetzen, um eine Förderwirkung für die Stromproduzenten zu erzielen [78]. Die Einspeisevergütung zählt im Gegensatz zu dem Investitionszuschuss zu den erzeugungsbasierten Instrumenten, deren Förderung sich an der tatsächlich erzeugten Strommenge ausrichtet (vgl. Kapitel 2.1). Die Einspeisevergütung wird daher nach der unten angegebenen Abbildung 2.5 kategorisiert. Der Vergütungssatz der Einspeisevergütung pro kWh Strom liegt höher, als der erzielbare Marktpreis am Strommarkt (s. Tabelle 2.10.). Dies erhöht die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage und setzt damit einen Investitionsanreiz [79]. Weitere Anreize bestehen in einem planbaren und sicheren Einkommen über einen festgelegten Zeitraum, wodurch das Risiko von schwankenden Strompreisen an der Börse eliminiert wird [40], [80], [78].

[50] Berechnung auf Grundlage der angegebenen 1.100 MWp installierten Leistung der zuvor genannten Quelle- dies erlaubt jedoch keine monatsgenaue Berechnung, weswegen Abweichungen vom eigentlichen Zielwert wahrscheinlich sind.
[51] Installierte Leistung sind gerundet auf 1. Stelle vor dem Komma

Entsprechend garantiert die Einspeisevergütung im ÖSG 2012, dass erzeugter PV-Strom zu einem festen Einspeisetarif (Ct/kWh) abgenommen wird. Der Förderzeitraum beträgt üblicherweise 13 Jahre. Die Förderung endet früher, wenn die PV-Anlage ihr 20. Betriebsjahr überschreitet.

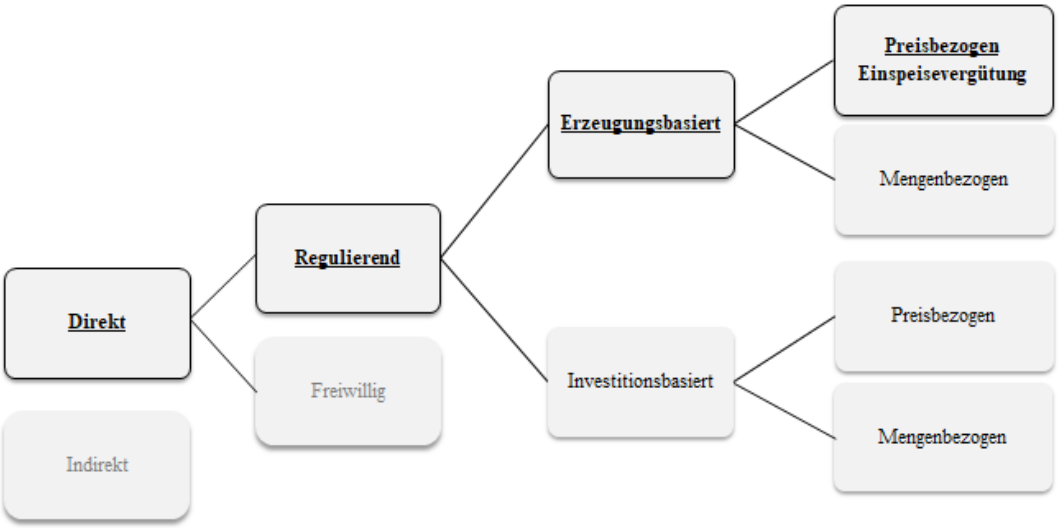


Abbildung 2.5: Kategorisierung der österreichischen Einspeisevergütung (eigene Darstellung).

Es wird nur der Strom vergütet, der in das öffentliche Netz in Form einer Überschuss- oder Volleinspeisung[52] eingespeist wird [81].

Die geltende Einspeisetarifhöhe wird üblicherweise jährlich abgesenkt[53,54] [82] (vgl. Tabelle 2.10). Die Höhe des Einspeisetarifs, die der Antragssteller über den Förderzeitraum erhält, richtet sich nach dem gewählten Tarif und Zeitpunkt der Antragsstellung. Ein Antragssteller hat die Wahl zwischen einem *Einspeisetarif mit Investitionszuschuss*, einem *Einspeisetarif zum Marktpreis abzüglich aliquoter Aufwendungen für Ausgleichsenergie mit Investitionszuschuss* und unter bestimmten Voraussetzungen, dem sogenannten *„Netzparitäts- Tarif"*. Alle Optionen bieten verschiedene Konditionen und werden entweder aus dem „*zusätzlichen jährlichen PV- Unterstützungsvolumen*" oder dem „*Resttopf*" finanziert (vgl. Tabelle 2.10 und Kapitel 2.2.2.3).

[52] Bei einer Überschusseinspeisung wird die Stromerzeugung von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen selbst genutzt und nur der ungenutzte Anteil der Stromerzeugung in das öffentliche Netz eingespeist [302]. Wird die Stromerzeugung komplett in das öffentliche Netz eingespeist, handelt es sich hingegen um eine Volleinspeisung [303].
[53] Siehe auch ÖSET-VO 2016.
[54] Zwischen den Jahren 2012 bis 2017 sank der Tarif insgesamt von ehemals 19,70 Ct/kWh um 40,15% auf 7,91 Ct/kWh, was jedoch aufgrund des starken Rückgangs der Investitionskosten von Photovoltaikanlagen in Österreich angebracht erschien, um so die aufzubringenden Förderkosten zu verringern. Beispielsweise sanken die Kosten schlüsselfertiger 5kWp PV-Anlagen in Österreich zwischen 2011 und 2015 entsprechend um 40% auf 1.658 Euro/kWp, während die Kosten von PV-Anlagen größer 10 kWp um 50% auf 1.274 Euro /kWp sanken [82].

Tabelle 2.10: Fördermöglichkeiten und Förderhöhen für Einspeisung von Elektrizität aus Photovoltaikanlagen in das öffentliche Netz bei Antragsstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2017 (eigene Darstellung nach der ÖSET VO 2016).

Zusätzliches jährliches PV- Unterstützungsvolumen		
Fördermöglichkeiten	**Voraussetzungen**	**Förderhöhen**
Einspeisevergütung & garantierter Abnahme des erzeugten Stroms & Investitionszuschuss	Modulspitzenleistung[55] > 5 kWp bis 200 kWp Investitionszuschuss Investitionskosten-Nachweis an OeMAG	Einspeisetarif 7,91 Cent/kWh Investitionszuschuss 40% der Errichtungskosten, aber höchstens 375 Euro/ kWp
Einspeisevergütung zum Marktpreis (3,3255 Ct/kWh[56]) abzüglich aliquoter Aufwendungen für Ausgleichsenergie[57] (0,027 Ct/kWh[58]) & garantierte Abnahme des Stroms & Investitionszuschuss	Modulspitzenleistung > 5 kWp bis 200 kWp Investitionszuschuss Investitionskosten-Nachweis an OeMAG	Einspeisetarif 3,2985 Ct/kWh Investitionszuschuss 40% der Errichtungskosten, aber höchstens 375 Euro/ kWp
Resttopf		
Fördermöglichkeiten	**Voraussetzungen**	**Förderhöhen**
Netzparitäts-Tarif & garantierte Abnahme des erzeugten Stroms Kein Investitionszuschuss	Modulspitzenleistung > 5 kWp bis 20 kWp	Einspeisetarif 18 Ct/kWh

Die kombinierte Förderung aus Einspeisevergütung und Investitionszuschuss, stellt eine weitere Förderungsform dar, da die Förderung nicht nur an der erzeug-

[55] Nach dem ÖSG 2012 entspricht bei PV-Anlagen die Modulspitzenleistung in kWp der Engpassleistung und ist ihrem Anerkennungsbescheid zu entnehmen In § 5 Abs. 1 Z12 ist folgender Wortlaut definiert: „*bei Photovoltaikanlagen gilt die Modulspitzenleistung (Leistung in kWpeak) als Engpassleistung*"- eine Formulierung, die als technisch so nicht korrekt kritisiert wurde [304]. Die „Engpassleistung" ist nach Definition des ÖSG 2012 und der OeMAG ist „[…] *die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage mit allen Maschinensätzen* […]"

[56] Gemittelter Marktpreis über das 1.,2.,3. und 4. Quartal 2017 nach [305]

[57] Abzunehmender Ökostrom wird von der OeMAG im Voraus und per Fahrplan Stromhändlern zugewiesen. Bei Fahrplanabweichungen führt das zu abweichenden Ökostrommengen, die am Ausgleichsenergiemarkt zugekauft oder verkauft werden müssen, was Ausgleichsenergiekosten verursacht [306].

[58] Aliquote Ausgleichsenergieaufwendungen für das Jahr 2017 nach [307].

ten Strommenge (erzeugungsbasiert), sondern auch bei den Investitionskosten (investitionsbasiert) ansetzt (s. Abbildung 2.6):

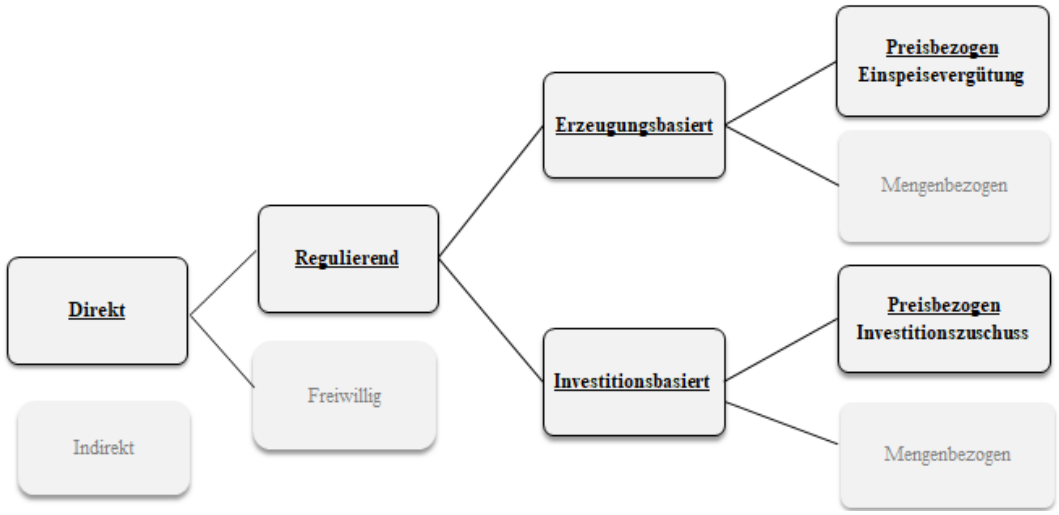


Abbildung 2.6: Kategorische Einordnung der österreichischen OeMAG-Förderung über Einspeisevergütung mit Investitionszuschuss (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]).

Der Einspeisetarif stellt dabei einen Richtwert dar, der den Auszahlungsbetrag der OeMAG an den PV-Anlagenbetreiber bestimmt. Die OeMAG richtet die Höhe des Auszahlungsbetrags an dem Steuertyp aus, den der Antragssteller in einem Förderantrag für den Einspeisetarif angeben muss [83]. Der Auszahlungsbetrag kann entsprechend variieren, wie im Folgenden gezeigt wird (s. Beispiel 1):

Gefördert werden können nach der ÖSET-VO 2016 nur PV-Anlagen, die an oder auf einem Gebäude angebracht, bzw. fassadenintegriert sind. Die Förderungen von Freilandanlagen wurde hingegen im Jahr 2015 abgeschafft [66].

Beispiel 1: Auszahlung der unterschiedlicher netto- Vergütungssätze je nach angegebenem Steuertyp 1, 2 oder 3. Eigene Darstellung nach den Informationen in [83].

1. Steuertyp wird mit 0% angegeben, was einer Privatperson oder einem Kleinunternehmer entspricht. Infolgedessen werden 7,91 Ct/kWh ausbezahlt
2. Steuertyp wird mit 13% angegeben, was der pauschalisierten Landwirtschaft entspricht. Es werden 7,91 Ct/kWh und zusätzlich 13% Steuer ausbezahlt
3. Steuertyp wird mit 20% angegeben, was einer unternehmerischen Tätigkeit entspricht. Es werden wie zu Anfang 7,91 Ct/kWh ausbezahlt. Die OeMAG führt aufgrund der Umsatzsteuerbetrugsbekämpfungsverordnung (UStBBKV) [84] zusätzlich 20% USt direkt an das Finanzamt ab

Endet die Förderdauer kann der erzeugte Strom an die OeMAG noch zum Marktpreis abzüglich aliquoter Ausgleichsenergieaufwendungen nach §20 des ÖSG 2012 oder an einen Stromhändler zu einem verhandelten Abnahmepreis verkauft werden [85]. Diese sind jedoch im Gegensatz zur OeMAG nicht gesetzlich zur Abnahme des erzeugten Stroms verpflichtet, was für den PV-Anlagenbetreiber ein Risiko darstellen kann [81]. Durch das Wegfallen des Vermarktungsrisikos ist die Abnahme zum Marktpreis trotz der geringeren Höhe (vgl. Tabelle 2.10) als Förderung, bzw. als Einspeisevergütung zu einem geringen Abnahmepreis einzustufen. Die garantierte Abnahme zum Marktpreis kann nach dem ÖSG 2012 als Förderungsform auch

- statt der Förderung zu den in ÖSET-VO festgelegten Einspeisetarifen beantragt werden
- bei einem bestehenden Vertragsverhältnis über den Bezug der festgelegten Einspeisetarife in der ÖSET-VO beantragt werden, sofern für 12 Monate auf den Bezug der Einspeisevergütung verzichtet wird

Aus Tabelle 2.10 ist zu entnehmen, dass PV-Anlagen die eine Einspeisevergütung aus dem PV-Unterstützungsvolumen beziehen, mit bis zu 200 kWp um ein Vielfaches größer sein dürfen, als die aus dem Resttopf geförderten Anlagen, die lediglich bis 20 kWp gefördert werden. Zudem gibt es für die aus dem Resttopf geförderten Anlagen keine Möglichkeit einen zusätzlichen Investitionszuschuss in Anspruch zu nehmen [73]. Dafür fällt die Förderung zum Netzparitäts-Tarif mit einer Höhe von 18 Ct/kWh mehr als doppelt so hoch aus, als die Förderung im Jahr 2017 mit 7,91 Ct/kWh. Praktisch gesehen hat dies jedoch keine Relevanz, wie in Kapitel 2.2.2.3 erläutert wurde, da Windkraftanlagen ohnehin die gesamte Förderung in Anspruch nehmen.

Die Fördermöglichkeiten der Tabelle 2.10 gelten nicht für Photovoltaikanlagen-Betreiber, die die Förderaktion des Klima- und Energiefonds (KLIEN) in Anspruch nehmen, da durch dessen Inanspruchnahme das Recht auf weitere Bundesförderungen entfällt [86].

Sollten die Finanzmittel für die Zahlung von Vergütungssätzen nicht ausreichen, erfolgt eine aliquote Kürzung der Vergütung. Jedoch muss die Ökostromabwicklungsstelle nach dem ÖSG 2012 alle für sie möglichen Mittel zur Beschaffung der ausstehenden Forderungen ergreifen, um diese unverzüglich zu begleichen.

Die eigentliche Förderantragsstellung erfolgt online auf der Internetseite der OeMAG. Für eine Förderzusage müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt sein (s. Anhang 8.8, Kapitel 2.2.2.4, Voraussetzungen für eine Förderzusage der OeMAG), wie beispielsweise:

- Online-Antrag (Angebot)[59] an OeMAG über die OeMAG-Homepage mit gültiger Zählpunktnummer[60]
- Vorliegen des Anerkennungsbescheids der PV-Anlage als Ökostromanlage durch den Landeshauptmann des Landes[61]
- Fristgerechte Inbetriebnahme der Anlage innerhalb von:
  a) 12 Monaten (Vertragsabschluss vor dem 27.07.2017)
  b) 9 Monaten und zusätzlich Nachweispflicht für die Bestellung von PV-Modulen innerhalb von 3 Monaten (Vertragsabschluss ab 27.07.2017) [73]

Um die zusätzlichen Investitionsförderung in Anspruch nehmen zu können, mussten die Investitionskosten des Antragsstellers als förderfähig eingestuft werden [87] (s. Anhang 8.8, Kapitel 2.2.2.4, Förderfähige und nicht förderfähige Investitionskosten im Rahmen der Tarifförderung).

Die Kosten mussten vom Anlagenbetreiber spätestens sechs Monate nach Inbetriebnahme der Anlage als Endabrechnung bei der Ökostromabwicklungsstelle eingereicht werden[62] [88]. Die Förderung wird daraufhin frühestens nach Inbetriebnahme der PV-Anlage und nach Kontrolle der Endabrechnung ausgezahlt. Es kann zu einer aliquoten Rückzahlungs-Pflicht der Förderung kommen, falls die Anlagen-Mindestbetriebsdauer von 13 Jahren unterschritten wird oder sich der Aufstellungsort der Anlage ändert [87].

Die Auswirkungen der Förderbegrenzungen auf 40% der förderfähigen Investitionskosten, maximal jedoch auf 375 Euro/kWp [87] wird im folgenden Beispiel veranschaulicht (s. Beispiel 2):

[59] Der Antrag auf Förderung der Stromanlage durch Einspeisetarife ist seit dem 18.11.2013 nur noch online über die Homepage der Ökostromabwicklungsstelle möglich [86].
[60] Eine gültige Zählpunktnummer erhält der Anlagenbetreiber durch den Anschluss seiner Anlage an das öffentliche Netz. Dies ist notwendig für den Erhalt eines Zählpunktes, an dem die tatsächlich erzeugte Strommenge in das Netz eingespeist wird (§ 8 ÖSG 2012). Der Netzbetreiber in dessen Konzessionsgebiet die Anlage fällt, hat die Anlage verpflichtend anzuschließen (§ 6 ÖSG 2012).
[61] Der Landeshauptmann des Landes in dem sich die Ökostromanlage befindet, ist nach § 7 des ÖSG 2012 durch Antragsstellung des Anlagenbetreibers, bei Erfüllung aller notwendigen Voraussetzungen, für die Ausstellung des Anerkennungsbescheids der Ökostromanlage zuständig.
[62] Zusätzlich sind noch einzureichen: Pläne und Gutachten zur Errichtung und Inbetriebnahme der Anlage; Prüfprotokoll für Anlagen- Inbetriebnahme nach ÖVE/ÖNORM E-8001 [88]

Beispiel 2: Auswirkung der Förderbeschränkung auf die Förderhöhe. Eigene Darstellung nach den Fördervorgaben der Investitionsförderung.

Die als förderfähig eingestuften Investitionskosten einer PV-Anlage mit 10 kWp Anlagenleistung belaufen sich im Fall a) auf 10.000 Euro und in b) auf 9.300 Euro.

1. Förderhöhe: 40% der Investitionskosten von 10.000 Euro = 4.000 Euro
   Maximal förderfähig: 375 Euro/kWp x 10 kWp = 3.750 Euro

   a) Kürzung der Förderhöhe um 250 Euro auf 3.750 Euro um die maximal mögliche Förderhöhe nicht zu überschreiten.

2. Förderhöhe: 40% der Investitionskosten von 9.300 Euro = 3.720 Euro
   Maximal förderfähig: 375 Euro/kWp x 10 kWp = 3.750 Euro

   b) Förderhöhe ist im Rahmen und beträgt 3.720 Euro.

Der OeMAG-Investitionszuschuss im Jahr 2017 unterscheidet sich von den bereits in Kapitel 2.2.1 angeführten Investitionskostenzuschüssen über die UFI und den KLIEN-Fonds, in den folgenden Punkten [81]:

- Der Investitionszuschuss wird nur in Kombination mit einer Einspeisevergütung gewährt.
- Die Vermarktung des erzeugten PV-Stroms wird im Zuge der Einspeisevergütung von der OeMAG übernommen.
- Die Förderung der OeMAG gilt nur für anerkannte Ökostromanlagen. Dies erfordert die Anerkennung der Anlage nach §7 ff ÖSG 2012 durch den Landeshauptmann des Landes, indem die Anlage lokalisiert ist. Den Antrag auf Anerkennung muss der PV-Anlagenbetreiber stellen [89].
- Der Anlagenbetreiber wird bei erstmaliger Inbetriebnahme seiner Anlage, durch den zuständigen Netzbetreiber, einer Ökobilanzgruppe[63] zugewiesen [90].

2.2.3 Steuerliche Aspekte mit Auswirkungen auf die PV-Rentabilität

Ein PV-Anlagenbetreiber kann seinen produzierten PV-Strom

a) vollständig für die Deckung des eigenen Stromverbrauchs nutzen, ohne dass die PV-Anlage mit dem öffentlichen Netz verbunden ist.

[63] Setzt den Vertrag über Abnahme und Vergütung seines Ökostroms mit der OeMAG voraus.

b) anteilig zur Deckung des eigenen Stromverbrauchs nutzen, während der restliche Teil in das öffentliche Netz eingespeist und verkauft wird.
c) vollständig, in das öffentliche Stromnetz einspeisen und verkaufen und zur Deckung des eigenen Strombedarfs, Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen.

Je nachdem, nach welchen der oben beschriebenen Arten, der produzierte Strom genutzt wird, wird die PV-Anlage im Erlass „*Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen*“ des Bundesministeriums für Finanzen (BMF) vom 24.12.2014 einem bestimmten Nutzungstyp zugeordnet. Hieraus ergibt sich für a) der Nutzungstyp „***Inselbetrieb***“, für b) der Nutzungstyp „***Überschusseinspeiser***“ und für c) der Nutzungstyp „***Volleinspeiser***“, die unterschiedliche steuerliche Beurteilung der PV-Anlage zur Folge haben. Nutzungstyp b) und c) sind für die weiterführende Arbeit relevant (eine detailliertere, technische Beschreibung der Nutzungstypen findet sich im Anhang 8.9, Kapitel 2.2.3, Volleinspeisung, Überschusseinspeisung, Inselbetrieb).

2.2.3.1 Auswirkungen des Nutzungstyps auf die Umsatzsteuer

Die Regelungen zur Umsatzsteuer in Österreich sind für die finanzielle Bewertung von Photovoltaikanlagen von Bedeutung und werden deswegen im Folgenden erläutert. Relevante Unterschiede bestehen zwischen der beschriebenen Volleinspeisung und der Überschusseinspeisung.

2.2.3.1.1 Umsatzsteuer bei Volleinspeisung

PV-Anlagenbetreiber werden bei Volleinspeisung des PV-Stroms als Unternehmer eingestuft, da eine unternehmerische Tätigkeit nach § 2 Umsatzsteuergesetz (UStG) 1994 vorliegt. Dabei gilt, dass Stromlieferungen (des PV-Anlagenbetreibers) an EVUs (auch OeMAG)[64] steuerbar sind und normalerweise der Steuerpflicht unterliegen. Die Steuerschuld geht hier auf das EVU als Leistungsempfänger über, sofern die Stromlieferungen hauptsächlich weitergeliefert werden und deren Verbrauch durch das EVU eine untergeordnete Rolle spielt [91]. Dies gilt in jedem Fall für die OeMAG, da sie von den Ökostromerzeugern erhaltene Stromlieferungen an die Stromhändler weitergibt (vgl. Kapitel 3.2.2.). Entscheidend für die finanzielle Beurteilung ist, dass der Anlagenbetreiber mit Unternehmereigenschaft zur Gänze die Vorsteuer für Anlagen-Errichtung und –Betrieb abziehen darf. Dies führt zwar einerseits zu geringeren Anfangsinvestitionskosten für den Anlagenbetreiber, aber andererseits auch zu sinkenden Einnahmen aus dem Stromverkauf, da diese durch die (vom EVU) abzuführende Um-

[64] Wenn im weiteren Verlauf von EVUs gesprochen wird, bezieht das die OeMAG mit ein.

satzsteuer verringert werden [91]. Die Umsatzsteuer auf den verkauften Strom muss jedoch vom Anlagenbetreiber selbst nur dann abgeführt werden, wenn dieser seinen Strom am Markt ohne Förderung verkauft. Bezieht der PV-Anlagenbetreiber jedoch eine Förderung über die OeMAG, wird ihm diese als Netto-Vergütungssatz ausbezahlt. Als Privatperson, wie auch in Unternehmereigenschaft ist dieser gleich hoch (Ausnahme: pauschalisierte Landwirtschaft) (vgl. Beispiel 1 in Kapitel 2.2.2.4). Zur Veranschaulichung dient folgendes Beispiel (s. Beispiel 3):

Beispiel 3: Für ein PV-Anlage erstattbare Vorsteuer auf die Anschaffungskosten und abzuführende Umsatzsteuer auf die Einnahmen durch Stromeinspeisung. Eigene Berechnung in Anlehnung an [91]. Verwendete Werte nach [92], [93] und Einspeisevergütung im Jahr 2017 für PV-Anlagen durch die OeMAG.

Der Anschaffungspreis einer 5,1 kWp PV-Anlage beträgt 12.157,50 Euro (brutto) bzw. 10.131,25 Euro (netto). Der spezifische Jahresertrag wird mit 1.000 kWh/kWp angesetzt.

Bestimmung der Vorsteuer
20% des Anschaffungspreises sind als Vorsteuer erstattbar (10.131,25 Euro (netto) * 0,2 = **2.026, 25 Euro**).

Bestimmung der Umsatzsteuer
Auf die Jahres-Einnahmen von 403,41 Euro (netto) (5,1 kWp * 1.000 kWh/kWp* 7,91 Ct/kWh / 100) ist von der OeMAG eine Umsatzsteuer von **80,68 Euro** (403,41 Euro *0,2) abzuführen.

Zu beachten ist jedoch, dass PV-Anlagenbetreiber, deren jährliche Einnahmen durch Stromerzeugung einen Grenzbetrag von 30.000 Euro netto nicht übersteigen, als Kleinunternehmer eingestuft werden, was zu einer sogenannten „unechten Steuerbefreiung“ führt [94]. Dies bedeutet, dass kein Recht auf Vorsteuerabzug besteht [95]. Zudem ist keine Umsatzsteuer für erbrachte steuerfreie Leistungen in Rechnung zu stellen und folglich auch nicht an das Finanzamt abzuführen [94]. Als Kleinunternehmer steht Anlagenbetreibern die Option offen, die „unechte Steuerbefreiung“ abzulehnen, wodurch ein Recht auf Vorsteuerabzug generiert wird und die Umsatzsteuer dafür wieder abzuführen ist [94]. Diese Option wird für Berechnungen in Ergebnisteil 4.2 angewendet, da eine finanzielle Entlastung beim Kauf der PV-Anlage, als vorteilhaft für Privatpersonen bewertet wird.

2.2.3.1.2 Umsatzsteuer bei Überschusseinspeisung

Auch bei der Überschusseinspeisung liegt eine unternehmerische Tätigkeit nach § 2 UStG 1994 vor, da erzeugter PV-Strom zumindest anteilig in das Netz eingespeist und verkauft wird. Dies hat zur Folge, dass der eingespeiste Strom steuerbar

und in der Regel auch steuerpflichtig ist. Unbedeutend für die steuerliche Beurteilung ist hingegen aus dem Stromnetz zugekaufter Strom [91].

Möchte der PV-Anlagenbetreiber einen Vorsteuerabzug für Anschaffung, Inbetriebnahme und Betrieb seiner Anlage ansetzen, muss zumindest 10% der erstellten Leistung (PV-Strom) einem unternehmerischen Zweck (Stromverkauf) dienen. Die Leistung gilt dann *„[…] zur Gänze als für das Unternehmen ausgeführt […]“* [91]. Zudem darf die für private Zwecke verwendete Strommenge (Strom, welcher der Privatsphäre zugeordnet wird), die in das Stromnetz verkaufte Strommenge nicht überschreiten. Gleiches gilt für den Fall, dass ein Teil des Stroms für eigene, betriebliche Zwecke (Strom, welcher der Betriebssphäre zugeordnet wird) genutzt wird. Wird die PV- Anlage also zu mehr als 50% für eigene private und/oder betriebliche Zwecke genutzt, entfällt das Recht auf Vorsteuerabzug [91]. Zwar ist der volle Vorsteuerabzug für Errichtung und Betrieb der PV-Anlage bis zu einer Strom-Eigenverbrauchsmenge von 50% möglich, jedoch verlangt der Gesetzgeber, dass für die anteilige Privatnutzung der PV-Anlage (Eigenverbrauch) eine Umsatzsteuer abgeführt wird. Die privat genutzte Strommenge wird daher als *„[…] eine einer Lieferung gegen Entgelt gleichgestellte Entnahme nach §3 Abs.2 UStG 1994 […]“* besteuert. Nach § 4 Abs. 8 lit. a UStG 1994 werden als Bemessungsgrundlage *„[…] die Selbstkosten der Entnahme […]“* angesetzt. Die Selbstkosten wiederum bestehen aus *„[…] dem ertragssteuerlich auszuscheidenden Privatanteil der AfA und den anteiligen laufenden und sonstigen Aufwendungen (Betriebskosten usw.) der Anlage […]“*. Das unten angegebene Beispiel 4 zeigt anhand des zuvor beschriebenen Vorgehens auf, wie der Vorsteuerüberhang und die Umsatzsteuer auf die Einnahmen berechnet werden. Die für die Volleinspeisung angeführten rechtlichen Möglichkeiten bezüglich der Kleinunternehmerregelung, gelten auch für die Überschusseinspeisung.

Beispiel 4: Für eine PV-Anlage abführbarer Vorsteuerüberhang und abzuführende Umsatzsteuer bei den Überschusseinspeisung, eigene Berechnung in Anlehnung an [91]. Verwendete Werte nach [92], [93], [96] und Einspeisevergütung im Jahr 2017 für PV-Anlagen durch die OeMAG.

Der Anschaffungspreis (netto) einer 5,1 kWp PV-Anlage beträgt 9.726 Euro. Der spezifische Jahresertrag wird mit 1.000 kWh/kWp angesetzt. 30% des produzierten Stroms werden im Jahr der Anschaffung selbst genutzt. Die Betriebskosten betragen 2% des Netto-Anschaffungspreises.

<u>Bestimmung der Vorsteuer</u>

Von dem PV-Anschaffungspreis wird die Vorsteuer (20%) berechnet (9.726 Euro * 0,2 = **1.945,20 Euro**).

Bestimmung der Umsatzsteuer der Selbstkosten

Um die *Selbstkosten zum Zeitpunkt der Entnahme* zu berechnen, wird zunächst der *ertragssteuerlich auszuscheidende Privatanteil der AfA im Jahr der Anlagen-Anschaffung* bestimmt. Hierzu werden die Netto-Anschaffungskosten von 9.726 Euro durch die gesetzlich anzulegende Abschreibungsdauer von 20 Jahren dividiert (9.726 Euro / 20 Jahre = 486,30 Euro). Dann wird der Privatanteil (30%) herausgerechnet (486,8 Euro * 0,3 = 145,89 Euro) und von diesem Wert die USt. (20%) bestimmt (145,89 Euro * 0,2 = 29,18 Euro). Zu den **Selbstkosten** zählen auch die **anteiligen Betriebskosten** *(2%)*. Die Betriebskosten werden zunächst aus dem Netto-Anschaffungspreis des Anschaffungsjahres berechnet (9.726 Euro * 0,02 = 194,52 Euro). Diese werden anteilig mit dem privat genutzten Stromanteil von 30% angesetzt (194,52 Euro* 0,3 = 58,36 Euro), um die USt auf die anteiligen Betriebskosten zu bestimmen (58,36 Euro * 0,2 = 11,67 Euro). Dieser Wert wird mit der zuvor berechneten AfA- USt. addiert, um die **USt der Selbstkosten** zu erhalten (24,32 Euro + 11,67 Euro = **35,99 Euro**).

Bestimmung des Vorsteuerüberhangs

Um den Vorsteuerüberhang des PV-Anlagenbetreibers zu erhalten, wird die USt der Selbstkosten von dem anfangs berechneten Vorsteuerwert des PV-Anschaffungspreises subtrahiert (1.945,20 Euro – 34,05 Euro = **1.911,15 Euro**).

Bestimmung der Umsatzsteuer auf Einnahmen

Auf die Jahreseinnahmen von 282,39 Euro (0,7*5.100 kWh * 7,91 Ct/kWh / 100) ist von der OeMAG eine USt von **56,48 Euro** (282,39 Euro *0,2) abzuführen.

2.2.3.1.3 Elektrizitätsabgabe bei Überschusseinspeisung

Überschusseinspeiser können jährlich 25.000 kWh (Freigrenze) ihres Stroms für den eigenen Verbrauch nutzen, ohne eine Elektrizitätsabgabe zahlen zu müssen [97]. Diese fällt in Höhe von 1,5 Ct/kWh für jene Strommengen an, welche die Freigrenze überschreiten und ist vom Anlagenbetreiber nach folgender Formel selbstständig zu berechnen [97], [98]:

Menge an elektrischer Energie in kWh x 0,015 Euro/kWh
= Steuerschuld in Euro

Sofern die errechnete Steuerschuld pro Jahr jedoch einen Wert von 50 Euro nicht überschreitet, wird die Abgabe vom Bundesfinanzministerium (BMF) nicht erhoben [98], d.h. eigentlich beträgt die Freigrenze 28.333 kWh. PV-Anlagen mit mehr als 26 kWp dürfen den genannten Freibetrag nur in Anspruch nehmen, wenn eine Einrichtung zur Messung der selbstverbrauchten Energiemenge (beispielsweise ein Smartmeter) vorhanden ist [97].

2.2.4 Auswirkungen des österreichischen Haushaltsstrompreis auf die Wirtschaftlichkeit bei Überschusseinspeisung

Im Kapitel 4.2 wird anhand der Methode des Internen Zinsfußes die Wirtschaftlichkeit für Voll- und Überschusseinspeiser bestimmt. Für beide Nutzungstypen müssen zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit bestimmte Einflussparameter bestimmt werden [97], wie beispielsweise die:

- *Stromerzeugungskosten* (inkludiert u.a. Anschaffungspreis der PV-Anlage und Betriebskosten)
- *Einnahmen aus dem Stromverkauf.*

Bei der Überschusseinspeisung sind zusätzlich noch folgende Größen relevant:

- *Anteil der selbst verbrauchten Strommenge aus Eigenerzeugung*
- *Strombezugspreis aus dem öffentlichen Netz*

Dadurch, dass die Eigenerzeugung einen Teil des eigenen Strombedarfs deckt, entfällt die Notwendigkeit diese Strommenge aus dem öffentlichen Stromnetz einzukaufen. Die Stromkosten, die sich der PV-Anlagebetreiber dafür einspart, stellen Kosteneinsparungen in Form von *vermiedenen Strombezugskosten* (VS) dar, die in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der PV-Anlage wie Einnahmen behandelt werden können [97]. Liegt der Strompreis, und damit die VS, über den Stromerzeugungskosten der PV-Anlage, stellt dies für PV-Anlagenbetreiber einen Gewinn dar [99]. Wenn zusätzlich die aktuelle, geförderte Einspeisevergütung (oder alternativ ein regulärer Verkaufspreis zum Marktpreis) geringer als die vermiedenen Strombezugskosten ist, lohnt es sich für den PV-Anlagenbetreiber möglichst viel von dem erzeugten Strom selbst zu verbrauchen [100], da Mehreinnahmen in Höhe des Differenzbetrags (Vermiedene Strombezugskosten (Ct/kWh) – Einspeisevergütung (Ct/kWh) = Mehreinnahmen (Ct/kWh)) erzielbar sind [101]. Zu beachten ist, dass der Haushaltsstrompreis[65] nicht in seiner gesamten Höhe als VS angesetzt werden darf, da er sich aus den Komponenten Energiepreis, Netztarif und Steuern & Abgaben zusammensetzt, die sowohl fixe wie auch variable Anteile[66] enthalten. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung können nur die variablen Anteile angesetzt werden, da diese vom tatsächlichen Verbrauch abhängen [82], während die fixen Anteile auch bei weniger Stromverbrauch gezahlt werden müssen. Werden die in Tabelle 2.11 kursiv dargestellten variablen Anteile des Strompreises zusammengezählt und die USt. von 20 % addiert, ergibt sich ein variabler Brutto-Strompreis von 14,93 Ct/kWh. Durch Multiplikation

[65] Von Haushalten zu zahlender Preis für Bezug elektrischer Energie vom Versorger [82].
[66] Fixe Kosten fallen verbrauchsunabhängig an, während variable Kosten an die Verbrauchsmengen des Stroms gekoppelt sind [308].

dieses Wertes mit dem Jahresstromverbrauch erhält man die vermiedenen Strombezugskosten pro Jahr.

Tabelle 2.11: Beispiel für die Zusammensetzung eines österreichischen Haushaltsstrompreises im Jahr 2016 auf Netzebene 7 mit 4 kWp Anschlussleistung und einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh (eigene Darstellung nach [82] und [102]).

Energiepreis	
Energiepreis Grundpauschale	18 Euro/Jahr
*Energie- Arbeitspreis**	*4,99 Ct/kWh*
Netztarif	
Netznutzungsentgelt Grundpauschale[67]	24,60 Euro/Jahr
*Netznutzungsentgelt Arbeitspreis**	*3,88 Ct/kWh*
*Netzverlustentgelt**	*0,396 Ct/kWh*
Entgelt für Messleistungen	28,80 Euro/Jahr
Abgaben	
*Elektrizitätsabgabe**	*1,5 Ct/kWh*
KWK- Pauschale	1,25 Euro/Jahr
Ökostrompauschale	33 Euro/Jahr
*Ökostromförderbeitrag Netznutzungsentgelt Arbeit – nicht gemessene Leistung (n.g.L)**	*1,57 Ct/kWh*
*Ökostromförderbeitrag Netzverlustentgelt**	*0,104 Ct/kWh*
Ökostromförderbeitrag Netznutzungsentgelt Leistung – *(n.g.L)**	8,062 Euro/Jahr

Vergleicht man diesen Wert mit der österreichischen Einspeisevergütung 2016 in Höhe von 7,91 Ct/kWh, generiert jede selbst verbrauchte kWh eine Mehreinnahme von 7,02 Ct/kWh. In diesem Fall lohnt es sich also, eine möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil (Verhältnis aus selbst verbrauchter PV-Strommenge zu insgesamt erzeugter PV-Strommenge) anzustreben [100].

[67] In der Originalquelle und Musterrechnung als „*Grundpreis*“ bezeichnet, in anderen Quellen die noch verwendet werden als „Grundpauschale“. Aus praktischen Gründen wird „Grundpauschale“ übernommen

2.3 Photovoltaik-Förderung in Deutschland auf Bundesebene

Durch die folgende Untersuchung der Photovoltaik-Förderung in Deutschland auf Bundesebene, sollen für die vorliegende Arbeit Information herausgearbeitet werden, mit denen im Anschluss ein Vergleich mit der Photovoltaikförderung in Österreich ermöglicht wird. Hierzu werden zunächst die bundesweiten Tarifförderungen Deutschlands im Bereich der Photovoltaik betrachtet. Danach erfolgt eine Untersuchung der deutschen PV-Investitionsförderungen.

2.3.1 PV-Förderung auf Grundlage des Erneuerbare- Energien- Gesetzes 2017

Das „*Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien*“ (Erneuerbarer- Energien-Gesetz- EEG-2000) löste im Jahr 2000 das „*Stromeinspeisegesetz*“ ab, durch das in Deutschland 1990 die Förderung Erneuerbarer Energien (EE) eingeführt wurde. Das EEG 2000 regelte Abnahme und Vergütung der EE-Stromerzeugung durch Energieversorgungsunternehmen, die den Netzbetrieb der allgemeinen Stromversorgung innehatten. Es folgten Novellierungen des Gesetzes durch das EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, EEG 2014 und schließlich das EEG 2017 [26], das im Folgenden genauer untersucht werden soll.

2.3.1.1 Zielsetzung und Genese des EEG 2017

Das übergeordnete Ziel des EEG 2017 ist nach § 1[68], einen Beitrag zu Klima- und Umweltschutz zu leisten, indem

- die Energieversorgung nachhaltig und kosteneffizient gestaltet wird
- fossile Energieressourcen geschont werden
- die Stromerzeugungstechnologien erneuerbarer Energien gefördert werden.

Die prozentuale Menge an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland wird im EEG mit folgenden Werten festgelegt:

- bis 2025: 40 % - 45 %
- bis 2035: 55 % - 60 %
- bis 2050: mindestens 80%

[68] Anmerkung: Der Einfachheit halber handelt es sich bei den § dieses Kapitels immer um § des EEG 2017, es sei denn es, wird explizit ein anderes Gesetz genannt.

Im Jahr 2018 betrug der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch in Deutschland 37,8 % - für die Erreichung der ersten Zieletappe im Jahr 2025 fehlten also noch 2,2%. Wie bereits im Kapitel 1.1 erwähnt, tragen die genannten Erhöhungen auch zur Zielerreichung des deutschen NECP bei, der vorsieht, den Anteil an EE am Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 18 % bis zum Jahr 2020 zu steigern. Hiermit sollen die Vorgaben der EU- „*Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*“ umgesetzt werden. Der Anteil der EE am Bruttoendenergieverbrauch lag laut Zahlen des *Umweltbundesamtes* im Jahr 2018 bei 16,6% [103].

Die Grundsätze des EEG 2017 in § 2 zielen darauf ab, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Grubengas:

- in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren
- zum Zweck der Marktintegration direkt zu vermarkten
- möglichst kostengünstig zu halten und die Kosten unter *„Einbeziehung des Verursacherprinzips“*, sowie gesamt- und energiewirtschaftlicher Aspekte angemessen zu verteilen

2.3.1.2 Erneuerbare-Energien-Fördersystem nach EEG 2017

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird über die „*EEG-Umlage*“ finanziert, welche die Geldmittel zur Vergütung der erneuerbaren Energien bereitstellt. Sie berechnet sich durch die sogenannten „*EEG-Differenzkosten*“. Diese entstehen dadurch, dass die Stromerzeuger ihren erneuerbaren Energien Strom an die Netzbetreiber weiterleiten, der durch die Förderbestimmungen entsprechend hoch vergütet wird, aber von den Netzbetreibern nur zu einem geringeren Börsenstrompreis weiterveräußert werden kann. Die EEG-Differenzkosten werden anschließend auf den Stromverbrauch verteilt. Dies hat zur Folge, dass die Letztverbraucher des Stroms die Kosten für die Energiewende in Form der EEG-Umlage tragen [104]. Die EEG-Umlage der Stromverbraucher wird auf das sogenannte EEG-Umlagekonto eingezahlt. Die Geldmittel werden schließlich verwendet, um die Differenz von Förderhöhe zum Börsenstrompreis auszugleichen und damit die Betreiber von EE- Anlagen entsprechend vergüten zu können [105]. Die EEG-Umlage wird anhand von wissenschaftlichen Prognosen, die durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber in Auftrag gegeben werden, jeweils für das Folgejahr festgelegt und betrug im Jahr 2017 insgesamt 6,88 Ct/kWh [106]. Das oben beschriebene Fördersystem wird vereinfacht auch durch die folgende Abbildung 2.7 dargestellt.

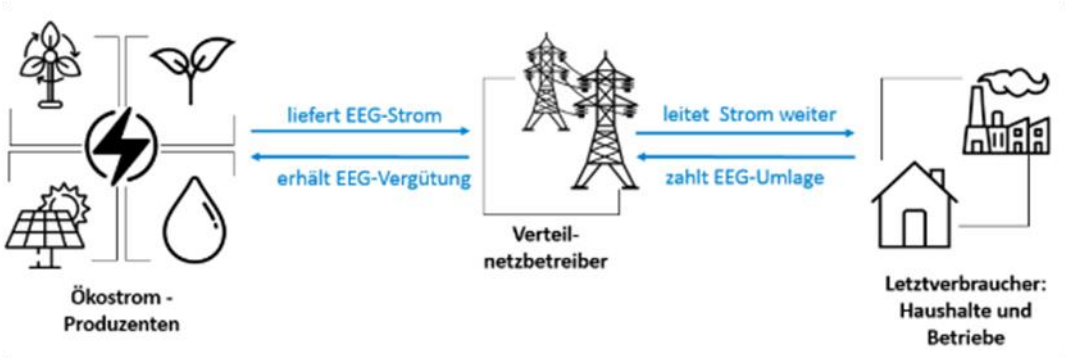


Abbildung 2.7: Schematische Darstellung des EEG-Fördersystems (abgeänderte Darstellung nach [107]).

Eine Vergütung kann nach §19 über folgende Fördermechanismen erfolgen:

- über die „*Marktprämie*“[69], die für EE-Anlagenbetreiber einen finanziellen Anreiz zur Strom- „*Direktvermarktung*“[70] beisteuert.
- über die „*Einspeisevergütung*“[71]
- speziell im Fall von Photovoltaikanlagen, seit dem 25. Juli 2017, über den „*Mieterstromzuschlag*“[72]

Durch die Höhe der ausgezahlten Förderung, die i.d.R. über den erzielbaren Strompreisen an der Strombörse liegt, soll die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Anlagenbetreibern sichergestellt werden [105].

Ein in §4 festgeschriebener Ausbaupfad legt einen von der Bundesregierung angestrebten, jährlichen Brutto-Zubau an installierter Leistung von 2.500 MWp installierter Leistung[73] von Photovoltaikanlagen[74] fest, die mithilfe der Förderung etabliert werden sollen.

Der angestrebte Wert von 2.500 MWp konnte im Jahr 2017 nicht erreicht werden und lag nur bei ca. 1.753 MWp, womit Ende 2017 eine Gesamtmenge von 42,98 Gigawatt Peak (GWp) an PV-Anlagen gefördert wurde [108]. Grundsätzlich ist im EEG ab 1. Februar 2017 zunächst eine monatliche Absenkung der Fördersätze

[69] Näheres zur Marktprämie siehe Kapitel 2.3.1.3.3.
[70] Die Direktvermarktung ist nach §3 EEG 2017: *„die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet“*
[71] Näheres zur Einspeisevergütung siehe Kapitel 2.3.1.3.2.
[72] Näheres zum Mieterstromzuschlag siehe Kapitel 2.3.1.3.4.
[73] „installierte Leistung in MW“ wird im weiteren Verlauf als MWp bezeichnet (Erklärung, s. Anhang 8.10, Kapitel 2.3.1.2, MWp und installierte Leistung).
[74] Auch wenn im EEG von „*Solaranlagen*“ die Rede ist, wird für die Arbeit der Begriff „Photovoltaikanlage“ verwendet. Erklärung hierzu siehe Anhang, Kapitel 2.3.1.2, „Solaranlage“ und „Photovoltaikanlage“)

(im EEG als „*anzulegende Werte*[75]*“* bezeichnet*)* für PV-Anlagen um - 0,5% pro Kalendermonat (Degressionswert) vorgesehen (§49). Kommt es jedoch, wie oben beschrieben, zu einer Abweichung des geplanten Zubau-Korridors von 2.500 MWp, greift das Instrument des sogenannten „*atmenden Deckels*“, mit dem der Anreiz für den Zubau bei Über- oder Unterschreiten des Zielwertes angepasst wird. Der Degressionswert der Fördersätze um - 0,5% sinkt dabei und kann im Extremfall sogar einen progressiven Wert (bspw. + 0,5%) bei Unterschreiten des Zubau-Korridors annehmen, um den Anreiz für den Zubau zu erhöhen. Im Gegenzug kann der Degressionswert auch steigen (bspw. – 1%), falls der Zubau zu hoch ist[76]. Interessierte PV-Investoren können die aktuell geltenden Einspeisevergütungssätze auf der Internetseite der Bundesnetzagentur einsehen [109].
Seit dem EEG 2012 wurde die Fördergrenze auf 52 GWp an installierten PV-Anlagen festgelegt. Grundsätzlich sollte nach EEG 2017 der anzulegende Wert für PV-Anlagen bei Erreichen der Fördergrenze auf 0 sinken, was die Beendigung der finanziellen Förderung für PV-Anlagen bedeuten würde. Jedoch ist die Bundesregierung nach §49 Abs. 6 verpflichtet, einen Vorschlag für eine Neugestaltung der Regelung vorzubringen. Dies wurde im aktuellen Jahr 2020 durch Beschluss umgesetzt, den 52 GWp-Deckels abzuschaffen (s. Kapitel 6), was eine Weiterführung der Förderung auch bei Überschreiten des Deckels sicherstellt.

Die Überprüfung des oben genannten Zubaus erfolgt durch das Anlagenregister der Bundesnetzagentur, bei dem sich Anlagenbetreiber mit ihren Anlagen, die neu an das öffentliche Netz angeschlossenen werden, nach §6 EEG 2017 und §3 Anlagenregisterverordnung registrieren lassen müssen. Zudem müssen Anlagenbetreiber bekannt geben, ob sie für ihren erzeugten Strom eine Förderung in Anspruch nehmen möchten (§6 Abs. 3) und der Bundesnetzagentur die anlagenspezifischen Daten, die im Energiewirtschaftsgesetz (§111f Nummer 6 a bis d[77]) gelistet sind, übermitteln.

[75] Der anzulegende Wert ist im EEG 2017 bestimmt als: „[…] *der Wert, den die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) im Rahmen einer Ausschreibung nach §22 in Verbindung mit den §§28 bis 39j ermittelt oder der durch die §§40 bis 49 gesetzlich bestimmt ist und der die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie, Einspeisevergütung oder des Mieterstromzuschlags ist* […]“

[76] Eine Anpassung der monatlichen Absenkung erfolgt jeweils zum 1. Februar, 1. Mai, 1. August, 1. November eines Jahres (§49 Abs. 1). Die stufenweise Anpassung je abweichenden MWp – Werten kann im §49 Abs.2 und Abs. 3 eingesehen werden.

[77] Folgende Daten, die sich im Energiewirtschaftsgesetz §111f Nr. 6 finden, muss ein Anlagenbetreiber mindestens vorlegen: Name des Datenverantwortlichen, Anschrift, Telefonnummer, E-Mail-Adresse, Anlagenstandort, verwendeter Energieträger, installierte Anlagenleistung, technische Anlageneigenschaften, Daten zum angeschlossenen Energieversorgungsnetz

2.3.1.3 Photovoltaik-Förderung im Rahmen des EEG 2017

Der zuständige örtliche Netzbetreiber übernimmt die Vergütung des PV-Stroms, der über die feste Einspeisevergütung, die Marktprämie oder den Mieterstromzuschlag gefördert wird. Erzeugter PV-Strom lässt sich auch anteilig über eine Kombination der oben genannten Instrumente fördern (§21b Abs. 2).

Anlagenbetreiber, die eine Förderung beziehen, dürfen für den vergüteten Strom kein *vermiedenes Netzentgelt*[78] in Anspruch nehmen (§19 und §21). Für Bezieher einer Einspeisevergütung gilt zudem, dass sie von der Teilnahme am Regelenergiemarkt[79] ausgeschlossen sind (§19 und §21).

Das EEG 2017 bestimmt für die einzelnen Anlage-Technologien einen sogenannten „*anzulegenden Wert*“ in Ct/kWh, der nach § 3 die „[…] *Grundlage für Berechnung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung oder des Mieterstromzuschlags* […]“ ist. Für Photovoltaik sind die anzulegenden Werte wie folgt festgelegt (s. Tabelle 2.12):

Tabelle 2.12: Anzulegende Werte für Photovoltaikanlagen in Deutschland in Ct/kWh (eigene Darstellung nach dem EEG 2017 und anhand der Darstellung in [110]).

Anlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand			**Sonstige Anlagen bis 750 kWp**
bis 10 kWp	**bis 40 kWp**	**bis 750 kWp**	
12,70	12,36	11,09	8,91

Erfolgt die Teilnahme an einer Ausschreibung, müssen die anzulegenden Werte erst durch Gebote der Anlagenbetreiber ermittelt werden. Hierauf wird im Kapitel 2.3.1.3.3 noch näher eingegangen.

2.3.1.3.1 Allgemeine Förderbestimmungen der Photovoltaik-Stromerzeugung im EEG 2017

Im EEG 2017 wird die Förderhöhe von Photovoltaikanlagen durch eine Kombination von mehreren Komponenten bestimmt. Zunächst ist die Förderhöhe an die in Kapitel 2.3.1.2 beschriebenen, aktuellen Zubauraten von PV-Anlagen gekoppelt. Wird der festgelegte Zubaukorridor von 2.500 MWp nicht eingehalten, variiert die Degression der Förderhöhe entsprechend. Zudem sinkt die Förderhöhe mit steigenden kWp-Größenklassen. Abhängig von der Größenklasse der PV-Anlage

[78] §18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung garantiert Betreibern von dezentralen Erzeugungsanlagen ein Entgelt von dem Netzbetreiber, in dessen Netz sie ihren Strom einspeisen, solange keine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen wird.

[79] *Regelenergiemarkt*: Durch den Regelenergiemarkt wird trotz möglicher Ausfälle geplanter Stromeinspeisungen und schwankender Einspeiseleistungen erneuerbarer Energieträger eine stabile Netzfrequenz von 50 Hertz sichergestellt. Die vier Übertragungsnetzbetreiber schreiben am Regelenergiemarkt, über eine Internetplattform, die dafür benötigte Regelleistung aus [309].

wird außerdem bestimmt, ob diese mit einer Einspeisevergütung, einer Marktprämie oder einem Mieterstromzuschlag oder einer Kombination aus diesen Möglichkeiten, gefördert werden darf. Bestimmend ist auch der Anlagen-Typ (wie beispielsweise Freiflächen- oder Dachanlage). Im Detail gelten damit folgende Regeln:

- Photovoltaikanlagen können bis zu einer installierten Leistung von 100 kWp eine Einspeisevergütung (§21), eine Marktprämie (§20) oder einen Mieterstromzuschlag (§21) oder die genannten Förderungen in kombinierter Form erhalten
- ab 100 kWp bis 750 kWp besteht seit dem 01.01.2016 in der Regel nur noch ein Anspruch auf die Marktprämie[80]
- ab 750 kWp erhalten PV- Anlagenbetreiber die Marktprämie nur noch unter der Voraussetzung, dass sie erfolgreich an einem Ausschreibungsverfahren[81] der Bundesnetzagentur teilgenommen haben (§21 und §22 Abs.3).
- Freiflächenanlagen können bis maximal 10 MWp installierter Leistung eine Marktprämie erhalten (§38a).

Anlagenbetreiber von EE- Strom werden durch das EEG gegenüber konventionellen Stromerzeugungsanlagen bevorzugt behandelt. So muss ein Netzbetreiber EE-Stromerzeugungsanlagen unverzüglich und vorrangig gegenüber konventionellen Stromerzeugungsanlagen, an sein Netz anschließen (§ 8 Abs.1). Dies kann sich beispielsweise für PV-Anlagen insofern auswirken [111]:

- dass ein Netzbetreiber PV-Anlagen den Netzanschluss nicht verweigern darf [111]
- dass ein Netzbetreiber bereits erteilte Zusagen gegenüber konventionellen Stromerzeugungsanlagen, bei bestehenden Kapazitätsengpässen von Netzanschlüssen, zurückstellen muss, um Anschlussbegehren von PV-Anlagen sicherzustellen [111]

Die Abnahme des erzeugten PV-Stroms ist durch das EEG garantiert. Ist der Netzanschluss der Anlage erfolgt, muss nach dem EEG 2017 der Netzbetreiber die physikalische Abnahme, Übertragung und Verteilung des produzierten Stroms sicherstellen. Die Einspeisung des EE-Stroms, die durch die physikalische Abnahme sichergestellt ist, muss wie der Netzanschluss ebenfalls vorrangig erfolgen. Die verpflichtende physikalische Abnahme, Übertragung und Verteilung darf ein Anlagenbetreiber nach dem EEG 2017 bei Bedarf von seinem Netzbetreiber recht-

[80] Eine Ausnahme stellt die sogenannte „*Ausfallvergütung*“ dar. Nähere Informationen siehe Kapitel 2.3.1.3.2.

[81] Ausschreibung nach §3 EEG 2017: „*ein transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung der Anspruchsberechtigten und des anzulegenden Wertes*“

lich einfordern, sodass dieser verpflichtet ist sein Netz entsprechend technisch zu optimieren, zu verstärken, oder auszubauen. Kommt der Netzbetreiber dieser Verpflichtung nicht nach, hat der Anlagenbetreiber ein Recht auf Schadensersatz für mögliche entgangene Einnahmen. So müssen Einnahmenausfälle, die dem Anlagenbetreiber durch eine reduzierte Stromeinspeisung aufgrund eines Netzengpasses[82] entstehen, durch den Netzbetreiber zu 95% ersetzt werden (zuzüglich zusätzlicher Aufwendungen minus ersparter Aufwendungen). 100 % der Einnahmen müssen dann ersetzt werden, wenn der Verlust 1% der Einnahmen eines Jahres übersteigt (§15).

Falls der Anlagenbetreiber ein Anrecht auf eine Förderung durch die Einspeisevergütung oder die Marktprämie[83] besitzt, ist der Netzbetreiber neben der physikalischen Abnahme des Stroms auch zur kaufmännisch-bilanziellen Abnahme verpflichtet (§11 Abs. 1). Der Netzbetreiber muss den Anlagenbetreiber in diesem Fall in seinen Bilanzkreis[84] aufnehmen und den erzeugten Anlagen-Strom nicht nur abnehmen, sondern auch finanziell vergüten [112].

2.3.1.3.2 Förderung der Photovoltaik-Stromerzeugung über die Einspeisevergütung

Ein Anlagenbetreiber, der für seine Stromerzeugung eine Einspeisevergütung erhalten möchte, muss dem Netzbetreiber seinen eingespeisten Strom zur Verfügung stellen[85], damit dieser die Vermarktung des Stroms übernehmen kann [113]. Für die eingespeiste Strommenge erhält der Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung vom Netzbetreiber, die einen bestimmten Cent-Betrag pro eingespeister kWh vorsieht (§19 und §21) und für eine Dauer von 20 Jahren (§25) ausgezahlt wird. Die Prinzipien der Förderung der deutschen Einspeisevergütung, entsprechen denen der österreichischen. Das bedeutet, dass die PV-Anlagen erzeugungsbasiert, nach der tatsächlich erzeugten Strommenge mit einer festgelegten Zahlungshöhe, vergütet werden. Es handelt sich hier folglich wieder um ein preisbezogenes Instrument (s. Abbildung 2.8):

[82] Netzengpass: Siehe Fußnote 20

[83] Näheres zu Einspeisevergütung und Marktprämie siehe Kapitel 2.3.1.3.2 und 2.3.1.3.3.

[84] Netznutzer müssen einem Bilanzkreis angehören oder selbst einen bewirtschaften, in denen ihre prognostizierte elektrische Leistung mit der tatsächlich von ihnen bereitgestellten oder verbrauchten elektrischen Leistung verglichen wird [310]. Dies ist notwendig, damit bei Abweichungen von prognostizierter und tatsächlicher Leistung ggf. überschüssige Leistung verkauft oder fehlende Leistung zugekauft werden kann, um die Netzfrequenz stabil zu halten [310] (weitere Informationen zum Bilanzkreis siehe Anhang 8.1, Definitionen, Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2017, Bilanzkreis).

[85] Dies gilt für den Strom, der in das Netz im Zuge der sogenannten „*Andienungspflicht*“ eingespeist wird, jedoch nicht für Strom der in unmittelbarer räumlicher Nähe selbst verbraucht oder von einem belieferten Dritten verbraucht wird [104].

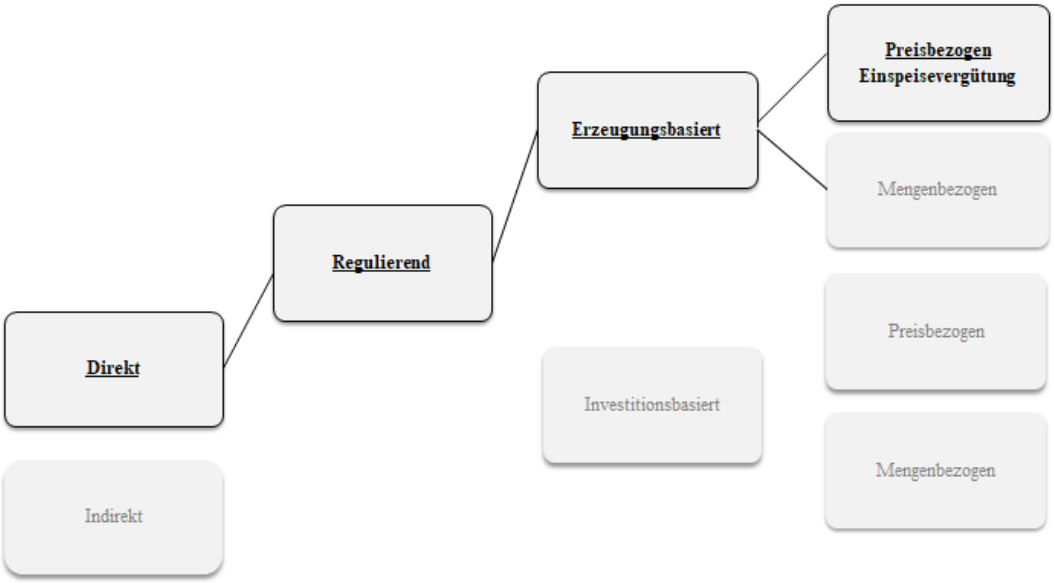


Abbildung 2.8: Kategorische Einordnung der deutschen Einspeisevergütung (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]).

Von den zuvor in Tabelle 2.12 angegebenen, anzulegenden Werten, sind für die Berechnung der Einspeisevergütung für PV-Anlagen 0,4 Ct/kWh abzuziehen (§53). Hochrechnungen in den jeweiligen Bemessungszeiträumen für das Jahr 2017 zeigten Abweichungen von dem erwünschten Zubau von 2.500 MWp, sodass es zu entsprechenden Anpassungen[86] der anzulegende Werte kam und die in unten stehender Tabelle 2.13 angegebenen Einspeisevergütungen für das Jahr 2017 festgelegt wurden.

Zu beachten ist, dass nach § 23c der Anspruch auf die Einspeisevergütung sich „[…] *jeweils anteilig nach der installierten Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzusetzenden Schwellenwert bestimmt* […]“. Am Beispiel von 15 kWp PV-Anlagen bedeutet das, dass 10 kWp mit einer Förderhöhe von durchschnittlichen 12,24 Ct/kWh (vgl. Tabelle 2.13, Anlagen bis 10 kWp) und die restlichen 5 kWp mit 11,91 Ct/kWh (vgl. Tabelle 2.13, Anlagen bis 40 kWp) vergütet werden. Diese Regel gilt in gleicher Form auch für die in 2.3.1.3.3 und 2.3.1.3.4 vorgestellte Marktprämie und Mieterstromförderung. Weiterführende Einzelheiten und speziellere Regelungen zur Einspeisevergütung sind im Anhang 8.11, Kapitel 2.3.1.3.2, Sonstige Bestimmungen zur Einspeisevergütung, ausgeführt.

[86] Anpassungen im Jahr 2017 (gerundet auf volle MWp): Verringerung der Degression von Januar bis April von 0,5% auf 0%, aufgrund eines hochgerechneten PV-Anlagen- Zubaus von nur 2.025 MWp. Wiederanstieg der Degression auf 0,25% von Mai bis Juli durch vermehrten PV-Zubau und entsprechenden Anstieg des Hochrechnungswertes auf 2.149 MWp. Absenkung der Degression auf 0% von August bis Oktober, aufgrund eines hochgerechneten PV-Zubaus von 1.802 MWp. Verbleib der Degression auf 0% im November und Dezember, aufgrund eines hochgerechneten PV-Zubaus von 1.966 MWp [109].

Tabelle 2.13: Vergütungssätze der festen Einspeisevergütung für PV-Anlagen die nach dem 01.01. 2017 im Betrieb genommen wurden für das Jahr 2017 (eigene Darstellung auf Grundlage der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Vergütungssätze in [110]).

Vergütungssätze Cent/kWh - Feste Einspeisevergütung				
Inbetriebnahme	Anlagen auf Wohngebäuden, Lärmschutzwänden und Gebäuden			Sonstige Anlagen bis 100 kWp
	bis 10 kWp	bis 40 kWp	bis 100 kWp	
ab 01.01.2017 *	12,30	11,96	10,69	8,51
ab 01.02.2017 **	12,30	11,96	10,69	8,51
ab 01.03.2017 **	12,30	11,96	10,69	8,51
ab 01.04.2017 **	12,30	11,96	10,69	8,51
ab 01.05.2017 **	12,27	11,93	10,66	8,49
ab 01.06.2017 **	12,24	11,90	10,63	8,47
ab 01.07.2017 **	12,20	11,87	10,61	8,44
ab 01.08.2017 **	12,20	11,87	10,61	8,44
ab 01.09.2017 **	12,20	11,87	10,61	8,44
ab 01.10.2017 **	12,20	11,87	10,61	8,44
ab 01.11.2017 **	12,20	11,87	10,61	8,44
ab 01.12.2017 **	12,20	11,87	10,61	8,44
Durchschnittliche Vergütung im Jahr 2017	**12,24**	**11,91**	**10,64**	**8,47**

*) Anzulegende Werte nach § 48 EEG 2017 abzüglich von 0,4 ct/kWh nach §53 Abs. 2 EEG 2017
**) Degressionsberechnungen nach § 49 EEG (anzulegender Wert - 0,4 ct § 53 EEG 2017)

2.3.1.3.3 Förderung der Photovoltaik-Stromerzeugung durch die Marktprämie

Die Marktprämie (MP) ist seit ihrer Einführung im Jahre 2009 [114] die zweite wichtige Förderungsform im erneuerbaren Energien Gesetz 2017 welche PV-Anlagenbetreiber erhalten, wenn sie ihren Strom selbst oder über einen Direktvermarktungsunternehmer [87] verkaufen (§3 und 20). Sie gleicht die Differenz zwischen dem aktuell anzulegenden Wert (vgl. Tabelle 2.14) für den produzierten PV-Strom und dessen Monatsmarktwert (auch Referenzmarktwert genannt [115]) an der Börse aus. Wie bereits erwähnt, existiert die Förderungsmöglichkeit der PV-Anlage über eine MP bis zu einer Anlagenleistung von 100 kWp, parallel zur Einspeisevergütung. Ab 100 kWp bis 750 kWp ist die MP hingegen die einzige Förderungsmöglichkeit und ab 750 kWp muss die Möglichkeit auf den Erhalt einer MP in einem Auktionsverfahren, im Wettbewerb mit anderen Bietern, erlangt werden. Die Höhe der Marktprämie wird nach dem EEG durch folgende Formel berechnet (Anlage 1 zu § 34):

[87] Ein Direktvermarkungsunternehmer ist nach § 3 EEG 2017, „[…] *wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein […]“*

MP = AW – MWs

MP… Höhe der Marktprämie in Cent pro Kilowattstunde
AW…Anzulegender Wert in Cent pro Kilowattstunde
MWs…Monatsmarktwert Photovoltaik in Cent pro Kilowattstunde

Als Veranschaulichung für die Höhe der MP und die Umsatzerlöse den ein PV-Anlagenbetreiber erhält, dient folgendes Rechenbeispiel in Anlehnung an [116]:

Rechenbeispiel 1: Marktprämie und Umsatzerlöse bei Stromverkauf an der Strombörse (eigene Darstellung nach [116]).

Der durchschnittliche Erlös den PV-Strom an der Strombörse erzielt, beträgt 3 Ct/kWh (Monatsmarktwert Solar (MWs)). Ein PV-Anlagenbetreiber schafft es, sehr gut zu wirtschaften. Daher betragen seine Umsatzerlöse (UE) aus dem Stromverkauf durchschnittlich 4 Ct/kWh. Zur Vereinfachung des Rechenbeispiels beträgt der AW 9 Ct/kWh.

Marktprämie

MP = AW – MWs

MP = 9 Ct/kWh – 3 Ct/kWh = 6 Ct/kWh

Umsatzerlöse Gesamt (UEG) pro kWh des PV-Anlagenbetreibers

UEG = MP + UE

UEG = 6 Ct/kWh + 4 Ct = 10 Ct/kWh

Wie die Einspeisevergütung auch, ist die Marktprämie ein erzeugungsbasiertes Instrument. Die Gesamthöhe der Marktprämienförderung richtet sich danach aus, wie viel der PV-Anlagenbetreiber von seinem erzeugten PV-Strom an der Strombörse verkauft. Zudem ist es ein preisbasiertes Instrument. Durch die Marktprämie, die der PV-Anlagenbetreiber erhält, kann er den erzeugten PV-Strom konkurrenzfähig an der Strombörse anbieten (s. Abbildung 2.9).

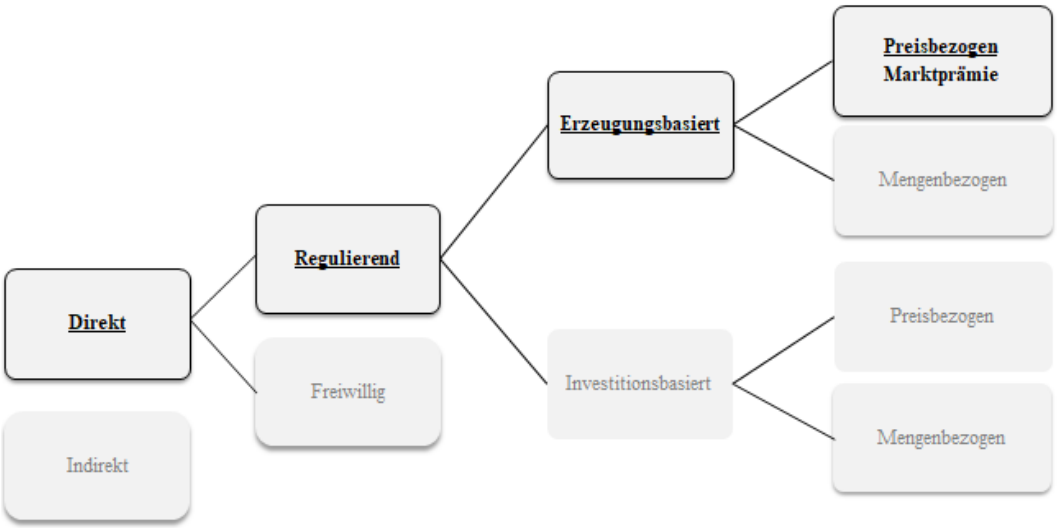


Abbildung 2.9: Einordnung der Marktprämie als preisbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]).

Eine Marktprämie erhalten Anlagenbetreiber bei Erfüllung folgender Voraussetzungen (vgl. § 20):

- Einspeisung des erzeugten Stroms in ein Netz, sowie dessen Abnahme und direkte Vermarktung an einen Dritten [117]. Wird der Strom lediglich kostenlos an Dritte abgegeben oder durch eine sogenannte „*Direktlieferung*“ vor Ort vermarktet und nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung geleitet, besteht kein Anspruch auf den Erhalt einer Marktprämie [117].
- Die gesamte Einspeisung der Anlage muss viertelstündlich gemessen und bilanziert werden (§21 b Abs. 3).
- Ein vermiedenes Netzentgelt nach §18 Absatz 1 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung darf nicht in Anspruch genommen werden.
- Die Anlage muss nach den Bestimmungen des § 20 EEG Abs. 2 fernsteuerbar sein.

Die anzulegenden Werte der Marktprämie bei Anlagenleistungen unter 750 kWp (s. Tabelle 2.14) sind 0,4 Ct/kWh höher als die der Einspeisevergütung (vgl. Tabelle 2.12) (§53)[88]. Der Aufschlag von 0,4 Ct/kWh ergab sich ursprünglich durch die Einpreisung der sogenannten „*Managementprämie*“[89] im EEG 2014 [117], wodurch sich die in Tabelle 2.14 dargestellten Marktprämien in Abhängigkeit der Anlagenleistung in kWp, dem Datum der Anlagen- Inbetriebnahme und dem Anlagen-Typ ergeben. Die im Kapitel 2.3.1.3.2 beschriebene Degression der anzule-

[88] §53 schreibt vor, dass sich die Höhe des Zahlungsanspruchs bei der Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen, aus den anzulegenden Werten abzüglich 0,4 Ct/kWh, ergibt.
[89] Die Managementprämie wurde mit dem EEG 2012 eingeführt, um Anlagenbetreibern einen finanziellen Anreiz zu bieten, ihren Strom über das Marktprämienmodell an der Strombörse zu vermarkten [311].

genden Werte für Photovoltaikanlagen, gilt auch für die anzulegenden Werte der Marktprämie.

Tabelle 2.14: Durchschnittliche Vergütungssätze der Marktprämie für PV-Anlagen gerundet auf 2 Nachkommastellen, die nach dem 01.01. 2017 im Betrieb genommen wurden, für das Jahr 2017 (eigene Darstellung nach den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Vergütungssätzen in [110]- eine vollständige tabellarische Auflistung der Vergütungssätze findet sich im Anhang 8.12, Kapitel 2.3.1.3.3, Tabelle 8.10).

Erlösobergrenze Cent/kWh - Marktprämienmodell (seit 01.01.2016 ab 100kWp verpflichtend)				
	Anlagen auf Wohngebäuden, Lärmschutzwänden und Gebäuden			**Sonstige Anlagen bis 750 kWp**
	bis 10 kWp	**bis 40 kWp**	**bis 750 kWp**	
Durchschnittliche Vergütung Marktprämie im Jahr 2017	12, 64	12,31	11,04	8,87

*) Anzulegende Werte nach §48 EEG 2017
**) Degressionsberechnungen nach §49 EEG 2017

Wettbewerbliche Ermittlung der anzulegenden Werte für die Marktprämie über Ausschreibungen

Ziel der wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie über Ausschreibungen ist es, nur die wettbewerbsfähigsten Anlagen zu fördern, um so die Marktfähigkeit der erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt voranzutreiben [118] und die Förderkosten insgesamt zu senken [106]. Geringere Förderkosten sollen sich aus der wettbewerbsbedingten Senkung der Vergütungssätze ergeben. Über die Ausschreibungen kann zudem der Ausbau der EE-Anlagen über 750 kWp, zielgerichtet und technologieabhängig, durch eine entsprechende Anpassung des maximal möglichen anzulegenden Wertes (§36 b, §37 b und §38 b) gesteuert werden. Eine Bagatellgrenze von 750 kWp (Biomasse: 150 kWp) soll dazu beitragen, kleinere Akteure, für die eine Teilnahme an Ausschreibungen zu kostenintensiv[90] und aufwändig wäre, nicht aus dem EE- Markt zu verdrängen und somit die vorhandene Akteursvielfalt zu erhalten [106]. Bei den Vergütungssätzen zeigten die Ausschreibungen bereits Wirkung: Lag der Vergütungssatz bei Pilotausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen noch bei 9,17 Ct/kWh im Jahr 2014, sank er kontinuierlich auf 7,25 Ct/kWh Anfang des Jahres 2016 [106], bis auf 5,9 Ct/kWh[91] im Jahr 2017 [119] (s. Anhang 8.12, Kapitel 2.3.1.3.3, Entwicklung der Zuschläge der Ausschreibungsrunden von 2015 bis 2017, Abbildung 8.4).

[90] Gerade für kleinere Akteure würde eine Teilnahmeverpflichtung an Ausschreibungen für Anlagenleistungen unter 750 kWp eine zusätzliche finanzielle Hürde darstellen, da ein finanzieller Vorschuss geleistet werden muss.

[91] In der beschriebenen Ausschreibung im Juni wurden für Bayern und Baden- Württemberg erstmals Gebote zugelassen, die sich auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten beziehen. Der Vizepräsident der Bundesnetzagentur Peter Franke sieht die dadurch gewachsene Flächenkulisse als mitverantwortlich für diese deutliche Senkung des Preisniveaus, von Februar auf Juni [119].

Die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur finden dreimal jährlich, jeweils für eine Gebotsmenge 200 MWp zu installierender Leistung, statt (§ 28 Abs. 2). Anlagenbetreiber mit PV-Anlagen über 750 kWp (§ 30 Abs. 2) bieten in dem Aktionsverfahren („*Pay as bid- Verfahren*“) [118] mit der Höhe eines anzulegenden Wertes in Ct/kWh, aus denen für jede PV-Anlage eine individuelle Marktprämien-Förderung errechnet werden kann (§22). Der Bieter muss dabei sein Gebot zumindest so hoch ansetzen, dass er seine Anlage später wirtschaftlich betreiben kann. Gleichzeitig muss er jedoch beachten, dass die Gebots-Höhe noch einen Zuschlag erhält. Denjenigen Geboten, welche die geringste Höhe für die anzulegenden Werte in Ct/kWh fordern, werden von der Bundesnetzagentur schließlich die Zuschläge im Umfang der abgegebenen Gebote erteilt (§32) und auf ihrer Internetseite veröffentlicht (§35). Zuschläge werden solange verteilt, bis ein Gebot welches einen Zuschlag erhält[92], erstmals das Ausschreibungsvolumen erreicht oder überschreitet (§32). Für die jeweilige Ausschreibungsrunde wird ein maximal erzielbarer, im Gesetz festgeschriebener Höchstwert nach §37 b bestimmt, der im Jahr 2017 bei 8,91 Ct/kWh lag. Der Höchstwert verringert sich ab dem 1. Februar 2017 nach dem gleichen Degressionsverfahren wie die Einspeisevergütung und die Marktprämie. Die PV-Investoren geben in der Ausschreibung ein Gebot für den anzulegenden Wert ab, der maximal diesem Höchstwert entsprechen darf und der anschließend für die Berechnung ihrer individuellen Marktprämie angesetzt werden soll[93] (vgl. Anlage 1 zu §23 und 28 bis §39). Zusätzlich müssen PV-Anlagenbetreiber für die Gebotsabgabe und den Erhalt einer Auszahlungsberechtigung für die Marktprämie bestimmte Voraussetzungen erfüllen (s. Anhang 8.12, Kapitel 2.3.1.3.3, Voraussetzungen für die Gebotsabgabe und den Erhalt einer Auszahlungsberechtigung für die Marktprämie bei Ausschreibungen). Durch Fehlverhalten des Anlagenbetreibers kann es in bestimmten Fällen zu einer Verringerung des anzulegenden Wertes um 0,3 Ct/kWh kommen (s. Anhang 8.12, Kapitel 2.3.1.3.3, Verringerung des anzulegenden Wertes bei Ausschreibungen).

PV-Anlagen werden durch Ausschreibungen im Vergleich mit anderen Technologien mit folgenden MWp-Mengen gefördert (s. Tabelle 2.15):

[92] Dieses Gebot ist auch zugleich das Gebot, welches den höchsten noch anzulegenden Wert besitzt, weil die Gebote in aufsteigender Reihenfolge nach ihren Werten gereiht werden [§32].
[93] Die Marktprämie berechnet sich nach Anlage 1 des EEG 2017 nach folgender Formel: Marktprämie = Anzulegender Wert – Monatsmarktwert.

Tabelle 2.15: Ausschreibungsvolumen von geförderten PV-Anlagen in MWp im Vergleich zu anderen Strom-Erzeugungstechnologien (eigene Darstellung nach §28 EEG).

Erzeugungstechnologie	**Kalenderjahr**			
	2017	**2018**	**2019**	**2020**
PV-Anlagen	600	600	600	600
Windenergieanlagen Land	2800	2800	2800	2900
Windenergieanlagen See[94]	-	-	-	-
Biomasseanlagen	150	150	150	200

Im Gegensatz zu der gesetzlich einheitlich festgelegten Marktprämie, handelt es sich bei durch Ausschreibungen ermittelten Marktprämie nicht mehr um ein preisbasiertes, sondern um ein Hybrid- Instrument [120]. Es ist einerseits ein mengenbasiertes Instrument, da die Fördermenge durch ein vorgegebenes, jährliches Volumen festgelegt ist. Der Preis, der pro erzeugter kWh PV-Strom schließlich aufgebracht werden muss (Erzeugungskosten + Kosten für die gezahlte Marktprämie), ergibt sich aus dem Wettbewerb um das beschränkte Fördervolumen. Andererseits ist es aber auch ein preisbezogenes Instrument, da die anzulegenden Werte die wettbewerblich bestimmt werden, zusätzlich noch administrativ in ihren Höchstwerten gedeckelt werden [120]. Ausschreibungen werden als Instrument entsprechend den Ausführungen in Kapitel 2.1, als erzeugungsbasiertes, mengen- und preisbezogenes Instrument eingeordnet (s. Abbildung 2.10):

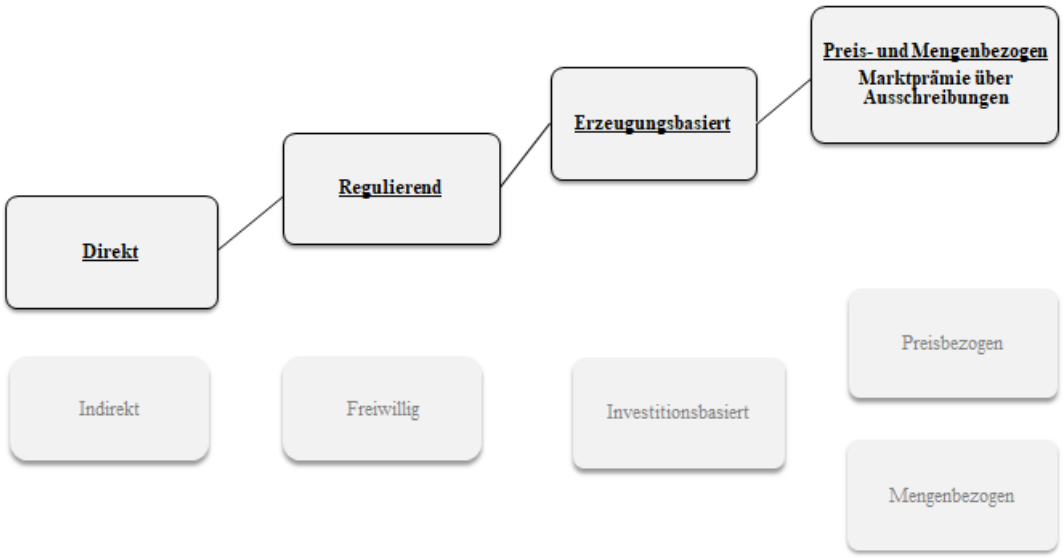


Abbildung 2.10: Einordnung der Ausschreibungen als erzeugungsbasiertes und mengenbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41], [120]).

[94] Windenergieanlagen auf See werden erst ab 2022 gefördert und sind deswegen hier tabellarisch nicht aufgeführt.

2.3.1.3.4 Förderung der Photovoltaik-Stromerzeugung über den Mieterstromzuschlag

Der Mieterstromzuschlag ist die neuste Förderungsform im EEG, welche am 25. Juli 2017, mit dem *„Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“,* beschlossen wurde. Durch die direkte Förderung von PV-Mieterstrom soll ein besonderes Augenmerk auf den PV-Ausbau in Städten gelegt werden [121]. Förderungsberechtigt ist Strom aus PV-Anlagen mit bis zu 100 kWp, die ab dem 25. Juli 2017 in Betrieb genommen und auf, an oder in einem Wohngebäude installiert wurden (§21 in Verbindung mit §100 Abs. 7). Die Förderung wird, wie die Einspeisevergütung und die Marktprämie, für eine Dauer von 20 Jahren ausgezahlt (§ 25). Jährlich können bis zu 500 MWp an installierter PV- Gesamtleistung gefördert werden (§ 23b).

In der unten abgebildeten Abbildung 2.11 wird das Prinzip der Mieterstromförderung verdeutlicht. Der PV-Anlagenbetreiber muss seinen erzeugten PV-Strom (***„Mieterstrom“*** in Abbildung 2.11) ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz, an einen Letztverbraucher liefern, der von diesem verbraucht wird (§21 Abs.3). Der Letztverbraucher muss sich dabei *„[…] innerhalb dieses Gebäudes oder in Wohngebäuden*[95] *oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang*[96] *mit diesem Gebäude […]“* [122] befinden. Ein Vermieter / Mieter – Verhältnis muss dabei nicht bestehen, auch wenn dies durch die Bezeichnung „Mieterstrom“ suggeriert werden mag [123].

[95] Ein Wohngebäude ist nach §3 Nr. 50: *„[…] jedes Gebäude, das nach seiner Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dient, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtung […]“. „*Überwiegend“ bedeutend in diesem Fall, dass mindestens 40% der Gebäudefläche zum Wohnen dient (§21 Abs. 3).

[96] Der Begriff des „*unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs*“ lässt für den Mieterstrom nach [123] aus dem „*Leitfaden zur Eigenversorgung*“ der Bundesnetzagentur ableiten. Demnach müssen die elektrischen Verbrauchsgeräte des Letztverbrauchers den erzeugten PV-Strom verbrauchen, ohne dass dieser durch ein Netz der öffentlichen Versorgung durchgeleitet wird. Dabei muss eine „*qualifizierte räumlich-funktionale Nähe-Beziehung*“ zwischen Erzeugung und Verbrauch herrschen [104]. Die Definition wird im Leitfaden noch detaillierter ausgeführt.

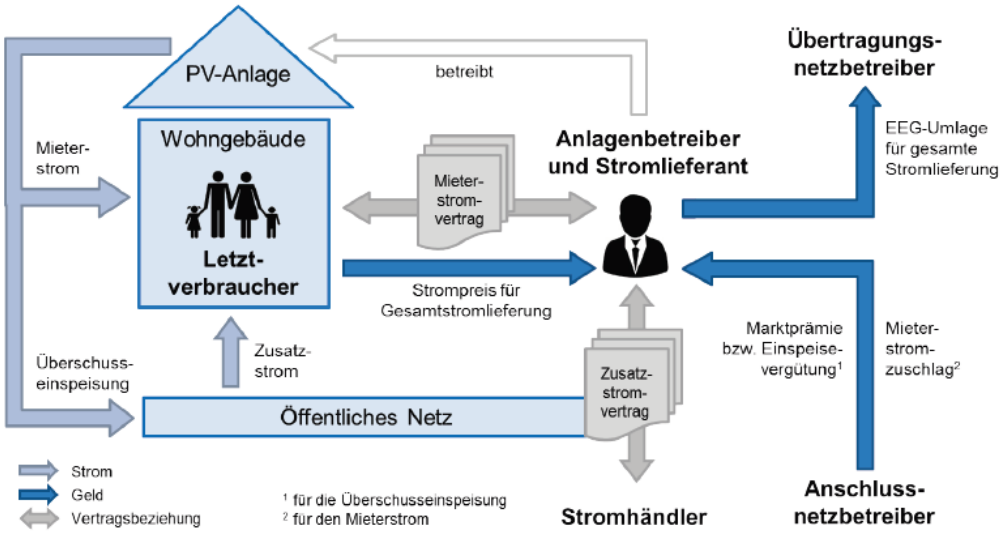


Abbildung 2.11: Prinzip der Mieterstromförderung (Darstellung in [124]).

Nach §21 b muss zudem für die Veräußerungsform des Mieterstromzuschlags, die möglich anfallende „***Überschusseinspeisung“*** (vgl. Abbildung 2.11), die nicht von dem Letztverbraucher abgenommen wird, einer anderen Veräußerungsform zugeordnet werden. Bis auf die Ausfallvergütung (nur für PV-Anlagen über 100 kWp) stehen dafür die Einspeisevergütung, die Marktprämie und die Sonstige Direktvermarktung zur Wahl. [125].

Der PV-Anlagenbetreiber ist als Mieterstromanbieter dafür verantwortlich, dass der belieferte Letztverbraucher stets ausreichend Strom, zur Deckung seines Strombedarfs, zur Verfügung hat (sogenannte „Vollversorgung“). Da vom Gesetzgeber davon ausgegangen wird, dass eine PV-Anlage dies nicht zu jeder Tages- und Nachtzeit gewährleisten kann, ist der PV-Anlagenbetreiber als Mieterstromanbieter, neben der Belieferung des Letztverbrauchers mit PV-Strom, für dessen Versorgung mit sogenannten „*Reststrom*“ zuständig [125] (statt von Reststrom wird in §42a Abs.4 wird auch von „*zusätzlichem Strombezug*“ gesprochen, während obige Abbildung 2.11 von ***„Zusatzstrom“*** spricht, was im weiteren Verlauf verwendet wird). Der Zusatzstrom wird dem Letztverbraucher über das öffentliche Stromnetz geliefert. Dafür kann der PV-Anlagenbetreiber, der Gegenüber dem Letztverbraucher die Rolle des Stromlieferanten einnimmt, beispielsweise mit einem „*Vorlieferanten*“ (in Abbildung 2.11: „***Stromhändler***“), einen Vertrag über die entsprechende Stromlieferung abschließen [124].

Der ***„Strompreis für die Gesamtstromlieferung“*** in Abbildung 2.11 (Gesamtstromlieferung = Mieterstrom + Zusatzstrom), den der Letztverbraucher an den PV-Anlagenbetreiber (bzw. Stromlieferant) zahlen muss, darf nach §42a Abs. 4 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), eine Höhe von 90% des örtlichen

Grundversorgertarifs[97] im jeweiligen Netzgebiet nicht überschreiten. Dies ist durch den Gesetzgeber gewünscht, da die Belieferten durch die Mieterstromförderung, ebenfalls einen finanziellen Vorteil erlangen sollen [121]. Die Modalitäten über Mieterstrom und Zusatzstrom können aus praktischen Gründen zusammen in einem sogenannten ***„Mieterstromvertrag“*** (vgl. Abbildung 2.11), nach §42a Abs. 2 EnWG, zwischen Mieterstromlieferant und Belieferten festgelegt werden oder wahlweise auch in zwei gesonderten Verträgen [125].

Der PV-Anlagenbetreiber wird durch die Mieterstromlieferung als Elektrizitätsversorgungsunternehmen[98] eingestuft. Die dadurch sich ergebenden Pflichten umfassen unter anderem [124]:

- Mitteilungspflichten gegenüber Netzbetreiber (vgl. §74 EnWG)
- Sonstige Verpflichtungen nach dem EnWG (vgl. §§40, 41, 42 (in Verbindung mit §78 EEG); 42a EnWG).
- Registrierungspflichten im Markstammdatenregister (vgl. §3 Abs. 1 Nr. 8; §5 Abs. 2 Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV); 10.3.0.2 der Anlage zur MaStRV)

Da bei der Lieferung von Mieterstrom kein öffentliches Netz genutzt wird, ist der PV-Anlagenbetreiber für den Mieterstromanteil von der Zahlungsverpflichtung netzgebundener Entgelte (Netzentgelte, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, §19-StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage) befreit [121]. Auch die Stromsteuer entfällt nach §9 Abs.1 Nr.3b Stromsteuergesetz (StromStG) für Mieterstrom.

Für den Zusatzstrom fallen jedoch alle üblichen Umlagen, Steuern und Entgelte an, die für reguläre Stromlieferungen aus dem öffentlichen Netz erhoben werden. Diese müssen vom PV-Anlagenbetreiber an den zuständigen Verteilernetzbetreiber (in Abbildung 2.11 „*Anschlussnetzbetreiber*“) abgeführt werden [121]. Sie machen einen großen Bestandteil des Strompreises aus (s. Anhang 8.13, Kapitel 2.3.1.3.4, Abbildung 8.5).

Unabhängig von einer Netznutzung, muss für die gesamte Stromlieferung (gelieferter Mieterstrom + Zusatzstrom) die EEG-Umlage vom PV-Anlagenbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden (vgl. Abbildung 2.11) [124].

Die Höhe des Mieterstromzuschlags bestimmt sich, wie bei der Einspeisevergütung (vgl. Kapitel 2.3.1.3.2) und der Marktprämie (vgl. Kapitel 2.3.1.3.3), über den anzulegenden Wert. Von diesem sind 8,5 Ct/kWh abzuziehen (§23 b) und wie

[97] Grundversorger ist nach § 36 Abs. 2 EnWG „[…] *jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert* […]“.
[98] Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist nach § 3 Nr. 20 EEG […] *jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert* […]*“*

bei der Einspeisevergütung auch, zusätzlich 0,4 Ct/kWh (§53) für die eingespeiste Managementprämie.

Legt man ab dem Förderzeitraum August 2017, die in Kapitel 2.3.1.3.3 in Tabelle 2.14 durchschnittlichen angegebenen, anzulegenden Werte zugrunde, lassen sich die Förderhöhen des Mieterstromzuschlags, nach Tabelle 2.16, berechnen:

Tabelle 2.16: Beispiel für den (durchschnittlichen) Mieterstromzuschlag für PV-Anlagenbetreiber, der sich anhand der anzulegenden Werte berechnen lässt (eine vollständige Auflistung aller Monatswerte findet sich im Anhang 8.13, Tabelle 8.11) (eigene Darstellung nach veröffentlichten Datensätzen der Bundesnetzagentur [110]).

PV - Anlagenleistung	**bis 10 kWp**	**bis 40 kWp**	**bis 100 kWp**
Durchschnittlicher AW-Wert 2017	12, 60	12,27	11,01
AW-Wert 2017 abzüglich 8,5 Ct/kWh (§23 b) und 0,4 Ct/kWh (§ 53)	3,70 Ct/kWh	3,37 Ct/kWh	2,11 Ct/kWh

Die Mieterstromförderung ist somit, wie schon die Einspeisevergütung und die Marktprämie, ein Instrument das an der Stromerzeugung ansetzt (erzeugungsbasiert) und die Einnahmen je erzeugter kWh steigert (preisbezogen) (s. Abbildung 2.12). Gegenüberüber Stromlieferungen aus dem öffentlichen Netz hat der PV-Anlagenbetreiber zusätzlich noch den Vorteil, dass sein Strom nicht durch zusätzliche Steuern und Abgaben belastet ist.

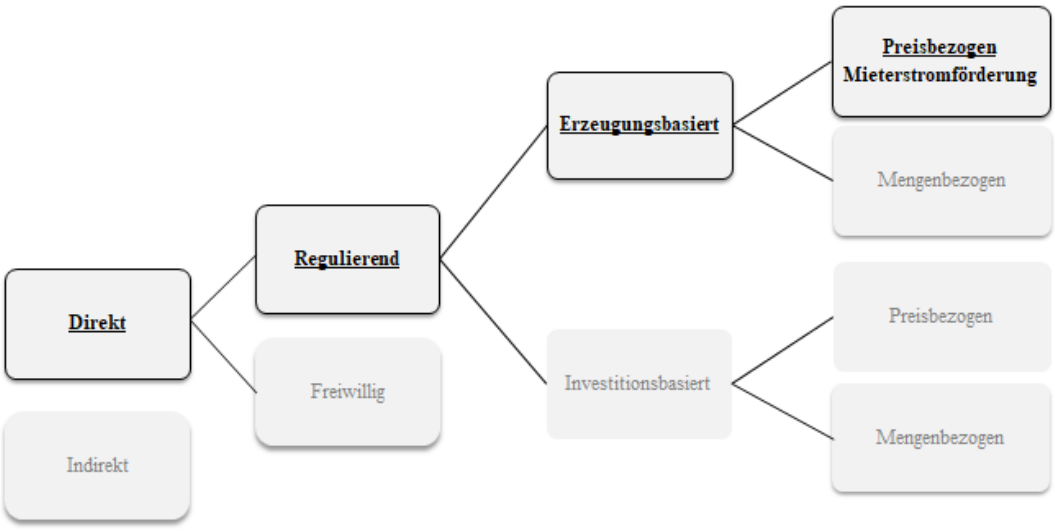


Abbildung 2.12: Einordnung der Mieterstromförderung als erzeugungsbasiertes und preisbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]).

Die Gesamthöhe an Förderung, die ein PV-Anlagenbetreiber bei Wahl des Mieterstromzuschlags erhält, hängt neben PV-Anlagenleistung in kWp von der Wahl

der Veräußerungsform für die Überschusseinspeisung ab, wodurch folgende Förderhöhen gewährleistet werden (s. Tabelle 2.17):

Tabelle 2.17: Förderhöhen pro kWp, je nach Zuordnung der Überschusseinspeisung zu einer möglichen Veräußerungsform nach dem EEG §21b (eigene Berechnung mit durchschnittlichen Werten für das Jahr 2017 (ab August 2017), mit AW = Anzulegender Wert; MW Solar = Monatsmarktwert Solar; MP = Marktprämie).

PV-Anlagenleistung	**(bis 10 kWp)**	**(bis 40 kWp)**	**(bis 100 kW)**
Mietstromzuschlag für Mieterstrom + Einspeisevergütung für Überschusseinspeisung	3,7 Ct/kWh + 12,20 Ct/kWh	3,37 Ct/kWh + 11,87 Ct/kWh	2,11 Ct/kWh + 10,61 Ct/kWh
Mietstromzuschlag für Mieterstrom + Marktprämie für Überschusseinspeisung	3,7 Ct/kWh + 9,18 Ct/kWh[99]	3,37 Ct/kWh + 8,85 Ct/kWh[100]	2,11 Ct/kWh + 7,59 Ct/kWh[101]
Mietstromzuschlag für Mieterstrom + Sonstige Direktvermarktung	3,7 Ct/kWh + 0,00 Ct/ kWh	3,37 Ct/kWh + 0,00 Ct/kWh	2,11 Ct/kWh + 0,00 Ct/kWh

Neben der Wahl der Förderung für die Überschusseinspeisung ist es für die Höhe der Gesamtförderung noch wichtig, wie viel Prozent des erzeugten Stroms für den Mieterstrom und wieviel für die Überschusseinspeisung verwendet wird. Es wird vermutet, dass je nach Anlagenprojekt hier unterschiedliche Mengenverhältnisse für den PV-Anlagenbetreiber lohnenswerter sind.

2.3.1.3.5 Verringerung der Photovoltaik-Förderung

Neben der vorgesehenen Absenkung der anzulegenden Werte ab dem 1.Februar 2017 um 0,5% pro Kalendermonat, können diese auch durch andere Gegebenheiten sinken, oder auf 0 fallen, was zur einer Verringerung oder einem Entfall des Förderbezugs des Anlagenbetreibers führen kann (§51 und §52). Höhe und Dauer der Vergütungsminderung können dabei variieren. Für Bezieher einer Marktprä-

[99] 9,18 Ct/kWh (MP) = 12,60 Ct/kWh (AW) - 3,42 Ct/kWh (MW Solar)

[100] 8,85 Ct/kWh (MP) = 12,27 Ct/kWh (AW) - 3,42 Ct/kWh (MW Solar)

[101] 7,59 Ct/kWh (MP) =11,01 Ct/kWh (AW) - 3,42 Ct/kWh (MW Solar)

mie kann es beispielsweise zu einer Verringerung des anzulegenden Wertes auf 0 kommen, wenn sie eine PV-Anlage mit einer Anlagenleistung von mindesten 500 kWp besitzen und es zu negativen Strompreisen an der Börse kommt. Im Detail schreibt das EEG hierzu vor, dass der Wert der Stundenkontrakte in der Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse für die vortägige Auktion für mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ sein muss (§51). Fällt der anzulegende Wert auf 0, kommt dies rechnerisch einem Entfall der Förderung gleich, wenn man die Formel zur Berechnung der Marktprämie in Anlage 1 des EEGs betrachtet: Marktprämie = Anzulegender Wert - Monatsmarktwert [117]. Dies stellt für PV-Anlagenbetreiber folglich ein schwer kalkulierbares Risiko dar.

Auch andere Ereignisse, wie beispielsweise Pflichtverstöße seitens des Anlagenbetreibers können zu einer Verringerung des anzulegenden Wertes führen. Im Anhang und in den §51 bis §53 des EEG können diese im Detail nachgelesen werden (s. Anhang 8.14, Kapitel 2.3.1.3.5, Verringerung des anzulegenden Wertes).

2.3.1.3.6 Sonstige Direktvermarktung

Ein Anlagenbetreiber kann sich trotz bestehender Fördermöglichkeiten, auch für die direkte, nicht-geförderte Vermarktung (*sonstige Direktvermarktung)* seines Stromes entscheiden. Dies muss er, wie bei den oben genannten Veräußerungsformen auch, verpflichtend angeben (§21b).

Die sonstigen Rechte, die dem Anlagenbetreiber durch den Betrieb einer erneuerbaren Energien Anlage bestehen, bleiben durch den Verzicht einer Förderung unberührt.

Ein Wechsel zwischen den Veräußerungsformen ist jeweils zum ersten Kalendertag eines Monats möglich (§21b Abs.1).

2.3.1.3.7 Anlagenrelevante Regelungen und Bestimmungen

Übersteigt die Anlagenleistung einer Photovoltaikanlage 30 kWp, wird nach dem EEG 2017 eine technische Einrichtung für den Netzbetreiber verlangt, mit der die aktuelle Einspeiseleistung abgerufen oder gegebenenfalls bei Netzüberlastung die Stromeinspeisung durch Fernsteuerung reduziert werden kann. Im Falle einer notwendigen Reduzierung des eingespeisten Stroms[102], dürfen diese jedoch erst nachrangig gegenüber anderen Anlagen geregelt werden. Beträgt die Anlagenleistung maximal 30 kWp, ist die Regelung nur dann nicht verpflichtend, wenn die

[102] Grund für die Reduzierung des Stroms kann beispielsweise ein Netzengpass sein, der dann entstehen kann, „ […] *wenn die Kapazität des Übertragungsnetzes erreicht ist und der Energiefluss stockt. Ein Netzengpass kann durch Ausfälle im Netz oder in Kraftwerken oder durch erhöhte Energienachfrage entstehen* […]“[312].

Wirkleistungseinspeisung[103] der PV-Anlage an deren Netzverknüpfungspunkt auf 70% der maximal möglichen Anlagenleistung beschränkt wird. Dies wirkt sich auf die Rentabilität der PV-Anlage aus, was in die quantitative Analyse im Kapitel 4.2 mit einfließt.

Die Kosten für den Netzanschluss müssen vom Anlagenbetreiber getragen werden, es sei denn, der Anlage wird ein anderer Verknüpfungspunkt zugewiesen (§ 8 Abs. 1 oder 2)- in diesem Fall ist der Netzbetreiber zur Zahlung verpflichtet (§16) (sonstige anlagenrelevante Regelungen finden sich im Anhang 8.15, Kapitel 2.3.1.3.7, Sonstige anlagenrelevante Regelungen und Bestimmungen).

Standortmöglichkeiten einer PV-Anlage

Das EEG legt für Photovoltaikanlagenbetreiber Standorte fest, in denen dieser seine Anlage errichten darf. Für PV-Anlagen gelten generell folgende Möglichkeiten[104]:

- Auf, an oder in einem Gebäude[105] oder einer Lärmschutzwand
- Auf einer sonstigen baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist.

Für Freiflächenanlagen[106] gelten weitere Bestimmungen, die im Detail im Anhang nachgelesen werden können (s. Anhang 8.15, Kapitel 2.3.1.3.7, Standortmöglichkeiten für Freiflächenanlagen)

2.3.2 Bundesweite Investitionsförderung

Im Gegensatz zu Österreich mit seinen vielfältigen Maßnahmen zur PV-Investitionsförderungen besteht für PV-Investoren in Deutschland die Investitionsförderung lediglich in der Möglichkeit, einen zinsgünstigen Kredit zu erhalten. Diese Möglichkeit wird im Folgenden erörtert:

---

[103] In der Stromversorgung kann die Wirkleistung „[…] *im Sinne einer technischen Umsetzung beispielsweise in Arbeit genutzt werden* […]“[[313]. Das Vorhandensein von kapazitiven Widerständen (beispielsweise in lange Stromleitungen) oder Induktivitäten (beispielsweise in Generatoren oder Motoren) führen in der Stromversorgung neben der Wirkleistung, zur Entstehung von Blindleistung die nicht erwünscht ist [314].

[104] Detaillierte Informationen finden sich u.a. im „Baugesetzbuch (BauGB)“ der „Baunutzungsverordnung- BauNVO“ oder in den jeweiligen Vorschriften zu Solaranlagen-Baugenehmigungen in den einzelnen Bundesländern [275].

[105] Ein Gebäude ist nach §3: „[…] *jede selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlage, die von Menschen betreten werden kann und vorrangig dazu bestimmt ist, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen* […]*“*

[106] Eine Freiflächenanlage ist nach § 3: „[…] *jede Solaranlage, die nicht auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist […]“*

2.3.2.1 Erneuerbare Energien-Standard [270] der KfW-Bank

Investoren, die zur Finanzierung ihrer Photovoltaikanlage Fremdkapital benötigen, können durch das angebotene „*Erneuerbare Energien Standard*“ - Programm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) einen zinsgünstigen Kredit erhalten. Die KfW-Bank hat als Anstalt des öffentlichen Rechts im staatlichen Auftrag Fördermaßnahmen durchzuführen [126], weswegen die Zinskonditionen ihres Kredits am Markt häufig am günstigsten für den Kreditnehmer sind [127]. Ein potentieller Kreditnehmer kann diesen Kredit über seine Hausbank beantragen [128].

Bei dem KfW-Kredit handelt es sich um ein investitionsbasiertes Instrument. Die Kosten, die beim Kauf einer kreditfinanzierten PV-Anlage durch die Kreditzinsen anfallen, werden durch besonders günstige Konditionen verringert. Die preisgünstigen Konditionen führen so im Idealfall zu einer gesteigerten Menge an PV-Anlageninvestitionen und erzeugtem PV-Strom. Somit handelt es sich auch um ein preisbezogenes Instrument. Die Einordnung der KfW-Förderung als investitionsbasiertes und preisbezogenes Instrument wird entsprechend in Abbildung 2.13 dargestellt:

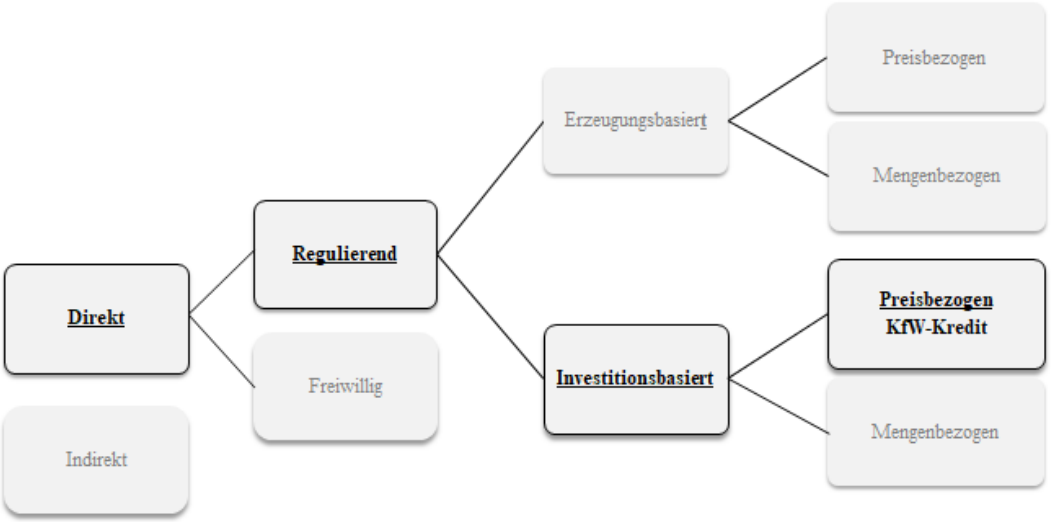


Abbildung 2.13: Einordnung der deutschen KfW-Förderung als investitionsbasiertes und preisbezogenes Instrument (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40] und [41]).

Grundsätzlich förderfähig sind die Errichtung, die Erweiterung und der Erwerb von Photovoltaikanlagen, sowie die dafür notwendigen Planungen, Projektierungen und Installationen, sofern es sich um eine Aufdach-, Fassaden- oder Freiflächenanlage handelt [129].

Der Kredit wird dem PV-Anlagenbetreiber unter der Auflage gewährt, seinen erzeugten Strom nicht gänzlich selbst zu nutzen, sondern diesen zumindest anteilig zu verkaufen[107] [129].

Eine Kombination mit anderen KfW-Förderprogrammen ist zulässig, sofern in diesen keine Beihilfen enthalten sind. Eine Ausnahme hiervon ist möglich, wenn die jeweilige Beihilfeobergrenze[108] nicht überschritten wird und die in dem anderen Förderprogramm finanzierten Investitionen keine Förderung nach dem erneuerbaren Energien Gesetz enthalten [129]. Eine Förder-Kombination mit der EEG-Einspeisevergütung ist grundsätzlich möglich, solange die PV-Anlage nicht über den KfW- Förderkredit „*Energieeffizient-Bauen*“ mitfinanziert wird[109] [130].

Das Förderprogramm bezieht sich auf maximal 50 M€ der förderfähigen Nettoinvestitionskosten eines Vorhabens, sowie bei schlüsselfertigen Anlagen auf den Nettokaufpreis, wobei eine mögliche Umsatzsteuer mitfinanziert werden kann, sollte der Anlagenbetreiber nicht vorsteuerabzugsberechtigt sein [129].

Der beziehbare Kredit, die verfügbare Kreditlaufzeit sowie die tilgungsfreien Jahre, variieren in ihrem Umfang, wie die nachfolgende Tabelle 2.18 zeigt.

Tabelle 2.18: Eigenschaften des KfW-Bankkredits in Abhängigkeit der gewählten Laufzeit (eigene Darstellung nach [129]).

Jahre	**Tilgungsfreie Anlaufjahre**	**Zinssatz**	
5	1	fest	Von Hausbank je nach Bonität und Sicherheiten des Kreditnehmers festgelegt
10	2	fest	
15	3	Entweder für die ersten 10 Jahre oder optional für die gesamte Laufzeit fest	Orientierung der Programmzinssätze am Kapitalmarkt

[107] Dies gilt, sofern der PV-Anlagenbetreiber eine natürliche oder gemeinnützige Rechtspersönlichkeit ist. Antrag auf Förderung können grundsätzlich folgende Akteure stellen: In- und ausländische private und öffentliche Unternehmen, Körperschaften des öffentlichen Rechts, kommunale Zweckverbände, Anstalten des öffentlichen Rechts mit eigener Rechtspersönlichkeit, Freiberuflich Tätige, z. B. Ärzte, Steuerberater, Architekten, Landwirte, Natürliche Personen, Vereine, Genossenschaften, rechtsfähige Stiftungen.

[108] Die Beihilfeobergrenze hängt davon ab, unter welche EU-Verordnung die jeweilige Beihilfe fällt (bspw. De-Minimis-VO max. 200.000 Euro, mehr dazu s. auch Anhang 8.2, Kapitel 2.2.1.1).

[109] In einer Pressemitteilung der Verbraucherzentrale Nordrhein- Westfahlen wird vorgeschlagen, die PV-Anlage beim Bau eines Effizienzhauses statt über den genannten „Energieeffizient-Bauen“- Kredit, separat über den im Kapitel beschriebenen „Erneuerbaren-Standard 270“- Kredit und „275“-Kredit (Speicher) fördern zu lassen, um so das Recht auf die Förderung durch Einspeisevergütung erhalten zu können [130].

20	3	Entweder für die ersten 10 Jahre oder optional für die gesamte Laufzeit fest	Sofern erforderlich, Prolongationsangebot nach Ende der Laufzeit

Die Hausbank des Kreditnehmers stuft ihren Zinssatz anhand von der KfW-Bank vorgegebenen Bonitäts- und Besicherungsklassen ein [131], wodurch die effektiven Jahreszinssätze[110] zwischen 1,26 % und 9,68 % variieren können[111].

Die tilgungsfreie Zeit zu Anfang des Darlehens kann ein Vorteil für den Kreditnehmer darstellen, falls zusätzliche Nebenkosten in diesem Investitionszeitraum anfallen, die gedeckt werden müssen [127]. Da ein langer Finanzierungszeitraum normalerweise die Finanzierung verteuert, liegt ein weiterer Vorteil des KfW-Kredits, in der langen Zinsbindung auf niedrigem Niveau, welcher der Photovoltaikinvestition eine gewisse Planungssicherheit verschafft [127].

2.3.3 Steuerliche Aspekte im Hinblick auf eine quantitative Analyse der Rentabilität

Wie bereits in Kapitel 2.2.3 beschrieben wurde, besteht für den PV-Anlagenbetreiber die Möglichkeit seinen erzeugten Strom vollständig in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen, oder einen Teil selbst zu verbrauchen und den nicht genutzten Teil einzuspeisen (s. auch Anhang, 8.9, Kapitel 2.2.3, Volleinspeisung, Überschusseinspeisung, Inselbetrieb). Dies wirkt sich, ähnlich wie in Österreich auch, auf die Besteuerung der Stromerzeugung aus, wie im Folgenden erläutert wird.

2.3.3.1 Volleinspeisung

Durch den Verkauf von selbst produziertem PV-Strom ist man in Deutschland, wie in Österreich, unternehmerisch tätig und steuerpflichtig. Nimmt der PV-Anlagenbetreiber nicht mehr als 17.500 Euro pro Jahr durch den Stromverkauf und sonstige Tätigkeiten (selbstständig, gewerblich oder landwirtschaftlich) ein und überschreitet der Umsatz im Folgejahr nicht 50.000 Euro, kann er sich beim Finanzamt als „*Kleinunternehmer*“ melden, wodurch er von der Umsatzsteuer-

[110] Der effektive Jahreszinssatz zeigt neben dem bei Krediten angegebenen Nominalzins, die tatsächlichen Kosten eines Kredits für den Kreditnehmer auf. Hier werden mit dem Kredit anfallende Kosten wie Gebühren, sonstige Kosten und Zinseszinsen von geleisteten Zahlungen inkludiert, um die Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Kreditangeboten zu gewährleisten [315].
[111] Eine vollständige Auflistung der möglichen Zinssätze findet sich im Anhang 8.16, Tabelle 8.12.

pflicht auf seine Einnahmen befreit wird. Gleichzeitig entfällt damit jedoch auch das Recht auf Vorsteuerabzug für die Kosten für Anschaffung, Planung, Installation, Versicherung, Wartungsvertrag und Einspeisezähler der PV-Anlage. Statt der Kleinunternehmerregelung kann der PV-Anlagenbetreiber auch die „*Regelbesteuerung"* wählen, bei der er 19% USt von seinen Einnahmen abführen muss und dafür allerdings das Vorsteuerabzugsrecht auf die eben beschriebenen PV- Kosten besitzt. Werden die oben genannten Umsätze überschritten, entfällt für den PV-Anlagenbetreiber das Wahlrecht und er fällt in jedem Fall unter die Regelbesteuerung [132].

Es besteht die Möglichkeit, die bereits gewählte Besteuerungsform zu wechseln. Beispielsweise kann ein PV-Anlagenbetreiber, im Rahmen der Regelbesteuerung, die Vorsteuer auf die Anschaffungskosten geltend machen und nach Ablauf von 5 (Aufdachanlagen) bzw. 10 Kalenderjahren (dachintegrierte Anlagen), nach dem Jahr der Inbetriebnahme der PV-Anlage, in die Kleinunternehmerregelung wechseln und sich so von der Umsatzsteuer auf die Einnahmen befreien zu lassen. Der Wechsel ist immer zum ersten eines Jahres möglich. Erfolgt der Wechsel vor Ablauf der genannten Fristen, muss die Vorsteuer anteilig rückerstattet werden [132], [133].

Wird mit den Einnahmen der PV-Anlage mehr als 24.000 Euro Gewinn erzielt, ist ein Gewerbe anzumelden und Gewerbesteuer zu zahlen [134]. In der vorliegenden Masterarbeit werden allerdings kleine PV-Anlagen betrachtet, bei denen eine solche Gewinn-Höhe unrealistisch ist. Daher wird im weiteren Verlauf nicht mehr darauf eingegangen.

Im Fall einer Regelbesteuerung wird die Umsatzsteuer, die sich aus dem Bezug einer Einspeisevergütung (im Gegensatz zum nicht geförderten Verkauf über die „sonstige Direktvermarktung") ergibt, im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse nicht weiter beachtet, da sie für den PV-Anlagenbetreiber einen durchlaufenden Posten darstellt. Die Einspeisevergütung ist ein Netto-Betrag, deren Umsatzsteuer dem Netzbetreiber in Rechnung gestellt wird. Bei der Umsatzsteuererklärung wird schließlich der Erlös aus der Stromrechnung mitsamt Umsatzsteuer angegeben [132]. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist somit nur der Netto-Betrag der Einspeisevergütung relevant.

2.3.3.2 Überschusseinspeisung

Die oben genannten Regelungen, welche die Wahlmöglichkeiten zwischen Regelbesteuerung und Kleinunternehmerregelung an den Jahreseinnahmen festlegen und die beschriebenen Wechselmöglichkeit nach den Kalenderjahren, gelten so

auch für die Überschusseinspeisung. Zusätzlich gibt es jedoch noch weitere Regelungen zu beachten:

Bei der Überschusseinspeisung liegt eine teilunternehmerische Verwendung des Stroms vor, da der Anteil des PV-Stroms, der entgeltlich eingespeist wird, unternehmerisch und der privat (dezentral) verbrauchte Strom, nichtunternehmerisch verwendet wird. Die nichtunternehmerische Verwendung kann dabei zum Vorsteuerabzug der Anschaffungskosten der PV-Anlage berechtigen- je nachdem ob es sich um eine:

- „*nichtwirtschaftliche Tätigkeiten*“ handelt, bei der die Zuordnung der PV-Anlage zum Unternehmen nicht möglich ist und damit einen Vorsteuerabzug für die Anschaffung der PV-Anlage ausschließt (nichtwirtschaftlichen Tätigkeiten werden im weiteren Verlauf der Masterarbeit nicht weiter betrachtet, weil diese für private Betreiber von PV-Anlagen in üblichen Haushalten nicht relevant sind[112]).
- „*unternehmensfremde (private) Nutzung*“ handelt, bei welcher die Anschaffungskosten der PV-Anlage vollständig abgesetzt werden können[113], solange der Anteil des unternehmerisch verwendeten Stroms mindestens 10% beträgt. Da es sich bei der unternehmensfremden (privaten) Nutzung um „[…] *Entnahmen für den privaten Bedarf des Unternehmers als natürliche Person, für den privaten Bedarf seines Personals oder für private Zwecke des Gesellschafters […]“* handelt, ist diese Art der unternehmerischen Verwendung, für die quantitative Analyse von Eigenverbrauchsmengen in privaten Haushalten im weiteren Verlauf relevant.

Als Ausgleich für den Vorsteuerabzug bei der unternehmensfremden (privaten) Nutzung, muss für den eigenverbrauchten PV-Strom eine Umsatzsteuer an das Finanzamt abgeführt werden, da der Eigenverbrauch vom Gesetzgeber als sogenannte „*unentgeltliche Wertabgabe*[114]“ bewertet wird [135].

Als Überschusseinspeiser kann sich die Kleinunternehmerregelung wirtschaftlich lohnen, wenn eine günstige Konstellation folgender Einflussfaktoren zusammentrifft [132]:

[112] „*Nichtwirtschaftliche Tätigkeiten*“ umfassen nach dem BMF in [316]: Unentgeltliche Tätigkeiten eines Vereins, die aus ideellen Vereinszwecken verfolgt werden; hoheitliche Tätigkeiten juristischer Personen des öffentlichen Rechts; bloßes Erwerben, Halten und Veräußern von gesellschaftsrechtlichen Beteiligungen; Leerstand eines Gebäudes verbunden mit dauerhafter Nichtnutzung

[113] Die Anschaffungskosten können aufgrund des sogenannten „*Zuordnungswahlrechts*“ auch teilweise oder gar nicht abgesetzt werden.

[114] Bei unentgeltlichen Wertabgaben handelt es sich um Privatentnahmen (Entnahmen von Gegenständen, Nutzungen, Leistungen), die im Gegensatz zu Geldentnahmen, den betrieblichen Gewinn beeinflussen und erfolgswirksam sind. Sie sind größtenteils umsatzsteuerpflichtig [317].

- geringe spezifische Investitionskosten der PV-Anlage, (die absetzbare Vorsteuer fällt damit gering aus)
- eine hohe Eigenverbrauchsquote (verhältnismäßig großer Einfluss der Einnahmen-Umsatzsteuer)
- ein hoher Strombezugspreis (was einerseits bedeutet, dass die abzuführende Umsatzsteuer höher ausfällt[115] und andererseits, dass die vermiedenen Strombezugskosten aus dem Eigenverbrauch stärker ins Gewicht fallen)

In Tabelle 2.19 werden diese Zusammenhänge nach Berechnungen von [132] noch einmal verdeutlicht:

Tabelle 2.19: Übersicht, bei welchen Strombezugspreisen (Netto-Arbeitspreisen), PV-Investitionskosten (Netto- Kosten für Planung, Kauf, Installation) und Eigenverbräuchen die Kleinunternehmerregelung oder Regelbesteuerung lohnenswert ist*) (Darstellung in [132]).

	Strombezug 20 Cent/kWh	**Strombezug 22 Cent/kWh**	**Strombezug 24 Cent/kWh**	**Strombezug 26 Cent/kWh**
Investition 800 €/kW	≥ 81 % Eigenverbrauch	≥ 73 % Eigenverbrauch	≥ 67 % Eigenverbrauch	≥ 62 % Eigenverbrauch
Investition 1.000 €/kW	Regelbesteuerung **)	≥ 91 % Eigenverbrauch	≥ 83 % Eigenverbrauch	≥ 77 % Eigenverbrauch
Investition 1.200 €/kW	Regelbesteuerung	Regelbesteuerung	Regelbesteuerung	≥ 92 % Eigenverbrauch

*) Weitere anlagenrelevante Parameter sind: Betriebskosten 2%; 5 kWp PV-Anlage; 5.000 kWh erzeugte PV-Strommenge; Einspeisevergütung 12,20 Ct/kWh; Betriebsdauer 20 Jahre; Zeitraum von 5 Kalenderjahren nach Inbetriebnahmejahr

**) Dort wo „Regelbesteuerung“ nicht angegeben ist, lohnt sich die Kleinunternehmerregelung

Da jedoch in der vorliegenden Arbeit wesentlich geringere Eigenverbrauchsquoten, bis maximal 30%, verwendet werden (vgl. Kapitel 3) und für die meisten PV-Anlagenbetreiber die Regelbesteuerung die wirtschaftlich attraktivere Variante darstellt [136], wird für die Wirtschaftlichkeitsanalyse die Regelbesteuerung als Besteuerungsform angesetzt.

2.3.3.2.1 Berechnungsregeln für die Erfassung der Umsatzsteuer auf eigenverbrauchte Strommengen

Die Art der Erfassung der umsatzsteuerpflichtigen PV-Eigenverbrauchsmenge (tlw. in Deutschland auch als „dezentral verbrauchter Strom“ bezeichnet) ist von der PV-Anlagenleistung abhängig. Dies hängt damit zusammen, dass für selbst erzeugte Strommengen, die mit einer PV-Anlage unter 10 kWp Anlagenleistung erzeugt werden, keine Nachweispflicht besteht und über 10 kWp eine genaue Messung der erzeugten Strommenge, über einen geeichten Ertragszähler (im Kon-

[115] Der anzusetzende Preis für die abzuführende Umsatzsteuer richtet sich nach dem Strombezugspreis. Je höher dieser ist, umso höher ist auch die Umsatzsteuer (vgl. auch 2.3.3.2.1)

text von PV-Anlagen auch als „*Solarstromzähler*“ bezeichnet [100]), verlangt wird. Der Ertragszähler ist in diesem Fall der dritte Zählertyp, den ein Haushalt mit einer Photovoltaikanlage, ähnlich wie in Österreich besitzt [137]. Sonstige Zähler, die normalerweise in einem Haushalt vorhanden sind, sind:

- der Bezugszähler/Stromzähler, zur Erfassung des bezogenen Netzstroms und als Grundlage für die Stromrechnung
- der Einspeisezähler, welcher den in das Netz eingespeisten PV-Strom misst

Nach der Richtlinie für „*Technische Anschlussbedingen (TAB) 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz*“ (inklusive einer Ergänzung vom Jahr 2010), sollten die ersten beiden Zählertypen (Stromzähler und Einspeisezähler) vorzugsweise durch einen Zweirichtungszähler ersetzt werden, da weniger Platz im Zählerkasten benötigt wird [137].

Da der Gesetzgeber bei weniger als 10 kWp, aufgrund der fehlenden Nachweispflicht, nicht von einem vorhanden Ertrags- bzw. Solarstromzähler ausgeht, kann die Eigenverbrauchsmenge zur Bestimmung der Umsatzsteuer auch auf folgende Arten bestimmt werden:

- in einfachster Form durch Schätzen anhand der durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 1.000 kWh/kWp (bei einer 5 kWp PV-Anlage: 5 kWp* 1.000 kWh/kWp = 5.000 kWh geschätzte Stromerzeugung) [138]. Durch Abzug der durch den Einspeisezähler eingespeisten Strommenge, kann so auf die Eigenverbrauchsmenge geschlossen werden.
- durch Berechnen, indem der durch den Einspeisezähler an den Netzbetreiber gelieferte PV-Strom, von der gesamten erzeugten PV-Strommenge subtrahiert wird, den ein PV-Wechselrichter anzeigt [132].

Sofern ein Messwert durch den PV-Wechselrichter (oder sogar einen geeichten Ertrags-/Stromzähler) vorhanden ist, ist die zweite Methode genauer und somit vorzuziehen [138].

Zur Berechnung der fälligen Umsatzsteuer für den eigenverbrauchten PV-Strom im Rahmen der Regelbesteuerung, dient als Preisgrundlage der Einkaufspreis (Ct/kWh; Euro/kWh) den der PV-Anlagenbetreiber für zusätzlich bezogen Strom von seinem EVU zahlt [138]. Der Stromtarif wird als Netto-Preis (bestehend aus Netto-Arbeitspreis pro kWh und Netto-Grundpreis) angesetzt [132]. Während der Netto-Arbeitspreis für die Umsatzsteuerberechnung direkt mit der Eigenverbrauchsmenge multipliziert werden kann, muss der Netto-Grundpreis meist erst anteilig auf die Eigenverbrauchsmenge umgerechnet werden, da er im Stromtarif häufig als ein bestimmter Fixpreis pro Monat oder Jahr angegeben ist[116]. Der an-

[116] Hier ist Vorsicht geboten, da eine Beispielrechnung für die Umsatzsteuerschuld in dem im Internet veröffentlichten Anwendungserlass des Bundesfinanzministeriums, den Grundpreis in

teilige Netto-Grundpreis wird schließlich mit dem Eigenverbrauch multipliziert und die Umsatzsteuer vom Ergebnis bestimmt [139]. Zur Veranschaulichung dient Beispiel 5:

Beispiel 5: Berechnung der Jahres-Umsatzsteuer auf PV-Eigenverbrauch (eigene Darstellung nach [139]).

Ausgangssituation

Jahresstromverbrauch des Privathaushaltes: 4.000 kWh

Eigenverbrauch:1.100kWh

Variabler Strompreisbestandteil:21Ct(netto)/kWh

Grundpreis: 5,50 Euro (netto) pro Monat.

Die abzuführende Umsatzsteuer kann auf zwei Wegen berechnet werden:

a) Jahresstrombezugspreis*:*

1.100 kWh * 21 Ct = 23.100 Ct/ 100 = 231,00 Euro

\+ Anteiliger Jahresgrundpreis:

12 Monate * 5,50 Euro/Monat *(1.100 kWh/ 4000 kWh) = 18,15 Euro

= Jahresgesamtpreis = 249,15 Euro

davon abzuführende Umsatzsteuer (19%) **= 47,34 Euro**

b)

Strombezugspreis variabel = 21,00 Ct/kWh

\+ Grundpreis pro kWh

(12 Monate * 5,50 Euro/ 4.000 kWh)* 100 = 1,65 Ct/kWh

= Bemessungsgrundlage pro kWh = 22,65 Ct/kWh

= Jahresgesamtpreis (22,65 Ct/kWh * 1.100 kWh/ 100) = 249,15 Euro

davon abzuführende Umsatzsteuer (19%) = **47,34 Euro**

2.3.4 Wirtschaftliche und technische Aspekte im Hinblick auf die quantitative Analyse der PV- Rentabilität

Ähnlich wie in Österreich (vgl. Kapitel 2.2.4) wird in Deutschland der variable Anteil des durchschnittlichen Strompreises für die Wirtschaftlichkeitsanalyse genutzt, um die vermiedenen Strombezugskosten bei Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms zu erhalten (s. Kapitel 3). Die grundsätzlichen Erläuterungen zu Vor-

voller Höhe ansetzt [138]. Dies hat sich jedoch auf Anfrage beim Bundesfinanzministerium seitens „pvmagazine“ als nicht korrekt erwiesen [139].

teilen des Eigenverbrauchs durch die vermiedenen Strombezugskosten werden hier jedoch nicht noch einmal aufgeführt, da darauf bereits zu Beginn des Kapitels 2.2.4 eingegangen wurde. Es folgt zunächst ein Überblick, welche Möglichkeiten PV-Anlagenbetreibern nach Auslaufen der geförderten Einspeisevergütung zur Verfügung stehen (s. Kapitel 2.3.4.1). Danach folgt eine Vorstellung des Strompreises in Deutschland mit seinen einzelnen Komponenten (s. Kapitel 2.3.4.2), um nachfolgend im Methodik-Teil (Kapitel 3) vergangene Entwicklung des Strompreises heranzuziehen, um auf Tendenzen für die zukünftige Entwicklung des Strompreises für die Wirtschaftlichkeitsrechnung schließen zu können. Schließlich werden Strompreis-Tarife ausgewertet, um das Verhältnis von fixen zu variablen Stromkosten abschätzen zu können.

2.3.4.1 Möglichkeiten für PV- Einnahmen nach Auslaufen der gesetzlichen Förderung

In der österreichischen Wirtschaftlichkeitsrechnung wird mit einer PV-Anlagennutzungsdauer von 25 Jahren gerechnet, bei der der Anlagenbetreiber nach 13 Jahren im erhöhten Vergütungssatz in den niedrigeren OeMAG- Vergütungssatz zum Marktpreis wechselt. In Deutschland wird der erhöhte Vergütungssatz mit 20 Jahren deutlich länger ausgezahlt. Es stellt sich nun die Frage, ob hier die PV-Anlagennutzungsdauer ebenfalls mit 25 Jahren anzusetzen ist, da in diesem Fall

- die Zeit, in der keine geförderte Einspeisevergütung mehr stattfindet, in Deutschland mit 5 Jahren, im Vergleich zu Österreich mit 12 Jahren, relativ kurz ist
- mögliche zukünftige Einnahmen der letzten 5 Jahren durch die in der Wirtschaftlichkeitsrechnung verwendete Diskontierung kaum ins Gewicht fallen
- der Mehraufwand für den Wechsel in Deutschland deutlich höher als in Österreich ist, wie später im Text gezeigt wird
- der wirtschaftliche Betrieb von PV-Anlagen, außerhalb der regulären Vergütung nur für PV-Anlagen über 30 kWp lohnenswert zu sein scheint, wie ebenfalls später im Text gezeigt wird

Unabhängig davon, besteht für die Option des Weiterbetriebs nach Auslaufen der Einspeisevergütung unter PV-Anlagenbetreibern ein grundsätzliches Interesse. Dies geht aus einer Studie hervor nach der 93% der PV-Anlagenbetreiber, die über die Fragestellung der PV-Nutzung nach Ablauf der geförderten Vergütung nachgedacht haben (ca. 1/3 der PV-Betreiber), davon ausgehen ihre PV-Anlage weiter zu betreiben. Von dieser Gruppe plant mehr als die Hälfte der Befragten, einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil zu haben [140].

Um die für Wirtschaftlichkeit wichtige Eigenverbrauchsquote zu steigern, wäre der Zukauf eines Stromspeichers denkbar, was jedoch mit erhöhten Kosten verbunden wäre. Da der Zukauf eines Stromspeichers im Rahmen dieser Masterarbeit jedoch nicht betrachtet wird, verbleiben noch die folgenden Möglichkeiten, die den PV-Anlagenbetreibern für die restliche Anlagenlaufzeit nach Auslaufen der Förderung zur Verfügung stehen:

- eine „Direktlieferung“ des Stroms, sofern sich ein Abnehmer (nicht identisch mit Stromproduzenten) in unmittelbarer räumlicher Nähe befindet
- die „sonstige Direktvermarktung“ (§ 21a EEG) des Stroms über das öffentliche Stromnetz

Ein PV-Anlagenbetreiber, der sich für die Direktlieferung entscheidet, spart sich mögliche anfallende Netzentgelte und Abgaben, sowie die Stromsteuer, sofern die Stromlieferung in einem Umkreis von 4,5 km erfolgt und die PV-Anlage nicht größer als 2 MWp ist, wodurch er seinen Strom billiger anbieten kann [141]. Auch die Bezahlung eines Direktvermarktungsunternehmers entfällt hier als möglicher Kostenpunkt, da der Strom von dem PV-Anlagenbetreiber selbst verkauft wird. Kehrseite ist jedoch, dass der PV-Anlagenbetreiber in diesem Fall zu einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) wird, das energierechtliche Pflichten (Melde-& Anzeigepflicht, Mitteilungs- & Veröffentlichungspflicht) erfüllen müssen. Dies entspricht im Grundsatz dem im Kapitel 2.3.1.3.4 beschriebenen Mieterstrom, der durch seine Förderung eine Sonderform der Direktlieferung darstellt [141].

Die Option der Direktlieferung wird jedoch hier nicht weiter betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass der Kosten-Nutzen-Aufwand in Bezug auf die genannten energierechtlichen Verpflichtungen für private PV-Kleininvestoren nicht gerechtfertigt ist und die Möglichkeit zum Verkauf bei der Direktlieferung in der Mehrheit der Fälle nicht gegeben ist.

Die zweite Möglichkeit scheint hingegen zurzeit nur für PV-Anlagen über 30 kWp wirtschaftlich interessant zu sein. Dies ging aus einer Anfrage beim Solarenergie Förderverein e.V. hervor, denen dies durch Rückmeldungen mehrerer Direktvermarkter und Stromlieferanten bestätigt wurde [142]. Gründe, die hierzu genannt wurden, umfassen unter anderem Kosten, die

- durch notwendige einzubauende Abregeltechnik entstehen, um das Gleichgewicht zwischen Lieferung und Bedarf sicherzustellen
- durch Fernabfragesysteme, um für Stromlieferung/Strombedarf zeitlich exakte Bilanzkreise erstellen zu können

- durch Entgelte/Vermarktungspauschale für Direktvermarkter, die neben dem Verkauf des PV-Stroms auch die mit der Direktvermarktung einhergehenden Verpflichtungen des Anlagenbetreibers regeln[117]

Dass der PV-Anlagenbetreiber nach 20 Jahren, aufgrund der Beendigung der Förderung, ein vermiedenes Netzentgelt erhält, kann ausgeschlossen werden: Durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NeMOG) vom 22. Juli 2017 wurde die schrittweise Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für PV-Bestandsanlagen (vor 2018) innerhalb von 3 Jahren beschlossen[118], während sie für Neuanlagen ab 2018 komplett abgeschafft wurden [143], [144].

Zurzeit gibt es noch praktisch keine Erfahrungswerte zu EEG-Anlagen, deren Förderung ausgelaufen ist, da die ersten EEG-Anlagen erst mit dem Jahr 2021 aus der Förderung fallen [145].

Da es im Gegensatz zu Österreich:

- deutlich aufwendiger ist, Gewinne nach Beendigung der Förderung zu erzielen
- die aufgeführten Argumente gegen einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb von kleinen PV-Anlagen sprechen

wird aufgrund der unterschiedlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen und sonstigen Gegebenheiten in Deutschland im Gegensatz zu Österreich, davon ausgegangen, dass es für einen Betreiber einer kleinen PV-Anlage am sinnvollsten ist, die Nutzung auf 20 Jahre im Rahmen einer erhöhten Förderung zu beschränken. In Österreich hingegen erscheint es praktischer, aufgrund des einfachen Wechsels von höherer Einspeisevergütung zur Vergütung zum Marktpreis, die PV-Anlage 5 Jahre länger zu nutzen.

[117] Durch die Veräußerung des Stroms wird der PV-Anlagenbetreiber rechtlich ein Energieversorgungsunternehmen nach den EnWG und muss daher:
1.) die EEG-Umlage auf die verkauften Strommengen abführen und erheben und
2.) die Netzentgelte an die Netzbetreiber und Konzessionsabgabe an die Kommunen abführen.
Da die direkte Vermarktung über das öffentliche Stromnetz auch sonst recht aufwendig ist (bestehende Börsenzulassung; Aufbau-Pflicht von Strombilanzkreisen; Stromerzeugung und Vermarktung muss sich stets die Waage halten innerhalb eines 15-Minuten Zeitfensters), wenden sich die Anlagenbetreiber üblicherweise an ein professionelles Direktvermarktungsunternehmen, das den Strom vermarktet und dem im Gegenzug ein Dienstleistungsentgelt gezahlt wird [318].

[118] Bis zur vollständigen Abschaffung *„[…] ab dem 1. Januar 2018, schrittweise jährlich, jeweils zum 1. Januar des Jahres, jeweils um einen Betrag von einem Drittel des ursprünglichen Ausgangswertes […]“*[144].

2.3.4.2 Bestimmung der vermiedenen Strombezugskosten für den Eigenverbrauch

Ähnlich wie in Österreich setzt sich der Strompreis in Deutschland aus vielen unterschiedlichen Bestandteilen zusammen. Dies wird durch die folgende Abbildung 2.14, welche bereits im 2.3.1.3.4 verwendet wurde, verdeutlicht:

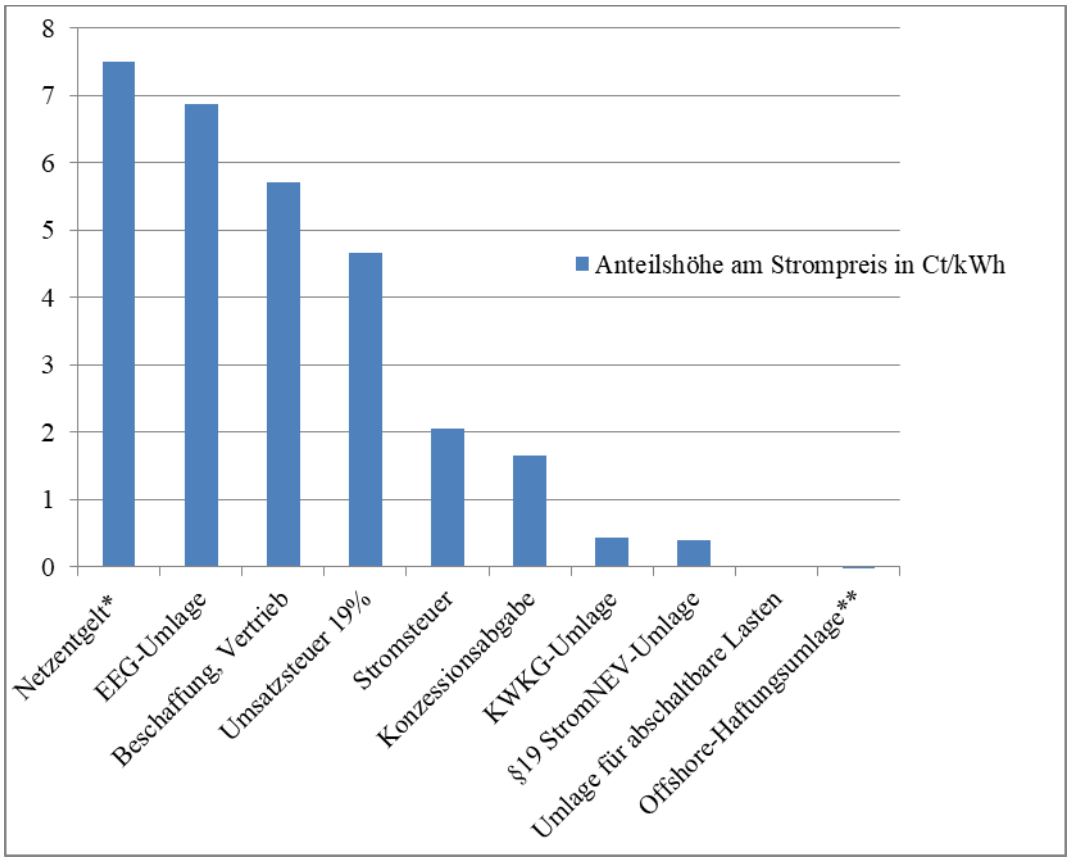


Abbildung 2.14: Beispielhafte Darstellung der Strompreis-Bestandteile für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2017, bei einem durchschnittlichen Strompreis von 29,28 Ct/kWh (eigene Darstellung nach [146]).

*) inkl. Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb
**) Der negative Wert von - 0,028 Ct/kWh ergibt sich u.a. daraus, dass die zur Berechnung der Offshore-Haftungsumlage einfließenden Offshore-Haftungs-Umlageerlöse, die tatsächlich wälzbaren Kosten übertroffen haben- die Letztverbraucher werden somit entlastet [147].

Den größten Anteil von 54,9% bilden Steuern und Abgaben. Danach folgen Regulierte Netzentgelte mit 25,7%, während Beschaffung & Vertrieb mit 19,4% den kleinsten Anteil einnimmt (Stand: Mai/2017) [148]. Ähnlich wie in Österreich (vgl. Kapitel 2.2.4) können sich die Preiskomponenten aus einem pauschal berechnetem Grundpreis[119] und/oder einem bedarfsabhängigen Arbeitspreis[120] zusammen setzen [149]. Beispielsweise besteht das Netzentgelt aus einem Grund-

[119] Manchmal auch als „*Fixpreis*“ bezeichnet
[120] Manchmal auch als „*Verbrauchspreis*“, bzw. „*variabler Anteil*“ bezeichnet

preis der in Euro/Monat angesetzt wird und einem Arbeitspreis in Ct/kWh [150]. Eine detaillierte Auflistung der einzelnen Komponenten nach fixen Grund- und variablen Arbeitspreis, wie es in Österreich durchgeführt werden muss, um dadurch auf ihren Anteil am Gesamtpreis schließen zu können, ist für Deutschland jedoch nicht notwendig (s. Kapitel 2.2.4).

2.3.4.3 EEG-Umlage bei Eigenverbrauch

Seit Einführung des EEG 2014 ist es Pflicht auf eigenverbrauchten Strom eine EEG-Umlage zu zahlen [151]. Durch den Anstieg der Umlage in den Jahren 2016 und 2017 kam es zu einer Mehrbelastung für den Eigenverbraucher, wie die folgende Abbildung 2.15 verdeutlicht:

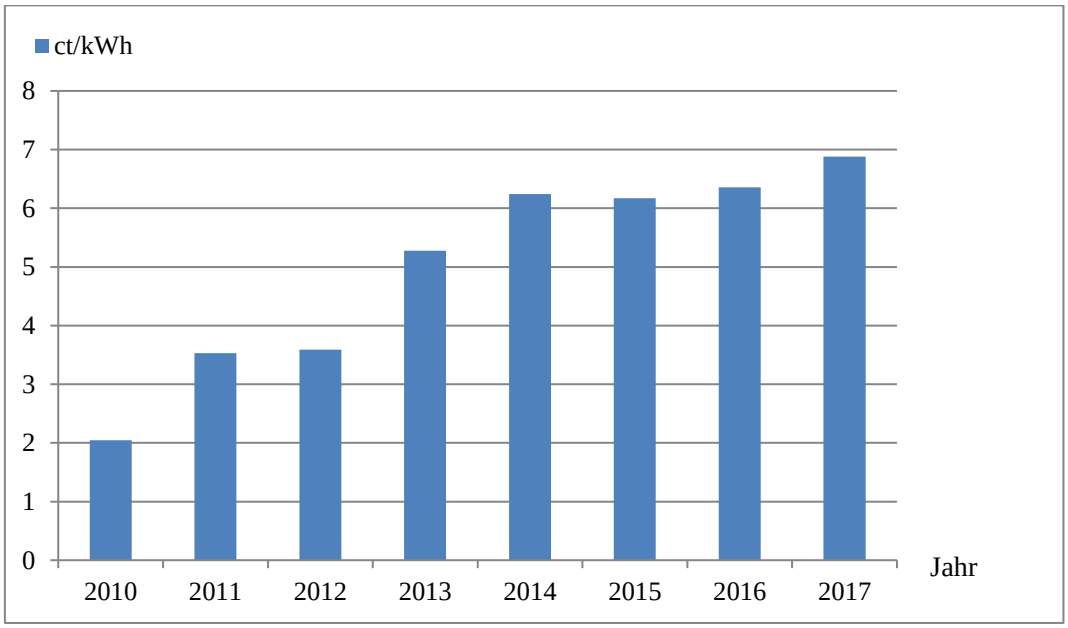


Abbildung 2.15: Entwicklung der EEG-Umlage in Ct/kWh in den Jahren 2010 bis 2017 [152].

Eigenverbrauch von Strom, der im EEG 2017 auch als „*Eigenversorgung*“ betitelt wird, definiert sich nach § 3 als: *„[…] Verbrauch von Strom, den eine* ***natürliche oder juristische Person*** *im* ***unmittelbaren räumlichen Zusammenhang*** *mit der Stromerzeugungsanlage* ***selbst verbraucht****, wenn der Strom* ***nicht durch ein Netz durchgeleitet*** *wird und diese* ***Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt*** *[…]“*.

Aus der Definition der Eigenversorgung erschließt sich zunächst die Notwendigkeit der Personenidentität zwischen Stromerzeuger und Stromverbraucher, was bedeutet, dass dieselbe natürliche oder juristische Person, die eine PV-Anlage

betreibt um Strom zu erzeugen, diesen schließlich auch verbrauchen muss[121]. Dies kann in der Praxis im Detail recht komplex sein, was jedoch hier nicht weiter ausgeführt wird, da es den Rahmen der Masterarbeit sprengen würde. Im Anhang finden sich detailliertere Informationen bezüglich den oben in der Definition hervorgehobenen Merkmalen, die für eine Eigenversorgung bzw. einen Eigenverbrauch erfüllt sein müssen (s. Anhang 8.17, Kapitel 2.3.4.3 Voraussetzungen für selbstverbrauchten Strom, um als Eigenversorgung bewertet zu werden).

Für einen Privathaushalt (***natürliche Person***), der seine PV-Anlage auf seinem Dach installiert hat (***unmittelbarer räumlicher Zusammenhang*** + ***keine Netzdurchleitung***) die Strom produziert, der teilweise zur Deckung seines Jahresstromverbrauchs genutzt wird (***Person betreibt Stromerzeugungsanlage selbst*** + ***Selbstverbrauch des Stroms)***, scheinen die in der Definition genannten Voraussetzungen für eine Eigenversorgung zumindest erfüllt zu sein. Dies ist für die spätere Wirtschaftlichkeitsrechnung relevant, da der selbst genutzte PV-Strom des als Eigenversorger eingestuften PV-Anlagenbetreibers einer beschränkte EEG-Umlagepflicht[122] in Höhe von 40% (§ 61 b) unterliegt, die miteinkalkuliert werden muss. Da im Jahr 2017 die EEG-Umlage 6,88 Ct/kWh betrug, müssen entsprechend 2,752 Ct/kWh angesetzt werden.

Eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage ist jedoch unter den folgenden, spezifischeren Bedingungen möglich (§ 61a):

- die Anlagenleistung beträgt maximal 10 kWp und der Stromeigenverbrauch maximal 10 MWh pro Kalenderjahr[123], oder
- der Strom wird in der eigenen Stromerzeugungsanlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Stromerzeugung verbraucht[124], oder
- die Stromerzeugungsanlage ist nicht an ein Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen, oder

[121] Als Betreiber gilt *„[…] wer die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt […] ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und […] das wirtschaftliche Risiko trägt […]“.* Im Sinne der Eigenversorgung handelt es sich bei dieser Person somit um den sogenannten Letztverbraucher, der als Betreiber der jeweiligen Verbrauchsgeräte gilt [104].

[122] Eine EEG-Umlagepflicht für Strommengen gilt grundsätzlich für zwei Fälle: 1. Es handelt sich um eine Stromlieferung, bei der ein Elektrizitätsunternehmen oder ein Stromlieferant, Strom an den Stromverbraucher liefert. Das Elektrizitätsunternehmen muss dabei keine juristische Person im Sinne eines Unternehmens sein, sondern kann auch durch Verkauf von Strom von einer natürlichen Person an eine andere natürliche Person erfolgen: Überlässt ein Vermieter mit PV-Anlage seinem Mieter den erzeugten Strom, gilt der Vermieter bereits als Elektrizitätsunternehmen. 2. Es handelt sich um einen Stromverbrauch ohne Lieferung eines Elektrizitätsunternehmens, wie es beispielsweise bei der Eigenversorgung der Fall ist [276].

[123] Zuzüglich des Inbetriebnahmejahres, ab Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für 20 Kalenderjahre [§61 a S.1 Nr.1]

[124] Dies wird als sogenannter Kraftwerkseigenverbrauch bezeichnet, der auch dann vorliegt, wenn der in der Stromerzeugungsanlage erzeugte Strom in anderen, selbst betriebenen Stromerzeugungsanlagen verbraucht wird, solange diese sich am selben Standort befinden und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird [104].

- der Eigenversorger versorgt sich zu 100% selbst mit seinem erzeugten PV-Strom, ohne Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung oder Marktprämie für möglichen, überschüssigen Strom

Es gelten für PV-Anlagen über 7 kWp bestimmte Mitteilungspflichten im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch. Diese können im Detail im Anhang nachgelesen werden (siehe Anhang 8.17, Kapitel 2.3.4.3, Mitteilungspflichten für PV-Anlagen über 7 kWp).

Ein PV-Anlagenbetreiber, dessen anzulegender Wert durch Ausschreibung ermittelt wurde und dadurch eine Förderung bezieht, darf seinen Strom für den Förderungszeitraum unter normalen Umständen nicht für eine Eigenversorgung nutzen (§27a). Ausnahmen sind vom Gesetzesgeber hier vorgesehen, wenn beispielsweise der Verlust von Einnahmen durch negative Börsenstrompreise, physikalisch bedingte Netzverluste oder Verringerung der Einspeiseleistung durch Netzüberlastung droht. Möglich ist auch den erzeugten Strom für Anlagen, Neben- und Hilfsanlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, für die Eigenversorgung zu nutzen (§27a).

3 Methodik

Um die Photovoltaikförderung in den beiden Ländern vergleichen zu können, werden zwei Methoden verwendet: a) Deskriptive Analyse und b) Rentabilitäts-Analyse ausgesuchter Photovoltaikanlage-Szenarien mit Cashflow-Modell und Sensitivitätsanalyse

Die **deskriptive Analyse** basiert auf einer Literatur- und Internetrecherche mit Einbeziehung relevanter Gesetzestexte und beschreibt die allgemeinen Merkmale der österreichischen und deutschen PV-Förderung in den Kapiteln 2.1, 2.2 und 2.3. Die Untersuchung beschränkt sich auf PV-Förderungen des Bundes. Förderungen der einzelnen Bundesländer in Österreich und Deutschland werden nicht untersucht, da dies den Rahmen der Untersuchung sprengen und eine Vergleichbarkeit erschweren würde.

Alle für das Arbeitsthema relevanten Unterschiede und Gemeinsamkeiten werden danach deskriptiv gegenübergestellt und analysiert (Kapitel 4.1).

Hierzu wird zunächst ein Kategorisierungsschema zur Einteilung der Förderungen (Kapitel 2.1) vorgestellt, dass im weiteren Verlauf der Arbeit, v.a. im Ergebnisteil (Kapitel 4.1), verwendet wird. Die Konzepte der Photovoltaikförderungen beider Länder werden gegenübergestellt, indem verglichen wird, wie die Förderungen aufgebaut sind und wo sie bei den Photovoltaikanlagen ansetzen (Kapitel 4.1).

In der darauffolgenden **Rentabilitätsanalyse** (Kapitel 4.2) wird die Auswirkung der Förderungen auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen für private Haushalte in Österreich und Deutschland in verschiedenen Anlage-Szenarien mit einem Cashflow-Modell und damit verbundenen Sensitivitätsanalysen untersucht. Als Maß für die Rentabilität wird der „interne Zinsfuß[125]“ (IZ) gewählt. Eine PV-Anlage ist danach rentabel, wenn der IZ positiv (> 0%) ist. Es wird kein Urteil darüber gefällt, ob die erreichte Rentabilität auch finanziell attraktiv für private PV-Investoren ist, da der Maßstab einer finanziell attraktiven Verzinsung, je nach Vorstellungen und Ausgangslage des jeweiligen Investors sehr variieren kann (s. Kapitel 4.2). Verglichen wird jedoch die relative Wirtschaftlichkeit zwischen untersuchten PV-Investitionen innerhalb desselben Landes und PV-Investitionen zwischen den Ländern. Eine Investition A ist dann rentabler als eine Investition B, wenn der IZ (A) > IZ (B) ist. In dem Modell konnten 20 wichtige Parameter berücksichtigt werden, die im weiteren Verlauf des Methodik-Teils vorgestellt wer-

[125] Der „*interne Zinsfuß r*“ zeigt die prozentuale Verzinsung des in einem Investitionsprojekt gebundenen Kapitals an. Die Methode des internen Zinsfußes gehört zu den dynamischen Verfahren der Investitionsrechnung, die Zahlungen die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, mithilfe von Aufzinsung (Askontierung) oder Abzinsung (Diskontierung), vergleichbar macht. Dabei gilt, dass die Rentabilität umso größer ist, je höher der interne Zinsfuß ausfällt [288].

den. Das Auswahlkriterium war ihre Wichtigkeit für die Rentabilität von geförderten PV-Anlagen in Österreich und Deutschland. Folgende Parameter werden verwendet (s. Tabelle 3.1; Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3):

Tabelle 3.1: Sowohl in Österreich, als auch in Deutschland verwendete Parameter für die Cashflow-Modellrechnung (eigene Darstellung).

Parameter	**Einheit**
Anlagengröße	kWp
Spezifischer Energieertrag pro Jahr	(kWh/kWp)/a
Geförderter Einspeisevergütungssatz	Ct/kWh
Opportunitätskostensatz für vermiedene Strombezugskosten aus Eigenverbrauch	Ct/kWh
Jährliche Stromertragsminderung	%
Spezifische Investitionskosten	Euro/kWp
Betriebskosten	in % der Investitionskosten
Eigenkapitalanteil	%
Fremdkapitalanteil	%
Höhe des Fremdkapitalzinses	%
Kreditrückzahlungslaufzeit	Jahre
Tilgungsfreie Anlaufzeit	Jahre
Vergütungslaufzeit	Jahre
Anlagennutzungsdauer	Jahre
Umsatzsteuer (USt) auf PV-Anlage und Betriebskosten	%

Tabelle 3.2: Ausschließlich in Österreich verwendete Modell-Parameter (eigene Darstellung).

Parameter	**Einheit**
Einspeisevergütungssatz nach Ablauf der 13-jährigen, geförderten Einspeisevergütung	Ct/kWh
Investitionszuschuss	Euro/kWp
Gesetzlich vorgeschrieben Abschreibungsdauer (Afa)	Jahre
USt-Schuld aus den Betriebskosten der Eigenverbrauchsmenge	Euro

Parameter	Einheit
USt-Schuld aus ertragssteuerlich auszuscheidenden Privatanteil der Afa	Euro

Tabelle 3.3: Ausschließlich in Deutschland verwendete Modellparameter (eigene Darstellung).

Parameter	Einheit
Strombezugspreis Haushalt (exkl. USt.) für Berechnung der Umsatzsteuerschuld auf eigenverbrauchten PV-Strom	Ct/kWh
Jährliche Stromertragsminderung durch 70% - Regelung im EEG	%

Im Rahmen des Modells werden PV-Anlagen mit gleichen Parametern in Szenarien zusammengefasst, um einen sinnvollen Vergleich zu ermöglichen. Innerhalb der Szenarien selbst werden Parameter im Rahmen von Sensitivitätsanalysen variiert, um ihren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit zu bestimmen [26]. Die Modellierung erfolgt mit dem Tabellenkalkulationsprogramm Microsoft-Excel 2010.

Im Folgenden werden zuerst die Grundlagen und Annahmen des Modells vorgestellt, sowie Begrifflichkeiten geklärt.

Allgemeine Grundlagen des Modells

Das Modell rechnet ohne Inflationsrate, da sich diese über einen PV-Nutzungszeitraum von bis zu 25 Jahren nicht oder nur hochspekulativ abschätzen lässt. Kosten und Erlöse würden auch ähnlich betroffen, so dass die Ergebnisse nicht wesentlich anders und weitere Differenzierungen ebenfalls spekulativ wären.

Einkommen- und/oder Gewerbesteuern werden in der Rechnung nicht berücksichtigt, da diese für jeden Einzelfall spezifisch anzusetzen wären. Umsatzsteuerlich relevante Regelungen werden jedoch beachtet.

Die Auszahlung für den Kauf der PV-Anlage und die Einzahlung für den Investitionszuschuss erfolgt zu Beginn der Cashflow-Kalkulation zum Zeitpunkt 0. Der Zeitpunkt 0 steht für den Beginn des Betriebsjahres 1. Alle anderen Ein- und Auszahlungen erfolgen nachschüssig, also am Ende des jeweiligen Jahres.

Für eine bessere Vergleichbarkeit werden konstante Solarstrom- Einnahmen und Betriebs-Ausgaben angesetzt.

Es wird davon ausgegangen, dass PV-Investoren nach der bestmöglichen Förderung suchen. In Österreich wird die Förderung der OeMAG (Einspeisevergütung und Investitionszuschuss) untersucht, da sichere Einnahmen durch die Einspeisevergütung in Kombination mit weniger Anschaffungskosten durch den Investiti-

onszuschuss, als bestmögliche Förderoption für Privathaushalte eingeschätzt wird. Die Möglichkeit der Förderung über den Investitionszuschuss des KLIEN-Fonds, wird aufgrund des Fehlens sicherer Einnahmen als weniger geeignet für Privathaushalte die eine PV-Anlage ohne Stromspeicher besitzen, eingestuft. Falls ein Stromspeicher vorhanden ist, könnte eine höhere Eigenverbrauchsquote jedoch zu einer besseren Rentabilität führen. Da in der vorliegenden Arbeit jedoch keine Stromspeicher untersucht werden und der Rahmen der Arbeit nicht gesprengt werden soll, wird diese Fördermöglichkeit nicht modelliert.

Modell- Annahmen mit Bezug zu Photovoltaikanlagen

Der ***spezifische Energieertrag pro Jahr*** von PV-Anlagen wird in Österreich mit 1.000 (kWh/kWp)/a angesetzt [92] und im größtenteils nördlicher gelegenen Deutschland mit 950 (kWh/kWp)/a [153].

Die ***Betriebskosten*** von PV-Anlagen variieren je nach Quelle zwischen 1% bis 2,5% der Investitionskosten für Deutschland [154], [155], [156] und 0,5% bis 2% für Österreich [92], [96]. Der Einfluss dieser Abweichungen auf die Wirtschaftlichkeit wird in dafür angesetzten Szenarien untersucht.

Mit der Alterung von Solarzellen über die PV-Anlagenlebensdauer sinkt deren Wirkungsgrad [157], was in der Wirtschaftlichkeitsrechnung mit einer ***jährlichen Energieertragsminderung durch Solarzellendegradation*** von 0,5% [156] angesetzt wird.

Der Förderzeitraum für eingespeisten PV-Strom beträgt in Österreich 13 Jahre. Das Modell geht davon aus, dass PV-Anlagen die in Österreich nach 13 Jahren keine Förderung mehr erhalten, weiterhin genutzt werden. Die ***Gesamtnutzungszeit*** entspricht einer durchschnittlichen PV-Anlagenlebensdauer von ***25 Jahren***.

In Deutschland endet nach Auslaufen der Förderung nach 20 Jahren die Nutzung der PV-Anlage aus den in Kapitel 2.3.4.1 genannten, wirtschaftlichen Gründen. Die ***Gesamtnutzungszeit*** beträgt somit in Deutschland ***20 Jahre,*** da der wirtschaftliche Betrieb von PV-Anlagen außerhalb der regulären Einspeisevergütung nur für PV-Anlagen über 30 kWp lohnenswert zu sein scheint und mit dem Weiterbetrieb ein erheblicher Mehraufwand verbunden ist.

Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PV- Anlage im Jahr 0 wird zur Vereinfachung der Modellrechnung als ***Bezugszeitpunkt für die Barwerte*** gewählt. Somit fällt der Zeitpunkt der Investitionsausgabe mit dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PV-Anlage zusammen, sodass die Investitionsausgabe nicht auf den Inbetriebnahme- Zeitpunkt aufgezinst werden muss.

Die ***PV-Anlagengröße*** wurde zudem als interessanter Parameter für eine Variation im Modell klassifiziert, da der mittlere Systempreis schlüsselfertig installierter

PV-Anlagen in der Regel mit steigender kWp-Leistung sinkt [93], [158], wodurch sich eine höhere interne Verzinsung bei gleicher Einspeisevergütung ergeben sollte. Zudem erhalten in Deutschland größere PV-Anlagen weniger Vergütung (vgl. Kapitel 2.3.1.3.2), was ebenfalls einen potentiellen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage hat. Um die PV-Anlage in einer für die Arbeit relevanten, haushaltsgerechten Größe zu halten, wird die erste PV-Anlagengröße mit ***5,1 kWp*** angesetzt, um die geforderte Mindestgröße für den Bezug einer Einspeisevergütung über die OeMAG einzuhalten (größer 5 kWp). Dieser Wert wird in etwa verdoppelt (***10,1 kWp***), um so die deutsche Vergütungshöhen-Grenze von 10 kWp zu überschreiten. Außerdem fällt über 10 kWp in jedem Fall die EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom an[126] (vgl. Kapitel 2.3.4.3), wodurch weniger Einnahmen generiert werden können. In der Modellrechnung werden die Kosten für den Kauf der PV-Anlagen mit dem ***mittleren Systempreis (netto)***[127] angesetzt Dieser liegt bei PV-Anlagen in der Größenordnung von 5 kWp bei ***1.621 Euro/kWp*** in Österreich [93] und ***1.650 Euro/kWp***[128] in Deutschland [159]. Für PV-Anlagen in der Größenordnung von 10 kWp, liegt er bei ***1.318 Euro/kWp*** in Österreich [160] und ***1.300 Euro/kWp*** [161] in Deutschland.

Für die gewählten PV-Anlagengrößen 5,1 kWp und 10,1 kWp werden ***Eigenverbrauchsquoten von maximal 30%*** in ***Österreich*** und ***Deutschland*** als realistisch angenommen, solange es sich um einfache PV-Anlagen ohne Batteriespeicher oder Energiemanagement handelt. Dass es schwierig ist, unter diesen Voraussetzungen höhere Eigenverbrauchsquoten zu erreichen, hat technische Hintergründe (s. Anhang 8.18, Kapitel 3, Technische Hintergründe für maximal mögliche Eigenverbrauchsquoten)

Bestimmung der vermiedenen Strombezugskosten (VS) für Österreich

In Kapitel 2.2.4 wurde erläutert, dass ein PV-Haushalt (HH) Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz in Höhe des variablen Strompreises durch selbst genutzten PV-Strom (Eigenverbrauch) einspart. Diese Einsparungen werden in der Modellrechnung als Einnahmen in Form von ***vermiedene Strombezugskosten (VS)*** bewertet. In der Modellrechnung wird ein durchschnittlicher variabler Strompreis über die PV-Anlagenlebensdauer von 25 Jahren angesetzt. Eine

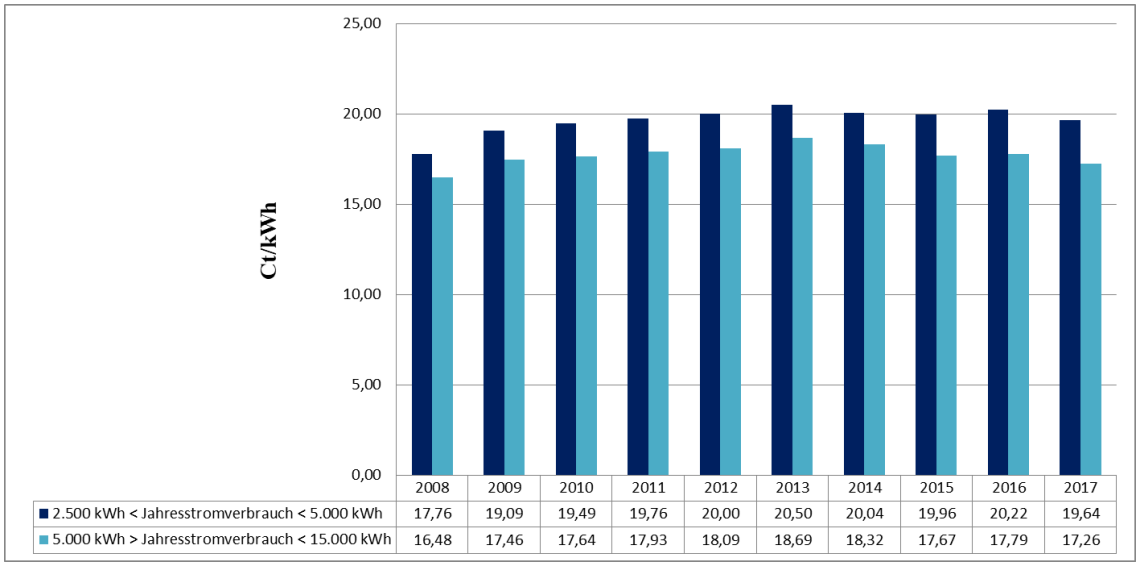
[126] Eigentlich gilt die Grenze für PV-Anlagen unter 10 kWp. Jedoch kann man sich auch von der EEG-Umlage befreien lassen, wenn die Anlagenleistung maximal 10 kWp und die eigenverbrauchten Strommenge maximal 10 MWh/Jahr beträgt [319].

[127] Hier handelt es sich um den Systempreis für schlüsselfertige Anlagen [93]. Beim Systempreis handelt es sich um den tatsächlichen Anlagenkomplettpreis, der neben den Modulkosten auch Kosten für Unterkonstruktion, Wechselrichter, Anschlusskästen, Verkabelung, Anschluss, Transport und Montage enthalten [29].

[128] In angegebener Quelle werden für eine 5 kWp- Anlage Gesamtkosten von 8.000 bis 8.500 Euro angegeben. Zur Bestimmung der spezifischen Investitionskosten pro kWp wurde der Mittelwert (8.250 Euro) genommen und rechnerisch durch die Anlagengröße von 5 kWp geteilt.

Strompreisprognose über diesen Zeitraum ist aufgrund vieler Einflussfaktoren sehr unsicher. Trotzdem wurde anhand der nachfolgenden Schritte versucht, einen sinnvollen Strompreis anzusetzen:

- Die Brutto- Haushaltsstrompreise über die letzten 10 Jahre wurden untersucht, um Tendenzen der zukünftigen Entwicklung abzuleiten. Es zeigte sich ein relativ stabiler Strompreis (s. Abbildung 3.1), der weder eine Tendenz für steigende, noch für fallende Strompreise andeutete.
- Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist der durchschnittliche Strompreis über 25 Jahre entscheidend. Eine Überprüfung des durchschnittlichen Strompreises über die 10 Jahre zeigte ebenfalls keine entscheidenden Abweichungen von den 2017 –Werten. Diese betrugen 19,64 Ct/kWh (2500 kWh bis 5000 kWh Jahresstromverbrauch) und 17,73 Ct/kWh (5000 kWh bis 15000 kWh Jahresstromverbrauch) (vgl. Abbildung 3.1). Im Gegensatz zu 2017 betrug die Abweichung nur 0,02% und 2,37% (s. PV Foerderung.xlsx, Blatt: K.3. Strompreis AT 2008 bis 2017).



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2.500 kWh < Jahresstromverbrauch < 5.000 kWh	17,76	19,09	19,49	19,76	20,00	20,50	20,04	19,96	20,22	19,64
5.000 kWh > Jahresstromverbrauch < 15.000 kWh	16,48	17,46	17,64	17,93	18,09	18,69	18,32	17,67	17,79	17,26

Abbildung 3.1: Durchschnittliche Brutto-Haushaltsstrompreise für unterschiedliche Jahresstromverbräuche in Österreich in den Zeiträumen vom 1. Juli bis 31. Dezember des jeweiligen Jahres (eigene Darstellung nach [162]).

Aus dieser Erkenntnis heraus wird vermutet, dass der Strompreis ab 2017 auch für die nächsten 25 Jahre relativ stabil bleiben wird. Abweichungen können jedoch nicht ausgeschlossen werden. Daher werden Szenarien für den Strompreis in der Modellrechnung angesetzt. Der durchschnittliche Strompreis über die nächsten 25 Jahre wird danach im Vergleich zum Basisjahr 2017: a) gleich hoch, b) um 10% höher und c) um 10% niedriger angesetzt.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde zur Berechnung des variablen Anteils im Strompreis (vgl. Kapitel 2.2.4) das Verhältnis zwischen fixen und variablen

Kosten in Stromtarifen unterschiedlicher Bundesländer und Anbieter untersucht (s. PV-Foerderung.xls, Blatt: K.3 AT Variable Kost. Stromtarif). Bei der Auswahl der Tarife mussten entsprechend regionsabhängige Unterschiede berücksichtigt werden (s. Anhang 8.18, Kapitel 3, Regionsabhängige Unterschiede bei Stromtarifen).

Um den variablen Strompreis richtig berechnen zu können, ist zudem der Jahresstromverbrauch eines Haushalts (HH) wichtig, da die Höhe des (Gesamt-) Strompreises von diesem abhängt. Für das Basisjahr 2017 wurde der veröffentlichte, durchschnittliche (Gesamt-) Strompreis der E-Control verwendet (s. Tabelle 3.4), da sich dieser auf beide Halbjahre bezieht und damit genauer ist[129], als der in Abbildung 3.1 gezeigte Wert der Eurostat.

Tabelle 3.4: Durchschnittliche Haushaltsstrom-Preise in Österreich für verschiedene Größenklassen von Jahresstromverbräuchen. Darstellung nach einer Veröffentlichung durch die E-Control (Darstellung in [163]).

Haushalte von 2.500 kWh/a bis 5.000 kWh/a				
Cent/kWh	2016		2017	
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr
Energiepreis	6,434	6,369	6,152	6,130
Netzpreis	5,766	6,005	5,905	6,074
Steuern und Abgaben	7,895	8,149	7,644	7,607
Gesamtpreis	**20,095**	**20,523**	**19,700**	**19,811**
Haushalte von 5.000 kWh/a bis 15.000 kWh/a				
Cent/kWh	2016		2017	
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr
Energiepreis	6,001	5,913	5,738	5,690
Netzpreis	5,040	5,243	5,119	5,252
Steuern und Abgaben	6,779	6,989	6,513	6,469
Gesamtpreis	**17,820**	**18,145**	**17,370**	**17,411**

Bei der Auswahl der Haushaltsgröße muss weiter berücksichtig werden, dass die maximal mögliche PV-Strom-Eigenverbrauchsquote[130] (im Folgenden: „*Eigenverbrauchsquote*“) umso größer ist, je höher der Jahresstromverbrauch im Verhältnis zur produzierten Strommenge der PV-Anlage ist [164] (s. Tabelle 3.5).

[129] Anmerkung: Bei Aufruf der Internetseite am 10. Oktober 2018 der Eurostat, wurden die Strompreise nur für Halbjahre angezeigt. In einer aktuelleren Version, am 31. Oktober 2018 wurden dann Ganzjahreswerte angezeigt. Da nun aber schon auch in Teilen der Wirtschaftlichkeitsrechnung mit den Werten der E-Control gerechnet wurde, werden die Werte der Eurostat nicht mehr geändert, bzw. für die Wirtschaftlichkeitsrechnung herangezogen. Die Differenz zwischen den mittleren Werten für 2017, der Eurostat und E-Control, liegt bei 19,64 Ct/kWh (Eurostat) und 19,76 Ct/kWh (E-Control) (= 0,6%), sowie bei 17,26 Ct/kWh (Eurostat) und 17,39 Ct/kWh (E-Control) (= 0,7%). Diese Differenz wird als unerheblich für die Wirtschaftlichkeitsrechnung im Rahmen der Masterarbeit erachtet.

[130] Die Eigenverbrauchsquote bezeichnet das Verhältnis von selbst verbrauchtem PV-Strom, zu insgesamt erzeugtem PV-Strom [100].

In Tabelle 3.5 wird für die gewählten PV-Anlagengrößen, der Zusammenhang eines steigenden Jahresstromverbrauchs des Haushaltes mit der möglichen Eigenverbrauchsquote bei gleichbleibender erzeugter PV-Strommenge[131], aufgezeigt. Die Tabellenwerte wurden mithilfe der Photovoltaik-Rechners des „*Bundesverbands Photovoltaic Austria*“ berechnet [132] [165].

Tabelle 3.5: Zusammenhang zwischen Haushalts-Jahresstromverbräuchen und durchschnittlichen PV-Strom-Eigenverbrauchsquoten bei den zu untersuchenden PV-Anlagengrößen in Österreich (eigene Darstellung nach [165][133]).

PV- Stromerzeugung: **5,1 kWp = 5.100 kWh/Jahr**		**PV-Stromerzeugung:** **10,1 kWp = 10.100 kWh/Jahr**	
Jahresstrom-verbrauch HH	Eigenverbrauchsquote	Jahresstrom-verbrauch HH	Eigenverbrauchsquote
1.205 kWh	10% (= 510 kWh/Jahr)	2.424 kWh	10% (= 1.010 kWh/Jahr)
2.828 kWh	20% (= 1.020 kWh/Jahr)	5.604 kWh	20% (= 2.020 kWh/Jahr)
4.775 kWh	30% (= 1.530 kWh/Jahr)	9.442 kWh	30% (= 3.030 kWh/Jahr)

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung in Kapitel 4.2 wird von den in Tabelle 3.5 maximal angegeben Jahresstrom-Verbrauchswerten ausgegangen. Das heißt bei einer PV-Anlage mit 10,1 kWp, wird bei der Betrachtung eines 30 prozentigen Eigenverbrauchs von einem gerundeten Jahresstromverbrauch des Haushaltes (JV-HH) von 9.400 kWh ausgegangen. Im nächsten Schritt wird überprüft, wie sich ein unterschiedlich hoher Eigenverbrauchsanteil auf die Interne Verzinsung auswirkt, wenn der Rest des Stroms über die Einspeisevergütung gefördert wird. Für die 5,1 kWp PV-Anlage wird der Einfachheit halber von der Hälfte des Jahresstromverbrauchs bei der 10,1 kWp PV-Anlage, also 4.700 kWh ausgegangen.

[131] Die Daten stellen lediglich eine Tendenz dar. Die tatsächliche Eigenverbrauchsquote in der Praxis hängt von wesentlich mehr Faktoren, wie beispielsweise der zeitlichen Schnittmenge von Erzeugung und Verbrauch, dem Verbraucherverhalten, dem Vorhandensein eines Batteriespeichers oder eines Lastmanagements, etc., ab. Batteriespeicher und Lastmanagement wurden nicht im Eigenverbrauchsrechner gewählt und für die spätere Wirtschaftlichkeitsrechnung beachtet, da dies den Rahmen der Arbeit überschreiten würde.

[132] Die Einstellung wurde dabei wie folgt gewählt: 5,1 kWp-PV-Anlage; 4 Personen; Verbrauchsprofil: etwa die Hälfte; PV-Neigung: 40 Grad; Süd; kein elektrisches Lastmanagement, keine nutzbare Akkukapazität; keine elektrische Warmwasseraufbereitung. Für 10,1 kWp PV-Anlage: 6 Personen, sonst gleich.

[133] Da 5,1 und 10,1 kWp nicht im Online- Rechner eingegeben werden können, wurde der Jahresstromverbrauch anteilig berechnet. Dies ist möglich, da bei gleicher Eigenverbrauchsquote, der Jahresstromverbrauch in etwa parallel zur PV-Anlagengröße steigt (Verdoppelung der PV-Anlagengröße = Verdoppelung des Jahresstromverbrauchs; geringe, aber nicht erhebliche Abweichungen sind manchmal gegeben (s. PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.3 J-Stromv., EQ, kWp-Größe) oder direkt im Online-Rechner).

Bezogen auf die Werte der Tabelle 3.4 folgt daraus, dass ein ***durchschnittlicher Strompreis für 2017*** (Mittelwert aus 1. und 2. Halbjahr) von ***19,756 Ct/kWh bei 4.700 kWh*** und von ***17,391 Ct/kWh bei 9.400 kWh*** anzusetzen ist. Die festgelegten Jahresstromverbräuche wurden im nächsten Schritt in einen von der E-Control, auf deren Internetseite bereitgestellten Tarifkalkulator [166] eingegebenen und für jedes Bundesland in Österreich zwei Tarife gewählt. Andere Eingabeoptionen wurden auf „nein" (bspw. „Einmalige Wechselrabatte miteinbeziehen") gesetzt oder blieben ausgeschaltet. Der Tarifkalkulator zeigt im Anschluss Tarife unterschiedlicher Anbieter an, die nach Tarifhöhe (Jahresgesamtpreis) geordnet sind. Bei der Verwendung des Tarifkalkulators wurden bestimmte Annahmen getroffen (s. Anhang 8.18, Kapitel 3, Annahmen im Zusammenhang mit dem „*E-Control-Tarifkalkulator*").

Der Tarifkalkulator zeigte Tarifhöhen nach ihrem Jahresgesamtpreisen an, die sich durch die angebotenen Stromtarife bzw. den Strompreisen, multipliziert mit der verbrauchten Strommenge, ergaben. Ausgewählt wurden schließlich Tarifhöhen, die ähnliche Jahresgesamtpreise aufwiesen, wie die Jahresgesamtpreise, die sich durch eine Multiplikation der Jahresstromverbräuche, mit den durch die E-Control bereitgestellten, durchschnittlichen Strompreisen (SP) des Jahres 2017 ergaben:

- 19,756 Ct/kWh (SP)* 4.700 kWh (JV-HH) /100 = 928,53 Euro
- 17,391 Ct/kWh (SP) * 9.400 kWh (JV-HH) /100 = 1.634,75 Euro

Mithilfe von Excel wurden die Tarife im Hinblick auf ihre fixen und variablen Preisanteile analysiert. Die Tarifkomponente „*Ökostromförderbeitrag*" musste noch anhand der Ökostromförderbeitragsverordnung in ihre einzelnen Komponenten („*Ökostromförderbeitrag Netznutzungsentgelt Arbeit - (n.g.L.)";* „*Ökostromförderbeitrag Netzverlustentgelt*"; *„Ökostromförderbeitrag Netznutzungsentgelt Leistung - (n.g.L.)")* aufgeteilt werden, da Teile den variablen und Teile den fixen Kosten zuzurechnen sind (vgl. Anhang 8.18, Kapitel 3, Fixer und variabler Strompreis). Die Auswertung der insgesamt 36 Tarife ergab einen ***durchschnittlichen Anteil der variablen Kosten*** in Höhe von:

- ***83,75%*** bei einem JV-HH von 4.700 kWh
- ***90,64%*** bei einem JV-HH von 9.400 kWh

Der ***durchschnittlich anzusetzende variable Strompreis*** (VSP) fällt daher folgendermaßen aus (gerundet auf 2 Nachkommastellen):

- 4.700 kWh (JV-HH): 19,756 Ct/kWh (SP)* 0,8375 = ***16,55 Ct/kWh (VSP)***
- 9.400 kWh (JV-HH): 17,191 Ct/kWh (SP)* 0,9064 = ***15,58 Ct/kWh (VSP)***

Aufgrund des ungewissen künftigen Strompreises werden folgende Szenarien mit den durchschnittlich anzusetzenden ***vermiedenen Strombezugskosten (VS)*** angesetzt:

4.700 kWh (JV-HH)

16,55 Ct/kWh (VS Basis)

18,21 Ct/kWh (VS + 10% zu Basis)

14,90 Ct/kWh (VS - 10% zu Basis)

9.400 kWh (JV-HH)

15,58 Ct/kWh (VS Basis)

17,14 Ct/kWh (VS +10% zu Basis)

14,02 Ct/kWh (VS -10% zu Basis)

Bestimmung der vermiedenen Strombezugskosten (VS) für Deutschland

Die deutschen Stromtarife, die für die Bestimmung des prozentualen Anteils der variablen Kosten untersucht wurden, weisen bereits die für den Haushalt geltende Aufteilung in fixe und variable Kostenbestandteile auf. Um möglichst nah an einen Mittelwert für die Aufteilung der fixen und variablen Kostenbestandteile heranzukommen, wurden nach demselben Verfahren wie zuvor für Österreich, zwei Tarife pro Bundesland über das Vergleichsportal „*Check24.de*“ untersucht (insgesamt 32 Tarife). Der technische Zusammenhang zwischen Jahresstromverbräuchen von Haushalten und durchschnittlichen Eigenverbrauchsquoten bei den zu untersuchenden PV-Anlagengrößen wurde zuvor bereits erläutert (vgl. Tabelle 3.5). Entsprechend wurde von gleichen JV-HH von 9.400 kWh und 4.700 kWh, bei den PV-Anlagengrößen von 10,1 kWp und 5,1 kWp, ausgegangen.

Für die deutsche Tarifauswahl wurden die gleichen Einstellungen und Annahmen getroffen, wie bereits für Österreich (s. Anhang 8.18, Kapitel 3, Annahmen im Zusammenhang mit dem Tarifkalkulator „*Check24.de*“).

Die anzusetzenden Strompreise für die Jahresstromverbräuche können aus der untenstehenden Abbildung 3.2 für das Jahr 2017 entnommen werden und betragen:

- 30,48 Ct/kWh (SP) für 4.700 kWh (JV-HH)
- 28,75 Ct/kWh (SP) für 9.400 kWh (JV-HH)

Die durchschnittlichen Stromkosten, die im Vergleichsportal entsprechend für die Tarife angesetzt wurden, betrugen:

- 30,48 (Ct/kWh) (SP) * 4.700 (kWh/Jahr) (JV-HH) /100
  = 1.432,56 Euro/ Jahr
- 28,75 (Ct/kWh) (SP) * 9.400 (kWh/Jahr) (JV-HH) /100
  = 2.705,50 Euro/Jahr

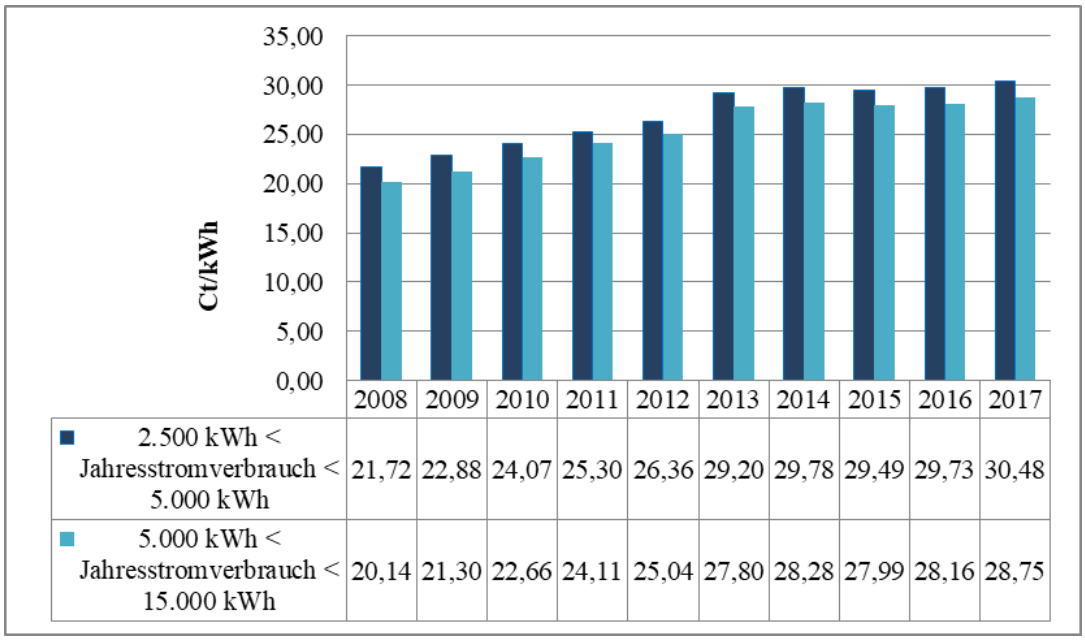
Durch die Auswertung der insgesamt 64 Tarife (s. PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.3 DE Variable Kost. Stromtarif) wurde folgender ***durchschnittlichen Anteile der variablen Kosten*** ermittelt:

- ***91,76%*** bei einem JV-HH von 4.700 kWh
- ***94,71%*** bei einem JV-HH von 9.400 kWh.

Die ***durchschnittlich anzusetzenden variablen Strompreise*** fallen aufgrund dessen folgendermaßen aus (gerundet auf 2 Nachkommastellen):

- 4.700 kWh (JV-HH): 30,48 (Ct/kWh) (SP) * 0,9176
  = ***27,97 Ct/kWh (VSP)***
- 9.400 kWh (JV-HH): 28,75 (Ct/kWh) (SP) * 0,9471
  = ***27,23 Ct/kWh (VSP)***

In Deutschland stieg der Strompreis in den Jahren 2008 bis 2017 tendenziell an vgl. Abbildung 3.2).



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2.500 kWh < Jahresstromverbrauch < 5.000 kWh	21,72	22,88	24,07	25,30	26,36	29,20	29,78	29,49	29,73	30,48
5.000 kWh < Jahresstromverbrauch < 15.000 kWh	20,14	21,30	22,66	24,11	25,04	27,80	28,28	27,99	28,16	28,75

Abbildung 3.2: Durchschnittliche Brutto-Haushaltsstrompreise für unterschiedliche Jahresstromverbräuche der letzten 10 Jahre von 2008 bis 2017 (eigene Darstellung nach [167]).

Betrachtet man den Mittelwert des Strompreises über den Gesamtzeitraum der beiden Jahresstromverbräuche, so liegt dieser für die geringeren Jahresstromverbräuche bei 26,90 Ct/kWh und bei den höheren bei 25,42 Ct/kWh. Die Abwei-

chung ergibt zu den Werten im Jahr 2017 bei beiden Jahresstromverbräuchen eine Abweichung von ca. -13% (s. PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.3 Strompreis DE 2008 bis 2017). Dabei fällt auf, dass der jährliche Anstieg des Strompreises, die ersten 6 Jahre bis 2013, jeweils mit mehr als 1 Ct/kWh relativ stark ausfiel, während danach die jährliche Preissteigerung bis 2017 nur ca. 0,25 Ct/kWh betrug.

Auch in Deutschland wird eine Strompreisprognose über Jahrzehnte als schwierig erachtet. Entsprechend werden auch hier in der Wirtschaftlichkeitsrechnung folgende Szenarien in Bezug auf den durchschnittlichen Strompreis ab 2017, über die nächsten 20 Jahre angesetzt:

- der Strompreis bleibt weiterhin stabil (Basispreis)
- der Strompreis liegt im Mittel 10 % höher
- der Strompreis liegt im Mittel 10 % niedriger

Die oben angesetzten, durchschnittlichen variablen Strompreise werden somit mit folgenden ***vermiedene Strombezugskosten (VS)*** in der Wirtschaftlichkeitsrechnung angesetzt:

4.700 kWh (JV-HH)

27,97 Ct/kWh (VS Basis)

30,77 Ct/kWh (VS +10% zu Basis)

25,17 Ct/kWh (VS -10% zu Basis)

9.400 kWh (JV-HH)

27,23 Ct/kWh (VS Basis)

29,95 Ct/kWh (VS +10% zu Basis)

24,51 Ct/kWh (VS -10% zu Basis)

Da ein PV-Anlagenbetreiber den Bruttopreis für bezogenen Strom bezahlen müsste, wird dieser auch brutto in der Wirtschaftlichkeitsrechnung angesetzt.

Zur ***Berechnung der Umsatzsteuer für den eigenverbrauchten Strom*** muss der Nettopreis angesetzt werden (vgl. Kapitel 2.3.3.2.1). Die Bemessungsgrundlage der USt pro kWh (vgl. Kapitel 2.3.3.2.1, b)) kann als Nettopreis aus den in Abbildung 3.2 genannten Brutto-Strompreisen 2017 für die unterschiedlichen Jahresstromverbräuche berechnet werden:

4700 kWh (JV-HH)

30,48 Ct/kWh (SP brutto) / 119 *100

= 25,61 Ct/kWh (SP netto/ Bemessungsgrundlage für USt pro kWh)

9400 kWh (JV-HH)

28,75 Ct/kWh (SP brutto) /119 *100

= 24,16 Ct/kWh (SP netto/ Bemessungsgrundlage für USt pro kWh)

Da sich die Preise aus dem Strombezugspreis des PV-Anlagenbetreibers berechnen, wird auch hier eine Variation um jeweils +/- 10% in der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Kapitel 4.2 durchgeführt. Somit betragen die Werte, die als ***Bemessungsgrundlage für die abzuführende Umsatzsteuer*** angesetzt werden:

4.700 kWh (JV-HH)

25,61 Ct/kWh (Basis)

28,17 Ct/kWh (+10% zu Basis)

23,05 Ct/kWh (-10% zu Basis)

9.400 kWh (JV-HH)

24,16 Ct/kWh (Basis)

26,58 Ct/kWh (+10% zu Basis)

21,74 Ct/kWh (-10% zu Basis)

Im letzten Schritt werden die Werte in der Modellrechnung mit den jeweiligen Eigenverbrauchsmengen multipliziert, um die Umsatzsteuerabgabe zu berechnen.

Zusammenfassung: Bestimmung der vermiedenen Strombezugskosten (VS und der Eigenverbrauchquoten (EQn)

Da die *Überschusseinspeisung*[134] von PV-Strom die Rentabilität einer PV-Anlage positiv beeinflussen kann [168], wird diese Einspeiseform im Modell mit selbst genutzten Anteilen der PV-Stromproduktion (Eigenverbrauchsquoten (EQn)) in Höhe von ***0% („Volleinspeisung"), 10%, 20%*** und ***30%,*** untersucht. Der selbst verbrauchte Anteil des selbst erzeugten PV-Stroms nach EQ, muss nicht mehr durch das öffentliche Netz bezogen werden. Die dadurch eingesparten Stromkosten werden als ***vermiedene Strombezugskosten (VS)*** angesetzt. Deren Höhe wird

[134] Wird der gesamte von der PV-Anlage produzierte Strom in das öffentliche Netz eingespeist, spricht man von einer „*Volleinspeisung"*. Der PV-Anlagenbetreiber wird in diesem Zusammenhang auch als „*Volleinspeiser*" bezeichnet. Wird ein Teil des produzierten Stroms selbst genutzt und der nicht genutzte Anteil in das öffentliche Stromnetz eingespeist, spricht man von einer „*Überschusseinspeisung*". Der PV-Anlagenbetreiber wird in diesem Zusammenhang auch als „*Überschusseinspeiser*" bezeichnet (vgl. auch Anhang, Kapitel 2.2.3. Volleinspeisung, Überschusseinspeisung, Inselbetrieb, und [100], [91]).

auf Grundlage der variablen Komponenten des Strompreises bestimmt, die aufgrund der zuvor beschriebenen Berechnungen mit folgenden Basiswerten angesetzt werden:

Österreich

- ***16,55 Ct/kWh (JV-HH: 4.700 kWh)***
- ***15,58 Ct/kWh (JV-HH: 9.400 kWh)***

Deutschland

- ***27,97 Ct/kWh (JV-HH: 4.700 kWh)***
- ***27,23 Ct/kWh (JV-HH: 9.400 kWh).***

Eine Variation dieser Basiswerte um +10% und -10% wird zudem durch eine Sensitivitätsanalyse untersucht, da eine Änderung der Strompreise über die lange PV-Stromerzeugungszeit von 20 bis 25 Jahren sehr wahrscheinlich ist. Diese werden als „*Vermiedene Strombezugskosten (VS) Basis*“ VS + *10% zu Basis*“, und „*VS - 10% zu Basis*“ bezeichnet. Diese Variation wird ebenso in Deutschland, für die als ***Bemessungsgrundlage (exkl. USt.) für Berechnung der Umsatzsteuerschuld auf eigenverbrauchte Strommengen*** angesetzten Werte, angewandt. Sie betragen als Basiswerte:

Deutschland

- ***25,61 Ct/kWh (Haushaltsgröße: 4.700 kWh)***
- ***24,16 Ct/kWh (Haushaltsgröße: 9.400 kWh).***

PV-Einnahmen nach Ablauf des Einspeisevergütungszeitraums in Österreich

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird der in Österreich von der „*Abwicklungsstelle für Ökostrom*“ (OeMAG) gezahlte Vergütungssatz zu Grunde gelegt, da der Tarif einfach gestaltet ist (in Ct pro eingespeister kWh Strom) und eine Abnahmeverpflichtung für den Strom besteht, wodurch eventuelle auftretende Einspeisebeschränkungen (bei anderen Tarifen möglich) nicht miteingerechnet werden müssen. Von einer Verwendung von Tarifen der sonstigen Versorgungsunternehmen wird abgesehen, da diese aufgrund diverser Sonderkonditionen tariflich sehr heterogen sind (bspw. zusätzliche Grundgebühr, Staffelung nach PV-Anlagengröße oder lediglich Strombezug bei Bedarf, etc.) [169] und dadurch eine wirtschaftliche Bewertung erheblich erschwert wird. Um eine gewisse Stabilität des Vergütungssatzes zu simulieren, wird für Anlagenbetreiber der durchschnittlich gezahlte Vergütungssatz der OeMAG seit dem 1.Quartal 2011 bis zum 4. Quartal 2017 (s. Abbildung 3.3) herangezogen. Der Quartalssatz berechnet sich nach der Höhe der Quartalssätze des Großhandelspreises elektrischer Grundlastenergie abzüglich aliquoter Ausgleichsenergieaufwendungen im jeweiligen Jahr [81], [170], [171]. Wie zuvor bei den Strompreisen auch, ist auch hier nicht vo-

rauszusehen wie hoch der Großhandelspreis und die aliquoten Ausgleichsenergieaufwendungen zwischen dem 13. und 25. Anlagenlebensjahr durchschnittlich sein werden. Von einer Variation der Werte um +10% und -10% vom Durchschnittswert wird aus Gründen der Einfachheit aber hier abgesehen. Nach eigenen Berechnungen (s. Anhang 8.18, Kapitel 3, Bestimmung der durchschnittlichen O-eMAG- Vergütungshöhe nach Marktpreis in AT, Tabelle 8.13 und PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.3 AT OeMAG_Vergütung), lag der durchschnittliche Vergütungssatz von 2011 bis 2017 bei ***3,8 Ct/kWh*** (vgl. Abbildung 3.3).

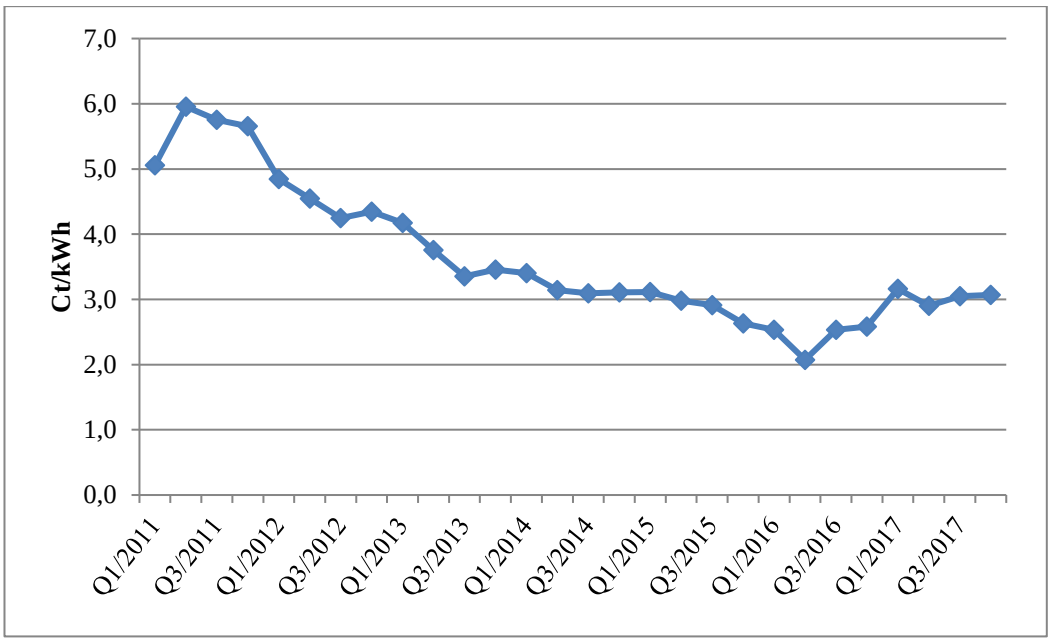


Abbildung 3.3: Entwicklung des Großhandelspreises elektrischer Grundlastenergie seit 2011 (eigene Darstellung nach [172]).

Der ***Vergütungssatz nach Ablauf der geförderten Einspeisevergütung*** ist mit ***3,8 Ct/kWh*** eher niedrig. Daher erscheint es plausibel, dass sich PV-Anlagenbetreiber für den verbleibenden Einspeisezeitraum dafür entscheiden, Strom aus ihrer PV-Anlage selbst zu verbrauchen, um die Strombezugsbezugskosten zu vermeiden (VS), die ansonsten für den Stromkauf aus dem öffentlichen Netz anfallen würden. Die PV-Anlage wechselt somit, unabhängig von der im Vergütungszeitraum angesetzten EQ[135], nach Ablauf der Einspeisevergütung in die ***Überschusseinspeisung (70%)***, mit einer entsprechenden ***Eigenverbrauchsquote (EQ)*** an selbst genutztem Strom von ***30%***. Die EQ wird mit 30% angesetzt, da die Einnahmen des PV-Investors damit maximiert werden (s. Kapitel 4.2) und dieser Wert ohne Batteriespeicher oder sonstige Energiemanagementsysteme schwierig zu überschreiten ist (s. Anhang 8.18, Kapitel 3, Technische Hintergründe für maximal mögliche Eigenverbrauchsquoten).

[135] (0%, 10%, 20% oder 30%)

Auswirkung von steuerrechtlichen Regelungen auf die Einnahmen in Österreich

Einspeisung und Verkauf des produzierten PV-Stroms begründet eine unternehmerische Tätigkeit, die in **Österreich** beim Kauf einer PV-Anlage dazu berechtigen, die gezahlte Umsatzsteuer (USt) auf die PV-Anlage als Vorsteuer (VSt) zurückzufordern. Bei Überschusseinspeisung stuft der Gesetzgeber die selbst genutzte Strommenge als privat genutzten Anteil ein. Die PV-Anlage produziert somit anteilig Strom, der nicht der unternehmerischen Tätigkeit dient. Anhand eines in Kapitel 2.2.3.1 erläuterten, gesetzlichen Verfahrens muss auf diese Strommenge eine Umsatzsteuer errechnet und abgeführt werden. In die Modellrechnung wird dieser Anteil als ***„USt-Schuld aus ertragssteuerlich auszuscheidendem Privatanteil der Afa“*** und ***„USt-Schuld aus den Betriebskosten der Eigenverbrauchsmenge“*** miteingerechnet (vgl. Kapitel 2.2.3.1). Die steuergesetzlich vorgeschriebene Absetzung für Abnutzung[136] (Afa) von 20 Jahren wird dafür in der Modellrechnung angesetzt, um zunächst die USt.- Schuld aus dem ertragssteuerlich auszuscheidenden Teil der AfA zu bestimmen. Im nächsten Schritt wird die USt-Schuld der anzusetzenden Betriebskosten berechnet, um dann beide Werte in der Modellrechnung als Kosten anzusetzen.

Auswirkung EEG-Umlage auf die PV- Eigenverbrauchseinnahmen in Deutschland

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird davon ausgegangen, dass es sich um einen PV-Anlagenbetreiber handelt, der die deutschen Voraussetzungen für Eigenverbrauch erfüllt (vgl. Definition Eigenverbrauch, Kapitel 2.3.4.3) und damit entweder keine EEG-Umlage bezahlt (5,1 kWp PV-Anlagen), oder nur eine beschränkte EEG-Umlage[137] in Höhe von 40% auf die selbstverbrauchten Strommengen abführt (10,1 kWp PV-Anlagen). In der Modellrechnung schmälert die EEG-Umlage bei den größeren PV-Anlagenleistungen den Gewinn um ***2,75 Ct/kWh***[138] (6,88 Ct/kWh (EEG-Umlage) * 0,4).

[136] Umgangssprachlich auch: „*Abschreibung*“

[137] Eine EEG-Umlagepflicht für Strommengen gilt grundsätzlich für zwei Fälle: 1. Es handelt sich um eine Stromlieferung, bei der ein Elektrizitätsunternehmen oder ein Stromlieferant, Strom an den Stromverbraucher liefert. Das Elektrizitätsunternehmen muss dabei keine juristische Person im Sinne eines Unternehmens sein, sondern kann auch durch Verkauf von Strom von einer natürlichen Person an eine andere natürliche Person erfolgen: Überlässt ein Vermieter mit PV-Anlage seinem Mieter den erzeugten Strom, gilt der Vermieter bereits als Elektrizitätsunternehmen. 2. Es handelt sich um einen Stromverbrauch ohne Lieferung eines Elektrizitätsunternehmens, wie es beispielsweise bei der Eigenversorgung der Fall ist [276].

[138] Wert wurde auf 2 Nachkommastellen gerundet.

Auswirkung der Wirkleistungseinschränkung der PV-Anlage auf 70% in Deutschland

In Deutschland muss beachtet werden, dass PV-Anlagen unter 30 kWp die Option haben, eine Fernsteuereinrichtung einzurichten, oder die ***maximale Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage auf 70% der installierten Leistung zu beschränken*** (§ 9 EEG). Für die Berechnung wird die 70%-Regelung gewählt, da diese Variante für die zu untersuchenden PV-Anlagengrößen wirtschaftlich attraktiver ist [173]. Ertragsverluste, die sich durch die Begrenzung im oberen Leistungsbereich einer PV-Anlage ergeben, sind abhängig von der Ausrichtung der PV-Anlage, dem Anlagenstandort und dem Wechselrichter [173]. Bei optimal ausgerichteten PV-Anlagen in der Größenordnung von 5 kWp liegen die Ertragsverluste durch eine Einspeisebeschränkung auf 70% der installierten Leistung bei < 5% und bei 10 kWp-Anlagen bei < 4%, während sie bei nicht optimal ausgerichteten PV-Anlagen noch niedriger sind [173]. Entsprechend werden in der Modellrechnung vom ursprünglichen Stromertrag ***4%*** für die 5,1 kWp PV-Anlagen und ***3%*** für die 10,1 kWp PV-Anlagen abgezogen.

Eigenfinanzierung vs. Fremdfinanzierung der PV-Anlageninvestition

Des Weiteren wird der ***Einfluss von Fremdfinanzierung*** auf die Rentabilität untersucht. Entsprechend wird in den Szenarien zwischen ***100%- Eigenfinanzierung*** und anteiliger Fremdfinanzierung unterschieden. Das Kapital-Verhältnis bei ***anteiliger Fremdfinanzierung*** wird mit ***20% eingesetztem Eigenkapital (EK)*** und ***80% Fremdkapital (FK)*** angesetzt. Dieses Verhältnis wird nach Sichtung mehrerer Quellen als üblich für den erneuerbaren Energien Sektor angenommen [26], [154], [155]. Die Rentabilität wird durch die anfallenden Fremdkapitalzinsen, die eine Kreditaufnahme zur Finanzierung der PV-Anlage verursacht, beeinflusst, was entsprechend im Modell miteingerechnet werden muss [26]. Die Höhe der Fremdkapitalzinsen wird durch die Höhe des Effektiv-Zinssatzes[139] des aufzunehmenden Bankkredits bestimmt. Deren Höhe hängt wiederum von vielen unterschiedlichen Faktoren[140] ab [174], durch die eine Einschätzung des tatsächlichen Effektiv-Zinssatzes erschwert wird. Für Deutschland geht das *„Fraunhofer- Institut für Solare Energiesysteme ISE*“ davon aus, dass die ***KfW-Förderkreditzinsen*** für PV-Anlagen im Jahr 2018 mit 3,5% angesetzt werden können, da aufgrund der derzeitig extrem niedrigen Zinsen ein zukünftiger Zinsanstieg zu erwarten ist

[139] Der Effektiv-Zinssatz beinhaltet auch Nebenkosten, wie beispielsweise Bearbeitungsgebühr, Bereitstellungsprovision, Überziehungsprovision, Kontoabschluss-Gebühr, Barausgaben, etc. [174].

[140] Neben den in Fußnote 139 genannten Nebenkosten, wird der Zinssatz selbst noch durch folgende Faktoren bestimmt: Das allgemeine Zinsniveau, die Bonität des Kreditnehmers, die Kredit-Laufzeit, die Risiko- Einschätzung des zu finanzierenden Projekts, Sicherheiten, der Zeitpunkt der Ratenzahlung und Art und Zeitpunkt der Zinsverrechnung [174].

[154]. Da die Zinsen der aktuellen Förderkredit-Konditionen (Stichtag:17.07.2018) bereits ab dem 13.09.2017 gültig waren [175], wird der daraus bestimmte Wert von ***3,5%*** für das Jahr 2017 in die Modellrechnung für 5,1 kWp und 10,1 kWp PV-Anlagen übernommen. Laufzeitvarianten des Kredits betragen zwischen 5 und 20 Jahren. Es wird eine ***mittlere Kreditzeit von 10 Jahren*** in Anspruch genommen. Für diese Kreditlaufzeit besteht eine garantierte ***Option von 2 tilgungsfreien Anlaufjahren***. In der Modellrechnung wird die Rentabilität anhand der Höhe des durchschnittlichen Internen Zinsfußes (IZ) über alle Szenarien, jeweils für 5,1 kWp und 10,1 kWp PV-Anlagen, ***bei Inanspruchnahmen von tilgungsfreien Jahren und bei sofortiger Rückzahlung des Kredits*** überprüft. Falls der durchschnittliche IZ in einer der beiden Optionen höher ist, wird diese Option für die Modellrechnung übernommen. Die ***Tilgung des Kredits*** erfolgt jährlich mithilfe der Einzahlungsüberschüsse im jeweiligen Jahr, durch gleich hohe Beträge. Die ***Kreditzinsen*** beziehen sich der Einfachheit halber auf den jeweiligen Restbetrag.

In ***Österreich*** wurden die Kreditzinsen über einen Online-Vergleichsrechner[141] bestimmt. Der Wert für 2018 wird in der Modellrechnung angesetzt, da sich die durchschnittlich vergebenen Konsumentenkredite für Neukunden im Jahr 2017 und 2018 in einer ähnlichen Höhe bewegten (Konsumentenkredite im Jahr 2017 zwischen 6,32 % und 7,05% und 2018 (Januar bis Juli) zwischen 6,87% und 7,59%) [176]. Bei einem Fremdkapitalanteil von 80% entspricht der Kreditbetrag für eine 5,1 kWp PV-Anlage, die eine Einspeisevergütung in Verbindung mit einem Investitionszuschuss in Anspruch nimmt 5.084 Euro ((8.267,10 €[142]– (375 €/kWp[143] * 5,1 kWp))* 0,8). Bei einer maximal möglichen Eingabedauer von 10 Jahren betragen die effektiven Jahreszinsen je nach Bank um die 3,07% (Santander Consumer Bank) und ab 4,5% bis 9,5% (BAWAG PSK)[144] [177]. Da Kredite für PV-Anlagen aufgrund der fixen Einspeisevergütung für die Banken eine relativ sichere Investition darstellen, wird davon ausgegangen, dass sich dies positiv auf den Zinssatz auswirkt und daher ein geringerer ***Zinssatz von 4%*** angesetzt. Für die Kreditfinanzierung einer 10,1 kWp-Anlage, wurde der gleiche Kreditvergleichsrechner wie für die Berechnung des Kreditbetrags der 5,1 kWp PV-Anlage herangezogen. Die Eingabe des notwendigen Betrags von 7.619,44 € ergab die gleichen Ergebnisse[145]. Auch hier schwankte der effektive Jahreszins von 3,07%

[141] Online- Vergleichsrechner auf: www.kreditoesterreich.at
[142] Oben genannter ***mittlerer Systempreis PV-Anlage 1.621 € AT*** * 5,1 kWp
[143] Investitionszuschuss der OeMAG
[144] Ein zur Sicherheit durchgeführter Vergleich mit einem anderen Online- Vergleichsrechner kam zu ähnlichen Werten (Minimum 3,03% bis Maximum 10,2%).
[145] Zur Sicherheit wurde die Kreditanfrage noch bei einem weiteren Vergleichsportal (durchblicker.at [317]) durchgeführt, was zu ähnlichen Ergebnissen führte. Auch hier schwankte der effek-

bis 9,5% [178], sodass der gleiche Wert von 4% als effektiver Jahreszins angesetzt wird. Im Gegensatz zu Deutschland besteht in Österreich keine garantierte Option für einen Tilgungsaufschub des Kredits von bis zu 2 Jahren. Ob ein Tilgungsaufschub gewährt werden kann, hängt von den Konditionen der jeweiligen Bank ab und von der Kreditwürdigkeit des Kreditnehmers. Nichtsdestotrotz wird der durchschnittliche IZ bei Tilgungsaufschub mit dem durchschnittlichen IZ bei sofortiger Rückzahlung, über alle Szenarien für 5,1 kWp und 10,1 kWp PV-Anlagen, verglichen. Sollte der durchschnittliche IZ bei 2 Jahren Tilgungsaufschub deutlich besser ausfallen, wird die Möglichkeit, einen solchen zu bekommen, im Modell berücksichtigt. Ansonsten wird die sofortige Rückzahlung des Kredits in gleichen Beträgen über 10 Jahre modelliert. Die ***Tilgung des Kredits*** erfolgt jährlich mithilfe der Einzahlungsüberschüsse im jeweiligen Jahr. Die ***Kreditzinsen*** beziehen sich der Einfachheit halber auf den jeweiligen Restbetrag.

Szenarien

Die Modellrechnung enthält unterschiedliche Szenarien, die sich durch die verwendete ***PV-Anlagengröße*** und/oder ***Finanzierungsquelle*** und/oder ***Art der Einspeisung*** unterscheiden (s. Tabelle 3.6):

Tabelle 3.6: Überblick über Szenarien für die Modellrechnung, unterteilt nach PV-Anlagengröße in kWp und Art der Finanzierung (eigene Darstellung).

	Eigenfinanzierung (100% EK)	**Mischfinanzierung** (80% FK / 20% EK)
5,1 kWp	Szenario 1a	Szenario 1b
10,1 kWp	Szenario 2a	Szenario 2b

Innerhalb der einzelnen Szenarien (1a, 1b, 2a, 2b), werden die oben eingeführten Parameter variiert und ihr Einfluss auf die Rentabilität untersucht:

a) ***Anteil des eigenverbrauchten Photovoltaik-Stroms (Eigenverbrauchsquote (EQ))***
   0%, 10%, 20% und 30%
b) ***Betriebskosten (BK)-Anteil***
   Da dieser je nach Quelle sehr schwankt, wird sowohl ein niedriger Anteil von 0,5% (AT) / 1,0% (DE) untersucht, als auch ein hoher Anteil von 2% (AT) / 2,5% (DE)

tive Jahreszins zwischen 3,03% bis 8,27% (Kreditbetrag bedingt durch die Suchmaske: 8.000 Euro) [317].

c) ***Vermiedene Strombezugskosten (VS)***
Basiswert, Basiswert +10%, Basiswert -10%

Die Masterarbeit beschränkt sich auf Förderinstrumente auf Bundesebene, da etliche Bundesländer Österreichs und Deutschlands eigene Förderungen für die Photovoltaik anbieten. Die Einbeziehung dieser Instrumente würde zum einen das Ausmaß dieser Masterarbeit überschreiten und zum anderen, aufgrund der hohen Anzahl von unterschiedlichen Parametern, keine wirklichen Ansatzpunkte für einen sinnvollen Vergleich zwischen Österreich und Deutschland liefern.

4 Vergleichende Analyse österreichischer und deutscher Photovoltaik-Förderung

In diesem Kapitel werden die österreichischen und deutschen Angebote zur Photovoltaik Förderung sowohl qualitativ, durch einen deskriptiven Vergleich, als auch quantitativ, durch eine Wirtschaftlichkeitsanalyse, gegenübergestellt.

4.1 Qualitative Analyse durch deskriptiven Vergleich österreichischer und deutscher Photovoltaik- Förderung

Dieses Kapitel soll mithilfe eines deskriptiven Vergleichs die Förderinstrumente der Photovoltaik im Jahr 2017 in Österreich und Deutschland anhand der zuvor erhobenen Daten, Information und vergleichbaren Parametern, beschreiben und analysieren, um so die erste Forschungsfrage:

„Welche Unterschiede und Gemeinsamkeiten gibt es in der deutschen und österreichischen PV-Förderung“?

zu beantworten.

Ein großer Unterschied liegt in der Förderung durch Investitionszuschüsse. In *Österreich* existieren auf Bundesebene insgesamt 4 Förderprogramme, die Investitionszuschüsse für Aufdachanlagen, freistehende, und gebäudeintegrierte Anlagen und PV-Anlagen in Insellage vergeben. Zusätzlich bietet ein fünftes Förderprogramm für Aufdachanlagen und fassadenintegrierte Anlagen einen Investitionszuschuss in Kombination mit einer Einspeisevergütung an (vgl. Kapitel 2.2.1). Förderungsberechtigt sind je nach Förderprogramm unterschiedliche Zielgruppen und deren PV-Anlagen, wobei die Förderung sich entweder auf bestimmte kWp-Größenklassen beschränkt, oder an eine bestimmte Investitionshöhe der PV-Anlage gekoppelt ist. So können beispielsweise Privatpersonen, Betriebe, Vereine und Klima- und Energiemodellregionen angehörende Gemeinschaften, mit PV-Anlagengrößenklassen zwischen > 0 kWp bis 5 kWp, 5 kWp bis 50 kWp und 5 kWp bis 150 kWp, eine Förderung erhalten (vgl. Kapitel 2.2.1). Die in Österreich angebotenen Investitionszuschüsse senken die hohen Anschaffungskosten von PV-Anlagen und steigern damit den Anreiz zum Kauf.

In *Deutschland* werden hingegen keine mit Österreich vergleichbaren Investitionsförderprogramme angeboten, die direkt den Preis der PV-Anlage für Investoren durch Investitionszuschüsse senken. Um den Kauf der PV-Anlage zu erleichtern, wird stattdessen ein zinsgünstiger Förderkredit für die Aufdach-, Fassaden- oder Freiflächenanlage über die KfW-Bank angeboten, solange ein Anteil erzeugten PV-Stroms eingespeist wird. Dem Kreditnehmer wird dabei die Möglichkeit eingeräumt, tilgungsfreie Anlaufjahre für die Kreditrückzahlung in Anspruch zu

nehmen (vgl. Kapitel 2.3.2.1). Die Anzahl der tilgungsfreien Anlaufjahre hängt dabei von der Dauer des Kredits ab und schwankt zwischen 1 Jahr, bei einer Kreditlaufzeit von 5 Jahren, bis zu maximal 3 Jahren bei einer Kreditlaufzeit von 20 Jahren (vgl. Kapitel 2.3.2.1, Tabelle 2.18). Auch diese Förderung lässt sich mit einer garantierten Stromabnahme und einer gesicherten Einspeisevergütung kombinieren. Ein zinsgünstiger Kredit kann ebenfalls einen Anreiz zum Kauf einer PV-Anlage darstellen, da das Risiko einer hohen Schuldenbelastung durch hohe Kreditzinsen gesenkt wird. Die Kreditzinsen würden sich normalerweise ohne Förderung durch die langen Finanzierungszeiträume verteuern. Hierin liegt ein weiterer Vorteil des KfW-Kredits, da dieser eine lange Zinsbindung auf niedrigem Niveau bereitstellt, welcher für Photovoltaik -Investoren eine gewisse Planungssicherheit darstellt (vgl. 2.3.2.1 und [127]).

Tabelle 4.1: Förderungen in Österreich und Deutschland, die den Kauf der PV-Anlage unterstützen (eigene Darstellung anhand der Kapitel 2.2.1 und 2.3.2.1).

Vergleichsparameter	**Österreich**	**Deutschland**
Investitionsförderung durch finanzielle Entlastung beim Kauf der PV-Anlage	Ja	Ja
Art der Förderung	Einmaliger Pauschalbetrag in Euro/ kWp, jedoch je nach Förderprogramm 35% bis 40% der Brutto- oder Nettoinvestitionskosten oder 30% bis max. 45% der ermittelten, förderungsfähigen Investionsmehrkosten	Zinsgünstiger Förderkredit, der je nach Konditionen des Kreditnehmers in der Höhe variiert (s. Anhang 8.16, Tabelle 8.12)

Produzierte PV- Strommengen, die nicht oder nur zu einem geringeren Preis als zuvor kalkuliert verkauft werden können, stellen ein Mengen- und Preisrisiko für PV-Investoren dar (vgl. Kapitel 2.2.1 und [43].). In Österreich und Deutschland können PV-Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung für ihren PV-Strom beziehen, die diese Risiken eliminiert. Sie wird in Österreich 13 Jahre lang, für PV-Aufdachanlagen und fassadenintegrierte Anlagen und in Deutschland für 20 Jahre, für Photovoltaikanlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage und anders als in Österreich auch für Freiflächenanlagen, ausbezahlt (vgl. Kapitel 2.2.2.4 und 2.3.1.3.2). Die Höhe beträgt in Österreich einheitlich 7,91 Ct/kWh für die genannten PV-Anlagenarten für Anlagengrößen von > 5 kWp bis 200 kWp. PV-Anlagen, die kleiner als 5 kWp sind, haben hingegen nur die Möglichkeit den zuvor beschriebenen Investitionszuschuss über das Förderprogramm „*PV-Anlagen*“ zu bekommen. Dies ist ein entscheidender Unterschied zur deutschen PV-Förderung, in der auch kleine PV-Anlagen unterhalb einer Leis-

tung 5 kWp schon eine Förderung über die Einspeisevergütung bekommen können. Theoretisch besteht in Österreich die Möglichkeit eine Sonderförderung der PV-Anlage in Höhe von 18 Ct/kWh, über den sogenannten Fördertopf zu bekommen. Für die Praxis ist dies jedoch nicht relevant, da aufgrund der Ausgestaltung des Fördersystems Windkraftanlagen dieses Fördervolumen für sich ausschöpfen (vgl. Kapitel 2.2.2.4). In der jeweils geltenden ÖSET-VO, die alle 1 bis 2 Jahre erneuert wird, wird die Einspeisevergütungshöhe festgelegt (vgl. Kapitel 2.2.2.4), wobei das Ökostromgesetz eine 8 prozentige Senkung der Tarifhöhe gegenüber dem Vorjahr vorsieht. In Deutschland hingegen sind die PV-Anlagenart, die PV-Anlagengröße und das Datum der Inbetriebnahme für die Höhe der Einspeisevergütung maßgeblich. Für PV-Anlagen *„auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand*" (§ 48 Abs. 2 EEG) richtet sich die Einspeisevergütung auch nach kWp- Größenklassen und ist im Vergleich zu österreichischen höher. Mit steigender Anlagengröße sinkt aber die Höhe der Einspeisevergütung. Ihr Jahresdurchschnittswert beträgt 12,24 Ct/kWh für die kleinste PV-Anlagengröße (bis 10 kWp), 11,91 Ct/kWh (bis 40 kWp), 10,64 Ct/kWh (bis 100 kWp) (vgl. 2.3.1.3.2 und Tabelle 4.2). Die Vergütung erfolgt dabei nach §23c EEG „[…] *jeweils anteilig nach der installierten Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzusetzenden Schwellenwert* […]", was am Beispiel einer 15 kWp PV-Anlage bedeutet, dass 10 kWp mit durchschnittlich 12,24 Ct/kWh vergütet werden und 5 kWp mit durchschnittlich 11,91 Ct/kWh. Für sonstige PV-Anlagen[146] (u.a. Freiflächenanlagen) betrug die Vergütung im Jahr 2017 durchschnittlich 8,47 Ct/kWh (vgl. Tabelle 2.13 in Kapitel 2.3.1.3.2). Die Höhe der Vergütung ist an den Zubau der PV-Anlagen in Deutschland gekoppelt (vgl. Kapitel 2.3.1.3.2). Die anzulegenden Werte der Vergütung sinken um 0,5% pro Kalendermonat ab 1. Februar 2017, solange der Zubaukorridor von 2.500 MWp PV-Anlagen pro Jahr eingehalten wird. Bei Über- oder Unterschreiten kommt es zu einer entsprechenden Steigerung oder Absenkung des Degressionswertes von 0,5% (vgl. Kapitel 2.3.1.2). In Dagegen wird in *Österreich* die Einspeisevergütung mit einem einmaligen, nicht rückzahlbaren Investitionszuschuss kombiniert. Diese von der OeMAG angebotene Förderung kann jedoch nicht mit einer anderen der oben genannten Bundesförderungen des KLIEN-Fonds kombiniert werden (vgl. Kapitel 2.2.2.4 und [53]). In Deutschland ist die Einspeisevergütung mit dem Förderkredit der KfW-Bank kombinierbar (vgl. Kapitel 2.3.2.1). Förderkombinationen von Bundes- und Landesförderungen sind in Österreich und Deutschland nur dann erlaubt, wenn die Fördermaßnahme nicht dieselbe ist [179], [180]. Am Beispiel einer 7 kWp PV-Anlage kann es bedeuten, dass 5 kWp durch den Bund und 2 kWp durch das Land gefördert werden können [179]. Welche Förderprogramme aber in einem spezifi-

[146] PV-Anlagenarten die unter „sonstige PV-Anlagen" fallen, siehe §48 EEG.

schen Fall kombiniert werden dürfen, muss im Einzelnen geprüft werden und ist nicht weiter Gegenstand dieser Arbeit.

Tabelle 4.2: Daten zur Einspeisevergütung in Österreich und Deutschland im Überblick (eigene Darstellung anhand der Kapitel 2.2.2.4 und 2.3.1.3.2).

Vergleichsparameter	**Österreich**	**Deutschland**
Einspeisevergütung	Ja	Ja
Geförderte PV-Anlagenarten	Aufdachanlagen Fassadenintegrierte PV-Anlagen	PV-Anlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand PV-Anlagen auf einer sonstigen baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist. Freiflächenanlagen
Förderhöhe	Variiert je nach Finanzierungsquelle & aktuellen Konditionen in der ÖSET-VO <u>Zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen</u> 7,91 Ct/kWh <u>Fördertopf</u> 18,00 Ct/kWh	Variiert je nach PV-Anlagengröße, Anlagenart & Monat der Inbetriebnahme & aktuellen Zubauraten an PV-Anlagen („atmender Deckel“) <u>PV auf Wohngebäude & Lärmschutzwänden bis 10 kWp</u> 12,24 Ct/kWh <u>PV auf Wohngebäude & Lärmschutzwänden 10 kWp bis 40 kWp</u> 11,91 Ct/kWh <u>PV auf Wohngebäude & Lärmschutzwänden 40 kWp bis 100 kWp</u> 10,64 Ct/kWh <u>Sonstige Anlagen bis 100 kWp</u> 8,47 Ct/kWh

Vergleichs-parameter	**Österreich**	**Deutschland**
Förderdauer	13 Jahre	20 Jahre
Geförderte Leistung in kWp	Größer 5 kWp bis 200 kWp	Größer 0 kWp bis 100 kWp
Besondere Fördermerkmale	Zusätzlicher Investitionszuschuss zur Förderhöhe	Kombination mit Einspeisevergütung & Marktprämie möglich
Zuständige Institution	Netzbetreiber	OeMAG
Förder-Voraussetzungen	Anerkennungsbescheid der PV-Anlage durch den Landeshauptmann des Landes als Ökostromanlage Fristgerechte Inbetriebnahme der Anlage innerhalb von: …12 Monaten (Vertragsabschluss vor dem 27.07.2017) …9 Monaten und zusätzlich Nachweispflicht für die Bestellung von PV-Modulen innerhalb von 3 Monaten (Vertragsabschluss ab 27.07.2017) [73]	keine Teilnahme am Regelenergiemarkt kein Bezug eines vermiedenen Netzentgeltes erzeugter Strom muss Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden technische Einrichtung zur fernsteuerbaren Reduzierung der Einspeiseleistung und Abrufung der IST-Einspeisung durch Netzbetreiber (>30 kWp bis 100 kWp)

Neben der Einspeisevergütung gibt es in Deutschland die Möglichkeit, eine Marktprämie in Anspruch zu nehmen, wenn der PV-Strom selbst oder unter Zuhilfenahme eines Direktvermarktungsunternehmers an einer Strombörse verkauft wird (vgl. Kapitel 2.3.1.3.3). Diese Förderungsform existiert in Österreich nicht. Voraussetzung ist, dass die PV-Anlage im Sinne des §20 Abs. 1 und 2 fernsteuerbar ist, sodass die IST-Stromeinspeisung abgerufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert geregelt werden kann. Die Marktprämie (MP) orientiert sich bei ihrer Höhe an dem zuvor genannten anzulegenden Werten (AW) der Einspeisevergütung, inklusive der seit 2014 eingepreisten Managementprämie (MtP) von

0,4 Ct/kWh und abzüglich dem durchschnittlichen Monatsmarktwert von Photovoltaikstrom (Monatsmarktwert Solar (MWs)) an der Strombörse:

MP = AW – MWs

MP…Höhe der Marktprämie in Cent pro Kilowattstunde
AW…Anzulegender Wert in Cent pro Kilowattstunde (inkl. eingespeister MtP)
MWs…Monatsmarktwert Photovoltaikstrom in Cent pro Kilowattstunde

Die Degression der AW nach §49 EEG, wie auch die Einteilung der AW nach PV-Anlagengröße und PV-Anlagenart, sowie dem Datum der Anlageninbetriebnahme gleicht dem bei der Einspeisevergütung beschriebenen Mechanismus (vgl. Kapitel 2.3.1.3.2 und Tabelle 4.3 in Kapitel 4.1). Der Monatsmarktwert Solar[147] betrug im Mittelwert über Jahr 2017 gerechnet, 3,474 Ct/kWh [181]. Für PV-Anlagen bis 100 kWp kann die Marktprämie auch in einer Förderkombination in Anspruch genommen werden, in der ein Teil des Stroms über die Marktprämie und der Rest über die Einspeisevergütung gefördert wird (vgl. Kapitel 2.3.1.3).

In Deutschland besteht eine Flexibilität in der Förderung, bzw. Veräußerungsform des Stromes, da der PV-Anlagenbetreiber zwischen Einspeisevergütung, Marktprämie und der Direktvermarktung, als förderungsfreie Variante jeweils zum Ersten des Monats wechseln kann (vgl. Kapitel 2.3.1.3.6).

Ab 750 kWp müssen PV-Anlagenbetreiber an Ausschreibungen teilnehmen, um eine Marktprämie zu erhalten. Der als Grundlage zur Berechnung der MP dienende AW wird in diesem Fall nicht mehr gesetzlich festgelegt, sondern über ein Auktionsverfahren, für eine festgelegte Ausschreibungsmenge an geförderter Anlagenleistung, ermittelt. Der PV-Anlagenbetreiber gibt bei der Ausschreibung ein Gebot für seine PV-Anlagenleistung und die Höhe des AW für die Berechnung der Marktprämie ab. Umso höher der AW beim Gebot angesetzt wird, umso höher ist bei erfolgreichem Zuschlag die Marktprämienförderung. Gleichzeitig sinkt jedoch die Chance, mit dem Gebot einen Zuschlag zu erhalten, da potentielle Konkurrenten diesen Wert leichter unterbieten können und das Kontingent an Anlagenleistung schon ausgeschöpft sein könnte (vgl. Kapitel 2.3.1.3.3). Der Höchstwert des Gebotes darf die Höhe von 8,91 Ct/kWh nach §37b EEG nicht überschreiten, wobei dieser Höchstwert nach dem Prinzip des atmenden Deckels nach §49 EEG entsprechend steigen oder fallen kann. Ein Eigenverbrauch des PV-Stroms ist für PV-Anlagen, die eine ausschreibungsbasierte Marktprämie beziehen, bis auf ein paar geltenden Ausnahmen nicht erlaubt (Ausnahmen: vgl. §27 a EEG).

[147] auch als sog. „*Jahresmarktwert Solar*“ (JMs) bezeichnet

Tabelle 4.3: Daten zur Marktprämie im Überblick (eigene Darstellung anhand der Informationen des Kapitels 2.3.1.3.3).

Vergleichsparameter	**Österreich**	**Deutschland**
Marktprämie	Nein	Ja
a) <u>Geförderte PV-Anlagen bis 100 kWp</u> Wahl Marktprämie und/oder Einspeisevergütung b) <u>Geförderte PV-Anlagen von 100 kWp bis 750 kWp</u> Ausschließlich Marktprämie		<u>PV auf Wohngebäude & Lärmschutzwänden bis 10 kWp</u> 12,640 Ct/kWh (AW) - 3,474 Ct/kWh (JMs) = 9,166 Ct/kWh (MP) <u>PV auf Wohngebäude & Lärmschutzwänden 10 kWp bis 40 kWp</u> 12,310 Ct/kWh (AW) - 3,474 Ct/kWh (JMs) = 8,836 Ct/kWh (MP) <u>PV auf Wohngebäude & Lärmschutzwänden 40 kWp bis 750 kWp</u> 11,040 Ct/kWh (AW) - 3,474 Ct/kWh (JMs) = 7,566 Ct/kWh (MP) <u>Sonstige Anlagen bis 750 kWp</u> 8,870 Ct/kWh (AW) 3,474 Ct/kWh (JMs) = 5,396 Ct/kWh (MP)
Marktprämie über Ausschreibungen ab 750 kWp		<u>Sonstige Anlagen ab 750 kWp, Freiflächenanlagen bis max. 10 MWp</u> Höhe der MP abhängig von der Höhe des Gebotszuschlags (AW)
Geförderte PV-Menge		<u>Über Ausschreibungen</u> 600 MWp

Eine weitere Förderoption, die ausschließlich in Deutschland angeboten wird, ist der Mieterstromzuschlag. Diese erst im Jahr 2017 eingeführte Förderung kann für PV-Anlagen bis zu 100 kWp beantragt werden. Jährlich wird eine PV-Gesamtleistung von 500 MWp gefördert. Das Fördersystem gleicht in bestimmten Punkten dem der Marktprämie und der Einspeisevergütung: Die Höhe der Förde-

rung wird über anzulegende Werte festgelegt, die an eine Degression je nach Zubaurate an mieterstromgeförderten PV-Anlagen, gekoppelt sind.

Von den anzulegenden Werten sind nach §23 b EEG, 8,5 Ct/kWh und nach § 53 EEG, 0,4 Ct/kWh abzuziehen, um den eigentlichen Mieterstromzuschlag zu berechnen. Auch richtet sich die Förderhöhe an PV-Anlagengrößenklassen aus (durchschnittliche Förderhöhen 2017: s. Tabelle 4.4).

Im Gegensatz zur Einspeisevergütung und der Marktprämie, wird der über den Mieterstromzuschlag geförderte Strom nicht vom Netzbetreiber abgenommen oder am Strommarkt verkauft. Stattdessen liefert der PV-Anlagenbetreiber seinen, auf einem Wohngebäude erzeugten PV-Strom an einen Letztverbraucher, der sich „*[…] innerhalb dieses Gebäudes oder in Wohngebäuden*[148] *oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang*[149] *mit diesem Gebäude […]"* [122] befindet und den gelieferten Strom schließlich auch verbraucht. Der PV-Anlagenbetreiber ist verpflichtet, die von dem Letztverbraucher nicht verbrauchten PV-Strommengen, als Überschusseinspeisung einer anderen Veräußerungsform, als den Mieterstromzuschlag zuzuordnen. Nach §21b sind die Einspeisevergütung, die Marktprämie und Sonstige Direktvermarktung kombinierbar. Der PV-Anlagenbetreiber ist für den Letztverbraucher, als dessen Stromlieferant für die Vollversorgung, also der ständigen Gewährleistung einer stets ausreichenden Stromversorgung, notfalls zusätzlich Strom aus dem öffentlichen Netz („*Zusatzstrom*"), zuständig (vgl. 2.3.1.3.4). Der gelieferte Mieterstrom und Zusatzstrom wird als Gesamtstromlieferung bezeichnet, die durch gesetzliche Vorgaben nicht mehr als 90% des örtlichen Grundversorgertarifs überschreiten darf. Für den Mieterstrom fallen dafür weder Stromsteuer noch netzgebundene Entgelte an, was von der Bundesnetzagentur als „*indirekte Förderung*" eingestuft wird. Jedoch ist der Zusatzstrom mit den für reguläre Stromlieferungen geltenden Umlagen, Steuern und Entgelten belastet. Für die Gesamtstromlieferung muss vom PV-Anlagenbetreiber 100% der EEG-Umlage gezahlt werden.

Hervorzuheben ist noch, dass es einen deutlichen Unterschied zwischen beiden Ländern in maximal förderbaren PV-Anlagengröße gibt. Während in Deutschland

[148] Ein Wohngebäude ist nach § 3 Nr. 50: *„[…] jedes Gebäude, das nach seiner Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dient, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtung […]". „*Überwiegend" bedeutend in diesem Fall, dass mindestens 40% der Gebäudefläche zum Wohnen dient (§ 21 Abs. 3).

[149] Der Begriff des „*unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs*" lässt für den Mieterstrom nach [123] aus dem „*Leitfaden zur Eigenversorgung*" der Bundesnetzagentur ableiten. Demnach müssen die elektrischen Verbrauchsgeräte des Letztverbrauchers den erzeugten PV-Strom verbrauchen, ohne dass dieser durch ein Netz der öffentlichen Versorgung durchgeleitet wird. Dabei muss eine „*qualifizierte räumlich-funktionale Nähe-Beziehung*" zwischen Erzeugung und Verbrauch herrschen [104]. Die Definition wird im Leitfaden noch detaillierter ausgeführt.

PV-Anlagengrößen bis zu 10 MWp gefördert werden, beschränkt sich Österreich auf PV-Anlagen bis maximal 200 kWp. Es kann davon ausgegangen werden, dass Investoren großer PV-Anlagen in Deutschland einen Wettbewerbsvorteil gegenüber österreichischen Investoren haben.

Tabelle 4.4: Daten zur Mieterstromförderung im Überblick (eigene Darstellung nach Kapitel 2.3.1.3.4).

Vergleichsparameter	**Österreich**	**Deutschland**
Mieterstromförderung	Nein	Ja
Geförderte PV-Anlagen bis 100 kWp		Auf, an oder in einem Wohngebäude mit Anlagenleistung bis 10 kWp 3,70 Ct/kWh Auf, an oder in einem Wohngebäude mit Anlagenleistung bis 40 kWp 3,37 Ct/kWh Auf, an oder in einem Wohngebäude mit Anlagenleistung bis 100 kWp 2,11 Ct/kWh
Geförderte PV-Menge		500 MWp/Jahr

Eine Einteilung der genannten Instrumentarien in Österreich und Deutschland ergab folgende Ergebnisse:

In Österreich können PV-Anlagenbetreiber über die Förderprogramme „*Photovoltaik-Anlagen*“, „*Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft*“, „*Klima- und Energiemodellregionen*“ und „*Stromerzeugung in Insellage*“ Investitionszuschüsse erhalten, wodurch der Anschaffungspreis für die PV-Anlage gesenkt wird. Hier handelt es sich folglich um investitionsbasierte Instrumente, die preisbezogen sind (s. Abbildung 4.1 und vgl. auch Kapitel 2.2.1). Die *kombinierte Förderoption der OeMAG*, die sich aus Einspeisevergütung und Investitionszuschuss zusammensetzt, senkt den Anschaffungspreis der PV-Anlage und garantiert gleichzeitig die Abnahme des erzeugten PV-Stroms zu einem festen Preis und über eine festgelegte Dauer. In Österreich ist die Einspeisevergütung das einzige erzeugungsbasierte Förderinstrument für PV-Anlagen. In Kombination mit dem Investitionszuschuss ist das Instrument nicht nur erzeugungs-, sondern auch

investitionsbasiert mit gemeinsamem Bezug auf den Preis (vgl. Abbildung 4.1 und Kapitel 2.2.2.4).

In Deutschland unterstützen die *Einspeisevergütung, die Marktprämie sowie der Mieterstromzuschlag* jede kWh an erzeugtem PV-Strom mit einem festgelegten Förderbetrag. Diese Instrumente sind daher erzeugungs- und preisbasiert (s. Abbildung 4.2 und vgl. auch Kapitel 2.3.1.3.2 bis 2.3.1.3.4). Eine *Marktprämie, die nur in Kombination mit der Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren* erlangt werden kann, ist ebenfalls erzeugungsbasiert, da sich die Marktprämie an der Menge erzeugtem PV-Stroms (kWh) ausrichtet. Jedoch handelt es sich bei dem Ausschreibungsverfahren für den Erhalt der Marktprämie um ein Hybrid-Instrument, da die anzulegenden Werte zwar wettbewerblich bestimmt[150], aber gleichzeitig in ihrem Höchstwert administrativ festgelegt werden (vgl. Kapitel 2.3.1.3.3 und [120]). Das Instrument ist daher erzeugungsbasiert und dabei sowohl mengen- wie auch preisbasiert (vgl. Abbildung 4.2 und Kapitel 2.3.1.3.3). Der *zinsgünstige Förderkredit „Erneuerbaren Energien Standard (270)*“ der KfW-Bank setzt an dem Preis der PV-Investition an, wenn diese über einen Kredit finanziert werden soll. Durch die günstigere Investitionsmöglichkeit steigt im Idealfall die Menge an gekauften PV-Anlagen und damit die insgesamt erzeugte PV-Strommenge. Das Instrument ist damit als investitions- und preisbasiert einzuordnen (vgl. Abbildung 4.2 und Kapitel 2.3.2.1).

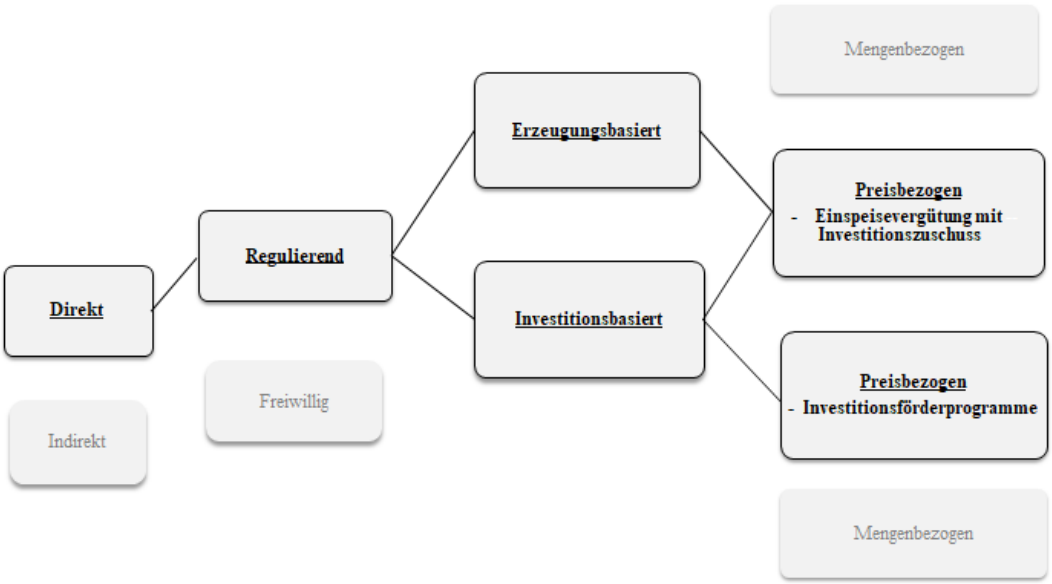


Abbildung 4.1: Einteilung der österreichischen (Haupt-) Förderinstrumente in erzeugungsbasierte und investitionsbasierte Instrumente, die preisbezogen sind und rein investitionsbasierte Instrumente, die preisbezogen sind (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40], [41]).

[150] Die geförderte Menge an kWp wird festgelegt und ist damit begrenzt. Die Förderwerber konkurrieren um diese begrenzte Menge, wodurch sich die Förderhöhe (bzw. der Preis der Förderung) ergibt.

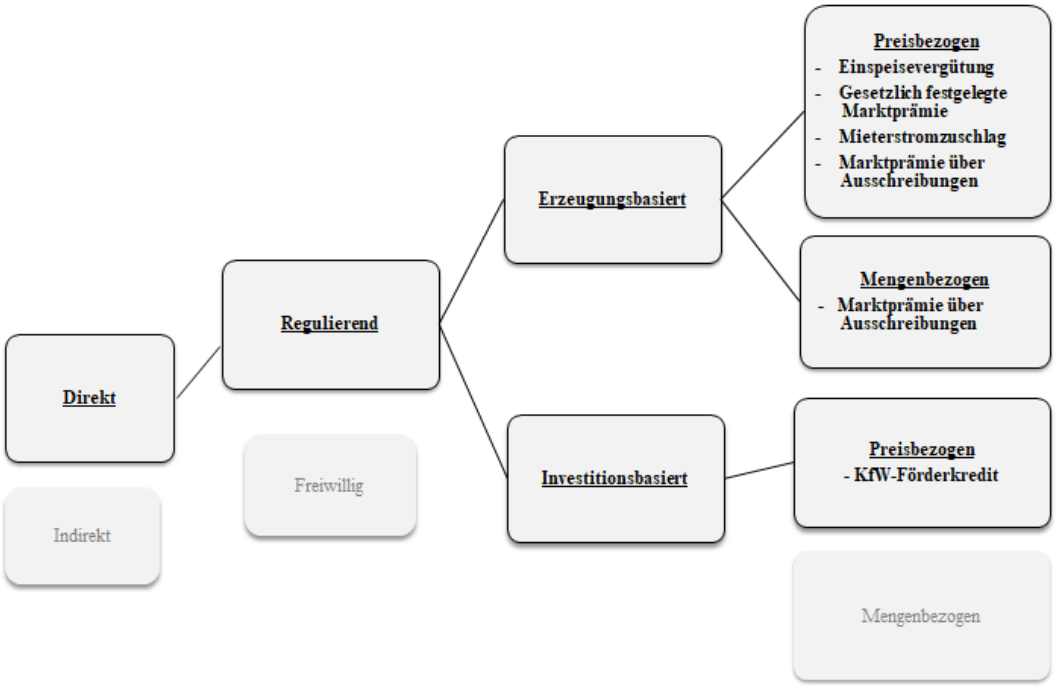


Abbildung 4.2: Einteilung der deutschen (Haupt-) Förderinstrumente in erzeugungsbasierte Instrumente, die sowohl preis- als auch mengenbezogen sind und investitionsbasierte Instrumente, die preisbezogen sind (eigene Darstellung in Anlehnung an [38], [40], [41]).

Sonstige PV relevante Regelungen

Netzengpässe wirken sich für PV-Anlagenbetreiber in Deutschland anders aus, als in Österreich. In Deutschland können sie zu einer reduzierten Stromeinspeisung von PV-Anlagen führen. Jedoch müssen durch die Einnahmensicherungs- Regelung im EEG, entgangene Einnahmen durch reduzierte Stromeinspeisung zu 95 % bis 100% ersetzt werden (vgl. Kapitel 2.3.1.3.1). Theoretisch kann es daher bei Netzengpässen zu einem geringen Einnahmenverlust von bis zu 5% für deutsche PV-Anlagenbetreiber kommen. PV-Anlagen in Österreich werden hingegen, im Gegensatz zu Windkraftanlagen, bei Netzengpässen nicht gedrosselt [182], wodurch auch die Einnahmen der PV-Anlagebetreiber nicht gefährdet sind.

Für deutsche PV-Anlagenbetreiber besteht für PV-Anlagen unter 30 kWp die Verpflichtung entweder die *Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 70% der Generatorleistung* zu begrenzen oder alternativ die *Auslegung der PV-Anlage, für eine Regelung durch den Netzbetreiber*, entsprechend einzurichten (vgl. Kapitel 2.3.1.3.7). Diese Verpflichtung existiert so für österreichische PV-Anlagenbetreiber nicht. Im Zuge der Netzzugangsberechtigung kann es in AT bei

bestehenden Netzengpässen jedoch dazu kommen, dass der Netzbetreiber die erlaubte Engpassleistung[151] reduziert [183].

Von der eigenen PV-Anlage produzierter Strom kann sowohl in Österreich, wie auch in Deutschland nur bis zu einer bestimmten Menge frei von Abgaben genutzt werden. In Österreich können 25.000 kWh frei genutzt werden und die Elektrizitätsabgabe beträgt 1,5 Ct/kWh. In Deutschland liegt die Freigrenze mit 10.000 kWh pro Jahr deutlich niedriger. Außerdem ist die Abgabenlast höher und beträgt 2,752 Ct/kWh im Jahr 2017, die als EEG-Umlage abgeführt werden muss (vgl. Kapitel 2.2.3.1.3 und 2.3.4.3).

Als nächstes wird die Forschungsfrage:

„Worin liegen die Vor- und Nachteile einzelner Förderinstrumente für PV-Investoren?“

mithilfe der gesammelten Informationen beantwortet.

Die Möglichkeit in Österreich und Deutschland eine Einspeisevergütung zu erhalten, senkt die Risiken einer PV-Investition erheblich. Zum einen verhindert sie das Preisrisiko[152] beim Stromverkauf durch die festgelegte Tarifhöhe und zum anderem wird das Mengenrisiko[153] durch die garantierte Stromabnahme und den Einspeisevorrang des Stroms vermieden [43]. Die Einspeisevergütung variiert jedoch in ihren Förderkonditionen in AT und DE. In Deutschland beträgt die Förderdauer 20 Jahre, während sie in Österreich nur 13 Jahre beträgt. Der Umstand, dass die Förderzeit ganze 7 Jahre kürzer ist, erscheint zunächst nachteilig für österreichische PV-Investoren (vgl. Kapitel 2.2.2.4 und 2.3.1.3.2). Durch die Förderkombination von Einspeisevergütung und Investitionsförderung fällt jedoch ein erheblicher Teil der Anschaffungskosten weg. Für österreichische PV-Investoren, denen wenig Kapital zur Verfügung steht, ist dies eine erhebliche finanzielle Entlastung. Um weitere Planungssicherheit zu gewährleisten, wurde in Österreich die Möglichkeit eingeräumt, den Strom der PV-Anlage nach Ablauf der Förderzeit weiterhin über die OeMAG zum regulären Marktpreis zu verkaufen, wobei es dem PV-Anlagebetreiber auch freisteht, den Strom unabhängig von diesem staatlichen Angebot privat weiterzuverkaufen (vgl. Kapitel 2.2.2.4). Für PV-Anlagenbetreiber in Deutschland besteht hingegen ein solches Angebot nicht, was bedeutet, dass man sich selbst um den weiteren Vertrieb bzw. die Nutzung

[151] Nach dem ÖSG 2012 ist die Engpassleistung „[…] *die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage mit allen Maschinensätzen* […]“

[152] Ein Preisrisiko für EE- Investoren besteht dadurch, dass der erzielte oder erzielbare Preis für die Energieerzeugung geringer ist, als der zuvor kalkulierte Preis [43].

[153] Ein Mengenrisiko liegt für den EE-Investoren dann vor, wenn die abgesetzte oder absetzbare Strommenge an der Börse geringer ist, als die zuvor kalkuliert absetzbare Menge [43].

des erzeugten PV-Stroms, nach Ablauf der geförderten Vergütung, kümmern muss (vgl. Kapitel 2.3.4.1). Welche Option besser ist, hängt wesentlich von den persönlichen Präferenzen des jeweiligen PV-Anlagenbetreibers ab und kann hier nicht analytisch entschieden werden.

Grundsätzlich gibt es in Österreich auch die Möglichkeit eine reine Investitionsförderung der PV-Anlage ohne eine Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen. Problematisch bei der reinen Investitionsförderung ist jedoch das bestehende Preis- und Mengenrisiko [43]. So sinkt zwar das Risiko für Investoren aufgrund gut planbarer Anfangsinvestitionskosten, die zukünftige Refinanzierung bleibt jedoch weiter risikobehaftet, da beispielsweise Marktpreisentwicklungen für EE-Strom nur schwer prognostizierbar sind. Das gleiche Problem gilt für die Prognose der absetzbaren Strommenge [43].

In Österreich ist der Bezug einer Einspeisevergütung auf eine PV-Anlagengröße von maximal 200 kWp begrenzt (vgl. Kapitel 2.2.2.4). In Deutschland liegt die Grenze einer Förderung über die Einspeisevergütung lediglich bei 100 kWp (vgl. Kapitel 2.3.1.3.2), was für größere PV-Anlagenbetreiber einen Nachteil darstellt, da sie eine Förderung nur noch durch die Vermarktung ihres Stroms an der Börse erhalten können. Dafür können deutlich größere PV-Anlagen über die Marktprämie gefördert werden, die jedoch dem Risiko ausgesetzt sind, den Strom an der Börse mit Gewinn zu vermarkten. PV-Anlagen über 500 kWp sind außerdem dem Förderausfall-Risiko (anzulegender Wert kann auf 0 sinken), durch negative Börsenpreise, ausgesetzt. Ab 750 kWp bekommen PV-Anlagenbetreiber zudem nur noch dann eine Marktprämienförderung, wenn ihr Gebot beim Ausschreibungsverfahren einen Zuschlag erhält (vgl. Kapitel 2.3.1.3.3). Die Möglichkeit keinen Zuschlag zu erhalten, stellt für potentielle PV-Investoren ein schwer zu kalkulierendes Risiko dar.

Durch die Möglichkeit eine Mieterstromförderung zu erhalten, profitiert ein PV-Anlagenbetreiber in DE in dreierlei Hinsicht. Zunächst unterliegt der PV-Strom, der dem Letztverbraucher in unmittelbarer räumlicher Nähe geliefert wird, keinen netzgebundenen Abgaben. Im Vergleich zu potentiellen Konkurrenten, die dem Letztverbraucher ihren Strom über das öffentliche Netz anbieten, muss der PV-Anlagenbetreiber diese Kostenbestandteile nicht in den Preis seines Stroms miteinrechnen und kann ihn entsprechend günstiger anbieten. Weiter erhält der PV-Anlagenbetreiber zusätzlich die Mieterstromförderung für den verkauften Strom und kann außerdem, für PV-Strom der vom Letztverbraucher nicht genutzt wurde, je nach Präferenz eine Einspeisevergütung oder eine Marktprämie beziehen.

Fazit

Im Gegensatz zu Österreich setzt Deutschland deutlich stärker auf erzeugungsbasierte Förderinstrumente, die die Einnahmen beim Stromverkauf erhöhen. Neben der auch in Österreich existenten Einspeisevergütung für PV-Anlagen bis 100 kWp, werden noch wettbewerbsorientierte Instrumente angeboten. Zu ihnen zählen:

- Eine Marktprämie, die als alternative Förderoption neben der Einspeisevergütung bis 100 kWp und darüber hinaus bis 750 kWp für PV-Anlagenbetreiber zur Verfügung steht, die ihren Strom selbst vermarkten[154].
- Eine Marktprämie, die für PV-Anlagen über 750 kWp nur dann zur Verfügung steht, wenn das Recht auf Förderung in einem Bieterprozess erlangt wurde[155] .
- Ein Mieterstromzuschlag, der für PV-Anlagen bis 100 kWp von PV-Anlagenbetreibern bezogen werden kann, deren PV-Anlage auf einem Wohngebäude installiert ist und die ihren Strom an einen Letztverbraucher liefern, der in unmittelbaren räumlichen Zusammenhang[156] mit dieser PV-Anlage steht[157.]
- Darüber hinaus wird noch ein zinsgünstiger Förderkredit der Kreditbank für Wiederaufbau (KfW) angeboten, was besonders PV-Investoren, die zu wenig Eigenkapital für einen PV-Anlagenkauf besitzen, zu Gute kommt.

Die deutsche Förderung soll also wesentlich durch die wettbewerbsorientierten Förderinstrumente auf PV-Anlagen fokussiert werden, die möglichst preisgünstig Strom erzeugen und damit entsprechend weniger Förderung brauchen, um den Strom konkurrenzfähig am Strommarkt anbieten zu können.

Österreich fokussiert seine Förderung deutlich stärker auf eine finanzielle Entlastung beim PV-Anlagenkauf. Dafür werden Investitionszuschüsse mit einer Höhe 275 Euro/kWp bis 400 Euro/kWp[158], durch fünf unterschiedliche Bundesförderprogramme gewährt. Eins der fünf Bundesförderprogramme kombiniert den In-

[154] Während die Höhe der Einspeisevergütung, dem festgeschriebenen, anzulegenden Wert abzüglich 0,4 Ct/kWh entspricht, wird für die Bestimmung der Marktprämienhöhe der durchschnittliche, monatliche Börsenmarktwert Solar herangezogen und von dem anzulegenden Wert subtrahiert.
[155] Nur die kostengünstigsten PV-Anlagen, die am wenigsten Förderung benötigen, erhalten eine Förderung. Somit sollen nur die wettbewerbsfähigsten PV-Anlagen gefördert werden.
[156] Mehr zur Definition des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs, vgl. Kapitel 4.1.3.4.
[157] Die Höhe des Mieterstromzuschlags wird bestimmt, indem vom aktuell geltenden anzulegenden Wert nach §23 EEG und §53 EEG jeweils 8,5 Ct/kWh und 0,4 Ct/ kWh abgezogen wird.
[158] Die Fördersumme darf dabei je Förderprogramm 35% der Brutto- bis maximal 40% der Nettoinvestitionskosten nicht überschreiten.

vestitionszuschuss mit einer Einspeisevergütung. PV-Anlagenbetreiber erhalten damit neben einem kostengünstigeren Anlagenkauf eine staatliche garantierte Abnahme des eingespeisten PV-Stroms. Auch wenn die österreichische Einspeisevergütung im Kern der deutschen entspricht, ist die deutsche Einspeisevergütung durch unterschiedliche Förderhöhen und die Förderhöhen- Kopplung an den PV-Anlagenzubau („*atmender Deckel*“) deutlich komplizierter (vgl. oben genannte Ausführung und 2.2.2.4 und 2.3.1.3.2).

Es bestehen zwei Arten von Risiken, denen PV-Investoren ausgesetzt sind, die ihren Strom am Markt verkaufen möchten. Zum einen besteht ein Preisrisiko, da der vom PV-Investor kalkulierte Preis vom tatsächlich erzielbaren Preis abweichen kann. Zum anderen besteht ein Mengenrisiko, da die absetzbare Strommenge am Markt weniger hoch ausfallen kann, als die zuvor vom PV-Investor kalkulierte Verkaufsmenge. Durch die staatliche garantierte Abnahme und Vergütung des PV-Stroms durch die Einspeisevergütung, wird in Österreich und Deutschland ein Instrument angeboten, das diese Risiken effektiv vermeidet. In Österreich wird PV-Investoren zusätzlich ein Investitionszuschuss pro kWp Anlagenleistung gezahlt. Der Nachteil der Einspeisevergütung besteht darin, dass keine Möglichkeit besteht, Einnahmen zu generieren, die über die festgelegte Einspeisetarifhöhe hinausgehen[159].

Ähnliches gilt auch für österreichische PV-Anlagenbetreiber, die auf die reine Investitionsförderung zurückgreifen und somit beim Stromverkauf auf die Sicherheit der staatlich garantierten Einspeisevergütung verzichten.

Durch das Instrument der Mieterstromförderung profitiert ein PV-Anlagenbetreiber durch den finanziellen Zuschuss der für den Mieterstrom gewährleistet wird, den Entfall der netzgebundenen Abgaben, sowie die sichere Abnahme des unverkauften Stroms an den Letztverbraucher des Stroms in dreierlei Hinsicht.

4.2 Rentabilitätsanalyse PV-Anlage-Szenarien in Österreich und Deutschland

Mit den im Methodik-Teil beschriebenen Modellannahmen und den zuvor beschriebenen Parametern, wird nun die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen für Anlagenbetreiber in Deutschland und Österreich im Rahmen verschiedener

[159]Für risikoaffinere PV-Anlagenbetreiber kann dies mithilfe der in Deutschland angebotenen Marktprämie erreicht werden, wobei auch geringere Einnahmen möglich sind (s. Kapitel 4.1.3.3. und [320]).

Szenarien berechnet und gegenübergestellt. Die Szenarien sind in folgender Übersicht aus dem Methodenteil (s. Tabelle 4.5) kurz dargestellt:

Tabelle 4.5: Übersicht über die untersuchten Szenarien, aufgeteilt nach PV-Anlagengröße in kWp und Art der Finanzierung mit „EK“ als Abkürzung für „Eigenkapital“ und „FK“ für Fremdkapital (eigene Darstellung).

	Eigenfinanzierung (100% EK)	**Mischfinanzierung** (80% FK / 20% EK)
5,1 kWp	Szenario 1a	Szenario 1b
10,1 kWp	Szenario 2a	Szenario 2b

4.2.1 Einzelanalyse und Mikrovergleich der Szenarien 1a, 1b, 2a und 2b

4.2.1.1 Szenario 1a: Rentabilität von eigenfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlagen

Die im Modell (s. PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.4.2.1. Modell 1a, 5,1 kWp) verwendeten Modell-Parameter werden in der nachfolgenden Tabelle 4.6 aufgeführt:

Tabelle 4.6: Verwendete Modell-Werte für die Berechnung des Szenarios 1a (eigene Darstellung).

Parameter	**Einheit**	**Österreich**	**Deutschland**
Anlagengröße	kWp	5,1	5,1
Spezifischer Energieertrag pro Jahr	(kWh/kWp)/a	1.000	950
Jährliche Ertragsminderung durch Anlagendegradation	%	0,5	0,5
Jährliche Ertragsminderung durch 70% - Regelung im EEG	%	-	4%
Geförderter Einspeisevergütungssatz	Ct/kWh	7,91	12,24
Einspeisevergütungssatz nach Ablauf der geförderten Einspeisevergütung	Ct/kWh	3,8	-
Opportunitätskostensatz aus variablem Strompreis (inkl. USt.), für vermiedene Strombezugskosten aufgrund selbstverbrauchten PV-Strom (Eigenverbrauch)	Ct/kWh	18,21 (+ 10%)	30,77 (+10%)
		16,55 (Basis)	27,97 (Basis)
		14,90 (- 10%)	25,17 (-10%)
Eigenverbrauchsanteil nach geförderten Vergütungszeitraum	%	30	-

Parameter	Einheit	Österreich	Deutschland
Bemessungsgrundlage (exkl. USt.) für Berechnung der Umsatzsteuer-schuld auf eigenverbrauchten PV-Strom	Ct/kWh	-	28,17 (+10%)
			25,61 (Basis)
			23,05 (-10%)
Eigenverbrauchsanteil PV-Strom während Vergütungszeitraum	%	0	0
		10	10
		20	20
		30	30
Investitionszuschuss	Euro/kWp	375	0
Spezifische Investitionskosten	Euro/kWp	1.621	1.650
Betriebskosten	in % der Investitions-kosten	0,5 (niedrig)	1,0 (niedrig)
		2,0 (hoch)	2,5 (hoch)
Eigenkapitalanteil	%	100	100
Vergütungslaufzeit PV-Anlage	Jahre	13	20
Anlagennutzungsdauer	Jahre	25	20
USt auf PV- Anlage	%	20	19
Gesetzlich vorgeschrieben Abschrei-bungsdauer (Afa)	Jahre	20	-
USt-Schuld aus ertragssteuerlich auszuscheidenden Privatanteil der Afa	Euro	Wert abhängig von Eigenverbrauchs-menge	-
USt-Schuld aus den Betriebskosten der Eigenverbrauchsmenge	Euro	Wert abhängig von Eigenverbrauchs-menge	-

Die Rentabilität von Szenario 1a wurde mit den in Tabelle 4.6 angegebenen Parametern für 24 Szenariovarianten (SV oder auch: Varianten) anhand des *Internen Zinsfußes* (IZ), auch interne (Kapital-) Verzinsung genannt, berechnet, mit folgenden Ergebnissen:

Die Rentabilität von eigenfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlagen ist in *Österreich (AT)* und *Deutschland (DE)* in etwa gleich und beträgt im Durchschnitt der 24 SV jeweils 1,1% in AT und 1% in DE (s. Tabelle 4.7 und PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.4.2.1.1, Sz 1a, Vgl. AT, DE) Dabei war in 14 SV der IZ im Mittel in Österreich um 0,7% höher und in 8 SV in Deutschland um 0,9% höher[160] (s. PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.4.22_Vgl. IZ_AT_DE). In 2 SV war er gleich. Eine rentable Verzinsung lag in 58% der SV (14/24) in Österreich und 71% der SV (17/26) in Deutschland vor. Auffällig ist, dass im Fall hoher *Betriebskosten* (BK)

[160] Hierzu ist anzumerken, dass es sich um absolute Werte handelt. Wird im weiteren Ergebnisteil davon gesprochen, dass sich der IZ-Wert um eine bestimmte % - Zahl ändert, handelt es sich prinzipiell um absolute Wertänderung des IZ, es sei denn es wird explizit von relativen Höhen gesprochen.

der IZ in Deutschland öfter höher ausfiel als in Österreich (8x), während bei niedrigen BK der IZ in Österreich häufiger höher war (10x). Jedoch ist hier anzumerken, dass in den meisten SV nur bei geringeren BK überhaupt eine rentable Kapitalverzinsung erreicht wurde. Betrachtet man die durchschnittliche interne Verzinsung bei niedrigen BK, so lag diese in Deutschland bei einem IZ-Wert von 2,4% und in Österreich von 3,1%, während die IZ-Werte bei hohen BK in beiden Ländern im Mittel negativ ausfielen (AT: - 0,9%; DE: - 0,4%). Kein Eigenstromverbrauch im staatlich geförderten Zeitraum führte in beiden Ländern zu einem geringeren IZ, der aber in allen SV in Österreich noch relativ höher lag, als in Deutschland (vgl. Tabelle 4.7)

Tabelle 4.7: Interne Verzinsung im Szenario 1a mit allen 24 Szenariovarianten (SV), jeweils für Österreich und Deutschland. Österreichische Werte oben und Deutsche Werte unten. Höhere IZ-Werte in grün hervorgehoben, gleiche in orange (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**AT/DE**	**EQ**			
			0%	**10%**	**20%**	**30%**
niedrig	+10% zu Basis	AT	2,5%	3,2%	3,9%	4,6%
		DE	0,8%	2,1%	3,3%	4,5%
	Basis	AT	2,2%	2,8%	3,4%	3,9%
		DE	0,8%	1,9%	2,9%	3,9%
	-10% zu Basis	AT	2,0%	2,4%	2,8%	3,3%
		DE	0,8%	1,7%	2,5%	3,3%
hoch	+10% zu Basis	AT	-1,3%	-0,6%	0,1%	0,9%
		DE	-2,3%	-0,7%	0,7%	2,1%
	Basis	AT	-1,7%	- 1,1%	- 0,6%	0,0%
		DE	-2,3%	-1,0%	0,3%	1,4%
	-10% zu Basis	AT	-2,2%	-1,8%	-1,3%	-0,9%
		DE	-2,3%	-1,2%	-0,2%	0,7%

Der vergleichsweise niedrigere IZ bei Volleinspeisung in Deutschland wird darauf zurückgeführt, dass in Österreich nach Beendigung der staatlichen geförderten Einspeisevergütung nach 13 Jahren für die restliche Zeit ein Eigenverbrauch von 30% angesetzt wird. Die Möglichkeit, dass dies einen positiven Effekt auf den IZ haben könnte, wurde mithilfe einer Anpassung des Modells in Excel überprüft, indem der Eigenverbrauch nach den 13 Jahren auf 0% gesetzt wurde. Die Ergebnisse bestätigten die vermuteten Auswirkungen des Eigenverbrauchs im restlichen Nutzungszeitraum: Sowohl bei niedrigen und hohen Betriebskosten ergab sich bei Volleinspeisung ein geringerer IZ in Österreich als in Deutschland (s. Anhang 8.19, Kapitel 4.2.1.1, Szenario 1a, Tabelle 8.14). In Deutschland kann bei hohen Betriebskosten zumindest ab einer *Eigenverbrauchsquote* (EQ) von 20% bei *vermiedenen Strombezugskosten* (VS) im „Basis-Wert“ ein positiver Interner Zinsfuß erreicht werden (0,3%) (vgl. Tabelle 4.7), was jedoch keine finanziell interessante

Investition darstellt. Geht man von den aktuellen Niedrigzinsen sonstiger Anlagemöglichkeiten aus, kann bei hohen Betriebskosten im besten Fall bei 30% EQ und VS in Basishöhe die Investition in eine PV-Anlage finanziell interessant sein (1,4% IZ) (vgl. Tabelle 4.7).

Die Rentabilität in Deutschland erreicht bei hohen BK einen maximalen IZ von 2,1%, wenn eine EQ von 30% vorliegt und die VS +10% betragen. In Österreich wird bei hohen BK überhaupt nur bei hohen VS in Verbindung mit einer EQ von 20% bis 30% ein positiver Interner Zinsfuß erreicht (0,1% und 0,8%) (vgl. Tabelle 4.7). Der Interne Zinsfuß in Österreich liegt bei niedrigeren BK, je nach EQ und VS, dafür zwischen 2,0% bis 4,6% während er in Deutschland zwischen 0,8% und 4,5% liegt (vgl. Tabelle 4.7). Die Kombination niedrige Betriebskosten in Verbindung mit Volleinspeisung des PV-Stroms, lohnen sich nur in Österreich (2,0%; 2,2%; 2,5%) (vgl. Tabelle 4.7). In Deutschland beträgt der IZ bei Volleinspeisung und niedrigen BK lediglich 0,8% (vgl. Tabelle 4.7) und ist damit als Anlageoption wenig rentabel. Interessant ist, dass eine Eigenverbrauchssteigerung die Rentabilität in beiden Ländern angleicht: Bei niedrigen Betriebskosten liegt der Unterschied des IZ bei Volleinspeisung noch in allen SV bei über 1%, während bei 30% in 2 SV kein Unterschied besteht und er in der dritten SV nur 0,1% beträgt (s. Tabelle 4.8).

Tabelle 4.8: Unterschied in der Höhe des internen Zinsfuß in Österreich und Deutschland im Szenario 1a. Liegt der interne Zinsfuß in Österreich höher, ist dieser mit: „AT“ markiert und mit blauem Hintergrund hinterlegt. Ist er in Deutschland höher, wird er mit einem „DE“ markiert und ist gelb gekennzeichnet. Ist der Zinsfuß in beiden Ländern gleich, steht das Symbol „=“ (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**EQ**			
		0%	**10%**	**20%**	**30%**
niedrig	+ 10% zu Basis	AT:1,7%	AT:1,1%	AT:0,6%	AT: 0,1%
	Basis	AT:1,4%	AT:0,9%	AT:0,5%	=
	-10% zu Basis	AT:1,2%	AT:0,7%	AT:0,3%	=
hoch	+ 10% zu Basis	AT:1,0%	AT: 0,1%	DE:0,6%	DE:1,2%
	Basis	AT:0,6%	DE:0,1%	DE:0,9%	DE:1,4%
	-10% zu Basis	DE:0,1%	DE:0,6%	DE:1,1%	DE:1,6%

Als nächstes wird überprüft, um welchen Betrag der IZ jeweils steigt, wenn die

- BK gesenkt werden
- EQ gesteigert wird
- VS gesteigert werden.

Die Steigerung der IZ- Werte in Tabelle 4.7 bei Veränderung des zu untersuchenden Parameters (die anderen beiden Parameter bleiben jeweils gleich), bei Veränderung des zu untersuchenden Parameters (die anderen beiden Parameter bleiben jeweils gleich), wird dafür zunächst ermittelt. Im nächsten Schritt wird der Durch-

schnittswert der IZ-Steigerung errechnet, um dadurch zu bestimmen, welcher der drei Parameter den stärksten Einfluss auf den IZ ausübt.

Einfluss von geringeren Betriebskosten auf den IZ

Werden die Betriebskosten in Österreich von 2% (hohe BK) auf 0,5% (niedrige BK) der Investitionskosten gesenkt, steigt der IZ-Wert um durchschnittlich 3,9%. Der Einfluss auf die Rentabilität ist somit, verglichen mit einer Änderung der vermiedenen Strombezugskosten und einer Steigerung der Eigenverbrauchsquote, hier am höchsten, wie später im Text noch gezeigt wird (s. Tabelle 4.9; Tabelle 4.10 und Tabelle 4.12). Eine Senkung der BK in Deutschland von 2,5% auf 1,0% der Investitionskosten, steigert den durchschnittlichen IZ um 2,8%. Der Einfluss der BK fällt damit in Deutschland geringer aus (s. Tabelle 4.9).

Tabelle 4.9: Durchschnittliche Steigerung der IZ – Werte (österreichischen Werten jeweils oben und deutschen Werten unten) für eigenfinanzierte 5,1 kWp PV-Anlagen, wenn statt hohen BK, niedrige BK angesetzt werden (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**AT/ DE**	**EQ**				**Mittelwert**
			0%	**10%**	**20%**	**30%**	
Betriebskosten Senkung von „hoch“ auf „niedrig“	+10% zu Basis	AT	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
		DE	3,1%	2,8%	2,6%	2,4%	2,7%
	Basis	AT	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
		DE	3,1%	2,9%	2,6%	2,5%	2,8%
	-10% zu Basis	AT	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
		DE	3,1%	2,9%	2,7%	2,6%	2,8%
Mittelwert Gesamt			**AT**				**3,9%**
			DE				**2,8%**

Veränderung der Eigenverbrauchsquote (EQ)

Die Steigerung der Eigenverbrauchsquote um 10% erhöht die IZ-Werte in Österreich um durchschnittlich 0,6%, während die maximale Steigerung bei 30%, 1,7% beträgt (s. Tabelle 4.10). Der maximale Einfluss der Eigenverbrauchsquote auf den IZ ist damit deutlich geringer, als der Einfluss der Betriebskosten. In Deutschland fällt eine Eigenverbrauchsquoten- Steigerung stärker ins Gewicht: Der IZ erhöht sich um durchschnittlich um 1,1% bei 10% EQ-Steigerung und um 3,4% bei 30% EQ-Steigerung. Der Einfluss der EQ auf den IZ ist damit fast doppelt so hoch (vgl. Tabelle 4.10). Wird die Eigenverbrauchsquote von 0% auf 30% erhöht, hat dies mehr Einfluss auf den IZ, als eine Senkung der Betriebskosten um den maximalen Wert von 1,5% (vgl. „Mittelwerte Gesamt“ Tabelle 4.10 und Tabelle 4.9).

Tabelle 4.10: Auswirkungen einer Steigerung der Eigenverbrauchquote auf die Rentabilität einer eigenfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlage mit österreichischen Werten jeweils oben und deutschen Werten unten (eigene Darstellung).

BK	VS	AT/DE	EQ-Steigerung			Mittel-wert	Gesamtwert 0% auf 30%
			0% auf 10%	10% auf 20%	20% auf 30%		
niedrig	+10% zu Basis	AT	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	2,1%
		DE	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	3,7%
	Basis	AT	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	1,7%
		DE	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	3,1%
	-10% zu Basis	AT	0,4%	0,4%	0,5%	0,4%	1,3%
		DE	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	2,5%
hoch	+10% zu Basis	AT	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	2,1%
		DE	1,6%	1,4%	1,4%	1,5%	4,4%
	Basis	AT	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	1,4%
		DE	1,3%	1,3%	1,1%	1,2%	3,7%
	-10% zu Basis	AT	0,5%	0,4%	0,5%	0,5%	1,4%
		DE	1,1%	1,0%	0,9%	1,0%	3,0%
Mittelwerte Gesamt					**AT**	**0,6%**	**1,7%**
					DE	**1,1%**	**3,4%**

Veränderung der vermiedenen Strombezugskosten

Eine Steigerung des Strompreises um durchschnittlich +10% über den PV-Anlagenzeitraum, die eine Steigerung der vermiedenen Strombezugskosten für den PV-Anlagenbetreiber zur Folge hat, führt in Österreich zur gleichen Steigerung des IZ, wie eine Steigerung der Eigenverbrauchsquote um 10% (+ 0,6%) (s. Tabelle 4.11). Die maximale Steigerung um 20% hat mit einer Erhöhung des IZ um durchschnittlich 1,1% jedoch einen geringeren Einfluss, als die maximale Änderung der Eigenverbrauchsquote. In Deutschland steigt der IZ durchschnittlich nur ca. halb so stark (+ 0,3% und + 0,7%) (s. Tabelle 4.11).

Tabelle 4.11: Auswirkungen einer Änderung der vermiedenen Strombezugskosten um jeweils 10%, auf die Rentabilität einer eigenfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlage mit österreichischen Werten jeweils oben und deutschen Werten unten (eigene Darstellung).

BK	VS	AT/DE	EQ				Mittelwert
			0%	10%	20%	30%	
niedrig	+10% zu Basis	AT	0,3%	0,4%	0,5%	0,6%	0,4%
		DE	0,0%	0,2%	0,4%	0,6%	0,3%
	Basis zu -10%	AT	0,3%	0,4%	0,5%	0,6%	0,5%
		DE	0,0%	0,2%	0,4%	0,6%	0,3%
	+10 zu -10%	AT	0,5%	0,8%	1,0%	1,3%	0,9%
		DE	0,0%	0,4%	0,8%	1,2%	0,6%

BK	VS	AT/DE	EQ				Mittelwert
			0%	10%	20%	30%	
hoch	+10% zu Basis	AT	0,5%	0,6%	0,7%	0,8%	0,6%
		DE	0,0%	0,3%	0,4%	0,7%	0,4%
	Basis zu -10%	AT	0,5%	0,6%	0,8%	0,9%	0,7%
		DE	0,0%	0,2%	0,5%	0,7%	0,4%
	+10% zu -10%	AT	1,0%	1,2%	1,5%	1,7%	1,3%
		DE	0,0%	0,5%	0,9%	1,4%	0,7%
Österreich	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung um 10%						**0,6%**
	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung gesamt von +10% zu -10%						**1,1%**
Deutsch-land	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung um 10%						**0,3%**
	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung gesamt von +10% zu -10%						**0,7%**

Fazit: Szenario 1a

Fallen die Betriebskosten für PV-Anlagen in Österreich und Deutschland hoch aus, (AT: 2% und DE: 2,5%) ist der ***interne Zinsfuß*** in den meisten Szenariovarianten (SV) in Deutschland höher. Umgekehrt führen niedrige Betriebskosten (AT: 0,5% und DE: 1%) in den meisten SZ zu einem höheren IZ in Österreich. Hohe BK erschweren in beiden Ländern eine rentable Verzinsung. So sind bei hohen BK in Österreich nur 25% und in Deutschland 42% aller SV rentabel, während bei niedrigen BK in beiden Ländern zu 100% eine rentable Verzinsung erreicht wird. Zusammenfassend zeigt sich für eigenfinanzierte 5,1 kWp PV-Anlagen, dass sie bei niedrigen BK in Österreich und bei hohen BK in Deutschland lohnenswerter sind.

In Österreich hat eine ***Senkung der Betriebskosten*** um 1,5% mit den verwendeten, maximalen Werten (0,5% und 2%), einen deutlich stärkeren Einfluss auf die interne Verzinsung, als in Deutschland (1,0% und 2,5%), wo die Steigerung der EQ mehr Auswirkungen auf den IZ zeigt. So führt in Österreich der maximal mögliche Anstieg der EQ auf 30% zu einer durchschnittlichen IZ- Erhöhung von 1,7%, was nur in etwa halb so hoch ist, als bei einer Senkung der Betriebskosten (3,9%). In Deutschland kann durch eine Senkung der Betriebskosten der IZ lediglich um durchschnittlich 2,8% gesteigert werden und zeigt damit weniger Einfluss, als eine Änderung der Eigenverbrauchsquote von 0% auf 30% (durchschnittliche IZ-Steigerung: 3,4%).

Eine durchschnittliche ***Steigerung der Eigenverbrauchsquote*** um 10% hat in Österreich mit einem IZ Anstieg von 0,6% deutlich weniger Einfluss auf den IZ, als

in Deutschland, wo der Wert mit 1,1% fast doppelt so hoch ist. Dementsprechend fallen auch die Gesamtwerte mit 1,7% (Österreich) und 3,4% (Deutschland) aus.

Eine Steigerung der ***vermiedenen Strombezugskosten*** steigert im Vergleich zu Deutschland (+0,7%), den IZ in Österreich fast um den doppelten Wert (+1,1%). Möglicherweise hängt dies mit den in etwa doppelt so hohen VS in Deutschland zusammen (16,55 Ct/kWh zu 27,97 Ct/kWh). Eine Änderung des Strombezugspreises bei höheren VS mag sich weniger stark auf den IZ auswirken, als wenn die vermiedenen Strombezugskosten noch geringer sind. Auffällig ist zudem, dass mit höheren Betriebskosten (0,5% zu 2,0%), der Einfluss veränderter vermiedener Strombezugskosten steigt.

4.2.1.2 Szenario 1b: Rentabilität von mischfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlagen

Im Methodik-Teil (Kapitel 3) wurde darauf hingewiesen, dass die Aufnahme eines Kredits zur Finanzierung einer PV-Anlage mit einem Verhältnis von 80% Fremdfinanzierung zu 20% Eigenfinanzierung üblich ist. Zusätzlich wurde darauf hingewiesen, dass anhand des durchschnittlichen IZ über alle Szenarien für 5,1 kWp PV-Anlagen in Österreich und Deutschland überprüft wurde, ob die Inanspruchnahme einer rückzahlungsfreien Zeit von 2 Jahren lohnenswert ist. Die Überprüfung ergab für beide Länder einen leichten Vorteil im durchschnittlichen IZ über alle Szenarien bei sofortiger Kreditrückzahlung (s. PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.4.2.1.2, Sz 1b, Vgl. AT, DE und Anhang 1.1, Kapitel 4.2.1.2, Szenario 1b, Tabelle 8.15 und Tabelle 8.16). Die Modellrechnungen werden entsprechend für beide Länder mit einer sofortigen Kreditrückzahlung angesetzt. Die Auswirkung auf die Rentabilität wird danach im Szenario 1b mit den folgenden Parametern untersucht (s. Tabelle 4.12).

Tabelle 4.12: Verwendete Parameter für die Berechnung des Szenarios 1b (eigene Darstellung).

Parameter	**Einheit**	**Österreich**	**Deutschland**
Anlagengröße	kWp	5,1	5,1
Spezifischer Energieertrag pro Jahr	(kWh/kWp)/a	1.000	950
Geförderter Einspeisevergütungssatz	Ct/kWh	7,91	12,24
Einspeisevergütungssatz nach Ablauf der geförderten Einspeisevergütung	Ct/kWh	3,8	-
Jährliche Stromertragsminderung	%	0,5	0,5
Investitionszuschuss	Euro/kWp	375	0

Parameter	**Einheit**	**Österreich**	**Deutschland**
Opportunitätskostensatz für vermiedene Strombezugskosten aus Eigenverbrauch	Ct/kWh	18,21 (+10%)	30,77 (+10%)
		16,55 (Basis)	27,97 (Basis)
		14,90 (- 10%)	25,17 (-10%)
Bemessungsgrundlage (exkl. USt.) für Berechnung der Umsatzsteuerschuld auf eigenverbrauchten PV-Strom	Ct/kWh	-	28,17 (+10%)
			25,61 (Basis)
			23,05 (-10%)
Jährliche Stromertragsminderung durch 70% - Regelung im EEG	%	-	4%
Spezifische Investitionskosten	Euro/kWp	1621	1650
Betriebskosten	in % der Investitionskosten	0,5 (niedrig)	1,0 (niedrig)
		2,0 (hoch)	2,5 (hoch)
Eigenkapitalanteil	%	20	20
Fremdkapitalanteil	%	80	80
Fremdkapitalzins	%	4	3,5
Kreditlaufzeit	Jahre	10	10
Tilgungsfreie Anlaufjahre	Jahre	0	0
Vergütungslaufzeit	Jahre	13	20
Anlagelebensdauer	Jahre	25	25
USt auf PV-Anlage	%	20	19
Gesetzlich vorgeschriebene Abschreibungsdauer (Afa)	Jahre	20	-
USt-Schuld aus ertragssteuerlich auszuscheidendem Privatanteil der Afa	Euro	Wert abhängig von Eigenverbrauchsmenge	-
USt-Schuld aus den Betriebskosten des selbst verbrauchten PV-Stroms	Euro	Wert abhängig von Eigenverbrauchsmenge	-

Auswirkungen einer Kreditaufnahme auf die Rentabilität von 5,1 kWp PV-Anlagen

Ähnlich wie im ersten Szenario 1a ist für Privathaushalte in Österreich Szenario 1b lediglich bei geringen Betriebskosten rentabel. Höhere BK verursachen hingegen meistens einen negativen IZ (s. Tabelle 4.13). Eine Mischfinanzierung (aus Eigen- und Fremdfinanzierung) kann sich in Österreich lohnen, sofern die BK der PV-Anlage niedrig gehalten und eine EQ von mindestens 20% erreicht werden. In den anderen SV wird bei Eigenfinanzierung ein höherer IZ erreicht (vgl. Tabelle 4.13).

In Deutschland wirkt sich die Mischfinanzierung der PV-Anlage teilweise ähnlich aus. Hier ist bei niedrigen Eigenverbrauchsquoten (EQn) von 0% und 10%, in den meisten SV eine Eigenfinanzierung rentabler, während bei EQn von 20% bis 30% meistens eine Mischfinanzierung vorzuziehen ist (s. Tabelle 4.14). Bei hohen BK wird in Deutschland sowohl bei Eigen-, als auch bei Mischfinanzierung in deutlich mehr SV eine rentable Verzinsung erreicht (in 10 von 24 SV) als in Österreich (in 2 von 24 SV / nur bei EF) (vgl. Tabelle 4.13 und Tabelle 4.14). Bei hohen Betriebskosten kann erst ab 20% EQ eine rentable Verzinsung erreicht werden (vgl. Tabelle 4.14), was jedoch zumindest VS in Basishöhe voraussetzt. Mischfinanzierte PV-Anlagen sind bei niedrigen BK und Volleinspeisung nicht rentabel, im Gegensatz zur Eigenfinanzierung (vgl. Tabelle 4.14).

Tabelle 4.13: Vergleich der Rentabilität von PV-Anlagen in Österreich, von Szenario 1a mit Eigenfinanzierung (EF), mit Szenario 1b mit Mischfinanzierung (MF). Szenariovarianten (SV), in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt sind grün markiert. SV, in denen die Rentabilität gleich hoch ausfällt, sind orange markiert (eigene Darstellung).

BK	VS	EF/MF	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	EF	2,5%	3,2%	3,9%	4,6%
		MF	2,1%	3,1%	4,2%	5,4%
	Basis	EF	2,2%	2,8%	3,4%	3,9%
		MF	1,7%	2,5%	3,4%	4,4%
	-10% zu Basis	EF	2,0%	2,4%	2,8%	3,3%
		MF	1,2%	1,9%	2,6%	3,3%
hoch	+10% zu Basis	EF	-1,3%	-0,6%	0,1%	0,9%
		MF	-3,3%	-2,4%	-1,5%	-0,5%
	Basis	EF	-1,7%	-1,1%	-0,6%	0,0%
		MF	-4,0%	-3,3%	-2,6%	-1,8%
	-10% zu Basis	EF	-2,2%	-1,8%	-1,3%	-0,9%
		MF	-4,8%	-4,2%	-3,7%	-3,1%

Insgesamt kann in Österreich in 50% aller SV eine Rentabilität bei Mischfinanzierung (MF) erreicht werden. Für einen PV-Anlagenbetreiber, der die notwendige Eigenfinanzierung für eine PV-Anlage nicht aufbringen kann, bleibt damit die

Option einen Kredit aufzunehmen, solange er seine Betriebskosten niedrig halten kann.

Tabelle 4.14: Vergleich der Rentabilität von PV-Anlagen in Deutschland, nach Szenario 1a mit Eigenfinanzierung (EF), mit Szenario 1b mit Mischfinanzierung (MF). In grün: Szenariovarianten (SV), in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt. In orange: SV, in denen die Rentabilität im Vergleich gleich ausfällt (eigene Darstellung).

BK	VS	EF/MF	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	EF	0,8%	2,1%	3,3%	4,5%
		MF	-0,7%	2,4%	5,3%	8,3%
	Basis	EF	0,8%	1,9%	2,9%	3,9%
		MF	-0,7%	1,9%	4,5%	7,0%
	-10% zu Basis	EF	0,8%	1,7%	2,5%	3,3%
		MF	-0,7%	1,5%	3,6%	5,7%
hoch	+10% zu Basis	EF	-2,3%	-0,7%	0,7%	2,1%
		MF	-5,4%	-2,1%	1,0%	4,0%
	Basis	EF	-2,3%	-1,0%	0,3%	1,4%
		MF	-5,4%	-2,5%	0,1%	2,7%
	-10% zu Basis	EF	-2,3%	-1,2%	-0,2%	0,7%
		MF	-5,4%	-3,0%	-0,8%	1,4%

Bei niedrigen BK erreicht die MF sogar einen ähnlich hohen IZ (3,0%) wie die EF (3,1%) (s. PV-Foerderung.xlsx, Blatt K.4.2.1.2, Sz 1b, Vgl. AT, DE und Blatt K.4.2.1.1, Sz 1a, Vgl. AT, DE). In Deutschland führt eine Mischfinanzierung in 15 von 24 möglichen SV-Vergleichen, bei EQn ab 10% bis 20% zu einer höheren Rentabilität als in Österreich (s. Tabelle 4.15). Dafür ist eine Volleinspeisung nur in Österreich rentabel. Wie bereits erwähnt, ist sie jedoch nur bei niedrigen BK gegeben (vgl. Tabelle 4.15).

Tabelle 4.15: Interne Zinsfüße zum Szenario 1b mit den 24 Szenariovarianten (SV) pro Land. (Österreichische Werte oben und Deutsche Werte unten). In Grün: SV, in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt (eigene Darstellung).

BK	VS	AT/DE	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	AT	2,1%	3,1%	4,2%	5,4%
		DE	-0,7%	2,4%	5,3%	8,3%
	Basis	AT	1,7%	2,5%	3,4%	4,4%
		DE	-0,7%	1,9%	4,5%	7,0%
	-10% zu Basis	AT	1,2%	1,9%	2,6%	3,3%
		DE	-0,7%	1,5%	3,6%	5,7%
hoch	+10% zu Basis	AT	-3,3%	-2,4%	-1,5%	-0,5%
		DE	-5,4%	-2,1%	1,0%	4,0%
	Basis	AT	-4,0%	-3,3%	-2,6%	-1,8%
		DE	-5,4%	-2,5%	0,1%	2,7%
	-10% zu Basis	AT	-4,8%	-4,2%	-3,7%	-3,1%
		DE	-5,4%	-3,0%	-0,8%	1,4%

Einfluss von Betriebskosten, Eigenverbrauchsquote und vermiedenen Strombezugskosten

Während in Österreich niedrige ***Betriebskosten*** die Rentabilität bei Mischfinanzierung den IZ im Mittel um 5,9% steigern, hat das in Deutschland eine etwas geringere Auswirkung (+ 4,5% Steigerung des IZ) (s. Anhang 1.1, Kapitel 4.2.1.2, Szenario 1b, Tabelle 8.17). Somit sind die Auswirkungen deutlich stärker als bei Eigenfinanzierung (AT: + 3,9%; DE: +2,8%, vgl. Tabelle 4.9).

Eine Steigerung der ***Eigenverbrauchsquote*** um 10% fällt in Österreich mit einem Anstieg des IZ im Schnitt um 0,8% relativ gering ins Gewicht. Im Durchschnitt kann der IZ bei einer EQn-Steigerung von 30% EQ um + 2,4% verbessert werden. In Deutschland hat eine Steigerung der EQ eine deutlichere Erhöhung des IZ zur Folge. Im Mittel liegt der Unterschied bei einer Steigerung der EQ um 10% bei 2,6%. Die Steigerung der EQ von 0% auf 30% führt im Durchschnitt zu einer Erhöhung des IZ um +7,9% (vgl. Anhang 1.1, Kapitel 4.2.1.2, Szenario 1b, Tabelle 8.18). In beiden Ländern hat bei Mischfinanzierung eine Steigerung der EQ mehr Einfluss auf den IZ, als bei Eigenfinanzierung (vgl. Szenario 1a: AT: 0,6% pro 10% EQ-Anstieg / 1,7% gesamt; DE:1,1% pro 10% Schritt/ 3,4% gesamt; bzw. vgl. auch Tabelle 4.10).

Kommt es zu einer Änderung des Strompreises und damit zu einer Änderung der ***vermiedenen Strombezugskosten*** fallen Auswirkungen auf die Rentabilität in Österreich mit 0,9% (durchschnittliche Änderung bei 10% Preisanstieg) und 1,7% bei Mischfinanzierung insgesamt höher aus, als bei Eigenfinanzierung (0,6% / 1,1%). In Deutschland liegen die Werte bei 0,7% / 1,3% und damit ebenfalls höher, als wenn die PV-Anlagen eigenfinanziert (0,3% / 0,7%) werden (vgl. Tabelle 4.11 und Anhang 1.1, Kapitel 4.2.1.2, Szenario 1b, Tabelle 8.19). Die Auswirkungen fallen damit weniger stark aus, als in Österreich. Somit würde eine mögliche Änderung des Strompreises, deutsche PV-Anlagenbetreiber weniger stark treffen, als österreichische PV-Anlagenbetreiber. Das Risiko, durch mögliche Strompreisschwankungen die Rentabilität der PV-Anlage zu verlieren, ist bei Mischfinanzierung sowohl in Deutschland wie auch in Österreich höher, als bei Eigenfinanzierung. Insgesamt ist damit das Risiko in Österreich höher als in Deutschland.

Fazit: Szenario 1b

Die Aufnahme eines Kredits zur Finanzierung einer 5,1 kWp PV-Anlage lohnt sich in Österreich nur dann, wenn die BK geringgehalten werden können. In Deutschland kann auch bei hohen BK ein rentabler IZ erreicht werden. Jedoch muss die Eigenverbrauchsquote mindestens 20% betragen. Eine Mischfinanzierung erzielt in Österreich bei niedrigen BK eine höhere Rentabilität, als eine Ei-

genfinanzierung, wenn hohe EQn (ab 20% und VS: +10%) vorliegen. In Deutschland zeigt sich ein ähnliches Muster. Auch hier führen niedrige EQn in Kombination mit einer Eigenfinanzierung, meistens zu einer besseren Verzinsung, während PV-Anlagen mit hohen EQs in Kombination mit einer Mischfinanzierung häufig rentabler sind.

4.2.1.3 Szenario 2a: Rentabilität eigenfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlagen

Als nächstes wird der Einsatz von größeren PV-Anlagen mit einer PV-Leistung von 10,1 kWp untersucht, die selbst finanziert werden. Für Szenario 2a werden folgende Werte angesetzt:

Tabelle 4.16: Verwendete Modell-Werte für die Berechnung des Szenarios 2a (eigene Darstellung).

Parameter	**Einheit**	**Österreich**	**Deutschland**
Anlagengröße	kWp	10,1	10,1
Spezifischer Energieertrag pro Jahr	(kWh/kWp)/a	1.000	950
Geförderter Einspeisevergütungssatz	Ct/kWh	7,91	12,24
Geförderter Einspeisevergütungssatz (über 10 kWp)	Ct/kWh	-	11,91
Einspeisevergütungssatz nach Ablauf der geförderten Einspeisevergütung	Ct/kWh	3,8	-
Jährliche Ertragsminderung	%	0,5	0,5
Investitionszuschuss	Euro/kWp	375	0
Opportunitätskostensatz für vermiedene Strombezugskosten aus Eigenverbrauch	Ct/kWh	17,14 (+10%)	29,95 (+10%)
		15,58 (Basis)	27,23 (Basis)
		14,02 (-10%)	24,51 (-10%)
Bemessungsgrundlage (exkl. USt.) für Berechnung der Umsatzsteuerschuld auf eigenverbrauchten PV-Strom	Ct/kWh	-	26,58 (+10%)
			24,16 (Basis)
			21,74 (-10%)
Jährliche Ertragsminderung durch 70% - Regelung im EEG	%		3%
Spezifische Investitionskosten	Euro/kWp	1.318	1.300
Betriebskosten	in % der Investitionskosten	0,5 (niedrig)	1,0 (niedrig)
		2,0 (hoch)	2,5 (hoch)
Eigenkapitalanteil	%	100	100
Vergütungslaufzeit	Jahre	13	20
Anlagenlebensdauer	Jahre	25	25
Gesetzlich vorgeschrieben Abschreibungsdauer (Afa)	Jahre	20	-
USt-Schuld aus ertragssteuerlich auszuscheidenden Privatanteil der Afa	Euro	Wert abhängig von Eigenverbrauchsmenge	-

Parameter	Einheit	Österreich	Deutschland
USt auf PV-Anlage	%	20	19
USt-Schuld aus den Betriebskosten der Eigenverbrauchsmenge	Euro	Wert abhängig von Eigenverbrauchsmenge	-

Die Auswertung des Szenarios in MS-Excel führt zu den nachfolgenden Ergebnissen:

Rentabilität von eigenfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlagen

Für *Österreich* ist eine Rentabilität in praktisch allen Szenariovarianten (SV) gegeben. Bei hohen Betriebskosten liegt der IZ bei durchschnittlich 2,6% und bei niedrigen Betriebskosten bei 6,0%. Im schlechtesten Fall liegt der IZ bei 1,2% (BK hoch; VS -10%, EQ 0%) (s. Tabelle 4.17).

Die Rentabilität der eigenfinanzierten, österreichischen 10,1 kWp PV-Anlagen, liegt im Schnitt um 3,2% höher, als bei eigenfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlagen (s. Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.20). Dies ist hauptsächlich durch die verhältnismäßig geringeren spezifischen Investitionskosten begründet, die bei doppelter PV-Anlagengröße um ca. 300 Euro/kWp niedriger liegen. Diese Begründung wurde getestet, wobei die spezifischen Investitionskosten des Szenarios 1a für das Szenario 2a verwendet wurden und die Werte stark angleichen haben (s. Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.21 und PV-Foerderung.xlsx, Blatt K.4.2.2, Vgl. 1a, 2a und 2a und 2b). Die verbliebenen geringfügig unterschiedlichen IZ deuten darauf hin, dass weitere weniger wichtige Einflussfaktoren beteiligt sind (vgl. Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.21). Grundsätzlich rentiert es sich daher, wenn möglich, in eine größere PV-Anlage zu investieren. Im Vergleich zu Deutschland hat Österreich eine ähnlich hohe Rentabilität; der durchschnittliche IZ liegt bei 4,3% und im Mittel damit nur 0,4% höher als in Deutschland (vgl. Tabelle 4.17 und s. Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.22).

Tabelle 4.17: Ergebniswerte zum Szenario 2a mit allen 24 Szenariovarianten. Österreichische Werte (AT) oben und deutsche (DE) unten. In Grün / Orange hervorgehoben sind alle Werte, in denen die Rentabilität im Vergleich höher / gleich ist (eigene Darstellung).

BK	VS	AT/DE	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	AT	5,3%	6,1%	6,9%	7,8%
		DE	3,9%	4,9%	5,9%	6,9%
	Basis	AT	5,0%	5,7%	6,4%	7,1%
		DE	3,9%	4,7%	5,5%	6,2%
	-10% zu Basis	AT	4,8%	5,3%	5,8%	6,4%
		DE	3,9%	4,5%	5,0%	5,6%
hoch	+10% zu Basis	AT	1,9%	2,7%	3,6%	4,4%
		DE	1,4%	2,5%	3,6%	4,7%
	Basis	AT	1,6%	2,2%	2,9%	3,6%
		DE	1,4%	2,3%	3,1%	4,0%
	-10% zu Basis	AT	1,2%	1,7%	2,2%	2,7%
		DE	1,4%	2,0%	2,6%	3,2%

Auch 10,1 kWp PV-Anlagen in Deutschland sind stets rentabel. Würde die in Deutschland zu zahlende Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch wegfallen, läge die Rentabilität mit durchschnittlich 4,6% IZ sogar höher als in Österreich (s. Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.25).

Zwar liegt die Rentabilität bei niedrigen BK stets unter der österreichischen, ist aber mit einem durchschnittlichen IZ von 5,1% trotzdem ordentlich (AT: 6,0%). Bei hohen Betriebskosten liegt die Rentabilität dafür meist höher als in Österreich und kann mit einem durchschnittlichen IZ von 2,7% aufwarten (AT: 2,6%). In den schlechtesten Szenariovarianten liegt der IZ bei 1,4% (vgl. Tabelle 4.17).

Ebenso wie Österreich ist die Rentabilität von größeren 10,1 kWp PV-Anlagen in Deutschland im Szenario 2a besser, als von kleineren 5,1 kWp PV-Anlagen im Szenario 1a. Durchschnittlich verbessert sich die interne Verzinsung um + 2,9% in Deutschland und um + 3,2% in Österreich (s. Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.23 und Tabelle 8.24).

Einfluss der Betriebskosten, vermiedenen Strombezugskosten und Eigenverbrauchsquote

PV-Anlagen in Österreich haben bei niedrigen ***Betriebskosten*** einen um durchschnittlich 3,5% höheren IZ als bei hohen Betriebskosten. Der Betriebskosten-Parameter hat in Szenario 2a, ähnlich wie in den ersten beiden Szenarien 1a und 1b, den stärksten Einfluss auf die Rentabilität. Eine Senkung der Betriebskosten steigert den IZ jedoch vergleichsweise weniger, wie im Szenario 1a (IZ + 3,9% bei niedrigeren BK) und Szenario 1b (IZ + 5,9% bei niedrigeren BK). In Deutschland liegt der IZ bei niedrigen BK um + 2,4% höher. Damit ist die Auswirkung von niedrigen BK deutlich geringer, als in Österreich. Im Vergleich mit dem Ein-

fluss von niedrigen BK in Deutschland in Szenario 1a (IZ + 2,8%), fällt die Veränderung des IZ etwas geringer aus und deutlich geringer als in Szenario 1b (IZ + 4,5%) (vgl. Tabelle 4.9 und Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.26). Eine Verringerung der Betriebskosten verändert den IZ damit in Deutschland ähnlich stark, wie eine Erhöhung der ***Eigenverbrauchsquote*** von 0% auf 30% (IZ + 2,5%), (s. Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.27).

In Österreich hat die Erhöhung der EQ von 0% auf 30% einen etwas geringeren Einfluss auf die Rentabilität (IZ + 2,0%) (vgl. Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.27.).

Eine Erhöhung der ***vermiedenen Strombezugskosten*** um +10% wirkt sich in Österreich wie auch in Deutschland am geringsten aus (AT: IZ + 0,5% pro 10% Strompreis- Steigerung; IZ +1,1 % für max. Steigerung der VS um + 20%; DE: + 0,4% IZ pro 10% Steigerung der VS; IZ + 0,7 % für max. mögliche Steigerung VS) (s. Anhang 8.21, Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, Tabelle 8.28.).

Fazit Szenario 2a

Sowohl in Österreich als auch in Deutschland zeigt sich für größere 10,1 kWp PV-Anlagen eine deutlich bessere interne Verzinsung im Vergleich zu kleineren 5,1 kWp PV-Anlagen. Im Gegensatz zu Szenario 1a und 1b kann daher davon ausgegangen werden, dass der Kauf von 10,1 kWp PV-Anlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit rentabel ist. Eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote ist in beiden Ländern vorteilhaft für die Rentabilität. Hohe Betriebskosten und niedrige vermiedene Strombezugskosten senken zwar die Rentabilität, stellen aber in den allermeisten Szenariovarianten kein Ausschlusskriterium für eine rentable Investition dar.

4.2.1.4 Szenario 2b: Rentabilität von mischfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlagen

In diesem Szenario wird die Auswirkung einer Kreditaufnahme für eine 10,1 kWp PV-Anlage auf deren Rentabilität untersucht. Es wird auch überprüft, ob die Inanspruchnahme einer rückzahlungsfreien Zeit von 2 Jahren lohnenswert ist. In Österreich konnte damit ein geringfügig höherer IZ (+0,3%) über alle Szenarien festgestellt werden, wenn die Rückzahlung erst nach 2 Jahren erfolgt (s. Anhang 8.22, Szenario 2b, Tabelle 8.29). Die in der Modellrechnung angesetzte Rückzahlung erfolgt daher nach 2 Jahren. Da eine rückzahlungsfreie Zeit des Kredits, im Gegensatz zu Deutschland, nicht garantiert ist und von den jeweiligen Konditionen der Banken abhängt, wird zusätzlich in einem (Neben-)Szenario überprüft, wie sich eine sofortige Rückzahlung des Kredits auf den IZ auswirkt. Auch in Deutschland ist es rentabler, wenn die rückzahlungsfreie Zeit in Anspruch ge-

nommen wird (s. Anhang 8.22, Szenario 2b, Tabelle 8.30). Die Rückzahlung des Kredits erfolgt daher nach 2 Jahren. Die Parameter werden in folgender Tabelle 4.18 zusammengefasst:

Tabelle 4.18: Verwendete Parameter für die Berechnung des Szenarios 2b (eigene Darstellung).

Parameter	**Einheit**	**Österreich**	**Deutschland**
Anlagengröße	kWp	10,1	10,1
Spezifischer Energieertrag pro Jahr	(kWh/kWp)/a	1.000	950
Geförderter Einspeisevergütungssatz	Ct/kWh	7,91	12,24
Geförderter Einspeisevergütungssatz (über 10 kWp)	Ct/kWh	-	11,91
Einspeisevergütungssatz nach Ablauf der geförderten Einspeisevergütung	Ct/kWh	3,8	-
Opportunitätskostensatz für vermiedene Strombezugskosten aus Eigenverbrauch	Ct/kWh	17,14 (+10%)	29,95 (+10%)
		15,58 (Basis)	27,23 (Basis)
		14,02 (-10%)	24,51 (-10%)
Bemessungsgrundlage (exkl. USt.) für Berechnung der Umsatzsteuerschuld auf eigenverbrauchten PV-Strom	Ct/kWh	-	26,58 (+10%)
			24,16 (Basis)
			21,74 (-10%)
Jährliche Ertragsminderung	%	0,5	0,5
Investitionszuschuss	Euro/kWp	375	0
Jährliche Ertragsminderung durch 70% - Regelung im EEG	%	-	3
Spezifische Investitionskosten	Euro/kWp	1.318	1.300
Betriebskosten	in % der Investitionskosten	0,5 (niedrig)	1,0 (niedrig)
		2,0 (hoch)	2,5 (hoch)
Eigenkapitalanteil	%	80	80
Fremdkapitalanteil	%	20	20
Fremdkapitalzins	%	4	3,5
Kreditlaufzeit	Jahre	10	10

Parameter	Einheit	Österreich	Deutschland
Tilgungsfreie Anlaufjahre	Jahre	2 / 0	2
Vergütungslaufzeit	Jahre	13	20
Anlagenlebensdauer	Jahre	25	25
USt auf Anlage und/oder Betriebskosten	%	20	19
Gesetzlich vorgeschrieben Abschreibungsdauer (Afa)	Jahre	20	19
USt-Schuld aus ertragssteuerlich auszuscheidenden Privatanteil der Afa	Euro	Wert abhängig von Eigenverbrauchsmenge	-
USt-Schuld aus den Betriebskosten der Eigenverbrauchsmenge	Euro	Wert abhängig von Eigenverbrauchsmenge	-

Die Auswertung der oben angegebenen Parameter der Tabelle 4.18 im Modell führte zu folgender Rentabilität der PV-Anlagen:

Rentabilität von mischfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlagen

Die Aufnahme eines Kredits für den Kauf von 10,1 kWp PV-Anlagen in Österreich und Deutschland führt jeweils in beiden Ländern zu einer durchschnittlich mittleren Rentabilität über alle Szenarien. Diese liegt in Österreich bei einem durchschnittlichen IZ von 5,4% und in Deutschland bei 5,0%. Eine sofortige Rückzahlung führt in Österreich zu einem durchschnittlich etwas niedrigeren IZ von 5,1% (vgl. Anhang 8.22, Szenario 2b, Tabelle 8.29 und Tabelle 8.30). Insgesamt liegt die durchschnittliche Rentabilität damit in beiden Ländern ähnlich hoch (s. Tabelle 4.19).

Niedrige BK führen in Österreich, bei Krediten in denen eine rückzahlungsfreie Zeit von 2 Jahren gewährleistet ist, stets zu einer höheren Rentabilität als in Deutschland. Bei Krediten, bei denen die Rückzahlung sofort erfolgt, ist dies bis auf zwei SV (bei 30% EQ und VS Basis und VS +10%) ebenfalls der Fall. Hohe BK führen in den meisten Szenariovarianten zu einer höheren Rentabilität in Deutschland, unabhängig von der rückzahlungsfreien Zeit des Kredits in Österreich. Nur bei Volleinspeisung und VS in Basishöhe oder in Basishöhe +10% liegen, wird in Österreich eine gleich hohe oder höhere Rentabilität erreicht (vgl. Tabelle 4.19).

Tabelle 4.19: Ergebniswerte zum Szenario 2b mit allen 72 Szenariovarianten. Österreichische Werte oben und Deutsche Werte unten. AT/2 und DE/2 steht für 2 rückzahlungsfrei Jahre bei Kreditaufnahme in Österreich und Deutschland. AT/0 für sofortige Rückzahlung in Österreich. In Grün hervorgehoben sind Werte, bei denen die Rentabilität im Vergleich höher ist. In Orange hervorgehoben sind Werte, bei denen die Rentabilität im Vergleich gleich hoch ist (eigene Darstellung).

BK	VS	AT/DE	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	AT/2	6,8%	8,6%	10,7%	13,3%
		DE/2	4,8%	7,2%	9,6%	12,2%
		AT/0	6,5%	8,0%	9,7%	11,6%
		DE/2	4,8%	7,2%	9,6%	12,2%
	Basis	AT/2	6,4%	7,9%	9,5%	11,4%
		DE/2	4,8%	6,6%	8,5%	10,4%
		AT/0	6,2%	7,4%	8,8%	10,2%
		DE/2	4,8%	6,6%	8,5%	10,4%
	-10% zu Basis	AT/2	6,0%	7,1%	8,3%	9,7%
		DE/2	4,8%	6,1%	7,4%	8,7%
		AT/0	5,8%	6,7%	7,7%	8,8%
		DE/2	4,8%	6,1%	7,4%	8,7%
hoch	+10% zu Basis	AT/2	0,9%	2,2%	3,7%	5,3%
		DE/2	-0,1%	2,1%	4,3%	6,6%
		AT/0	1,2%	2,4%	3,7%	5,2%
		DE/2	-0,1%	2,1%	4,3%	6,6%
	Basis	AT/2	0,3%	1,3%	2,5%	3,7%
		DE/2	-0,1%	1,6%	3,3%	5,0%
		AT/0	0,6%	1,6%	2,6%	3,8%
		DE/2	-0,1%	1,6%	3,3%	5,0%
	-10% zu Basis	AT/2	-0,4%	0,4%	1,2%	2,1%
		DE/2	-0,1%	1,1%	2,3%	3,5%
		AT/0	0,0%	0,7%	1,5%	2,3%
		DE/2	-0,1%	1,1%	2,3%	3,5%

Bedeutung der Kreditaufnahme bei Finanzierung der PV-Anlage

Ähnlich wie im Szenario 2a (Eigenfinanzierung), zeigt sich in Österreich eine rentable Verzinsung bei Mischfinanzierung der PV-Anlage schon bei hohen BK (s. Tabelle 4.20). Diese kann jedoch nicht in allen Szenariovarianten (SV), wie im Szenario 2a, sondern nur in 11 von 12 SV, jeweils bei sofortiger Kreditrückzahlung und einer rückzahlungsfreien Zeit von 2 Jahren, erreicht werden. Außerdem ist die Verzinsung bei hohen BK meist geringer, wenn ein Kredit für die Finanzierung der PV-Anlage in Anspruch genommen wird (jeweils in 9 von 12 Fällen) (vgl. Tabelle 4.20).

Tabelle 4.20: Vergleich der Rentabilität in Österreich, von Szenario 2a mit Eigenfinanzierung (EF), mit Szenario 2b mit Mischfinanzierung mit 2 rückzahlungsfreien Anlaufjahren (MF/2) und ohne rückzahlungsfreie Anlaufjahre (MF/0). Szenariovarianten (SV), in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt sind grün markiert (eigene Darstellung).

BK	VS	EF/MF	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	EF	5,3%	6,1%	6,9%	7,8%
		MF/2	6,8%	8,6%	10,7%	13,3%
		EF	5,3%	6,1%	6,9%	7,8%
		MF/0	6,5%	8,0%	9,7%	11,6%
	Basis	EF	5,0%	5,7%	6,4%	7,1%
		MF/2	6,4%	7,9%	9,5%	11,4%
		EF	5,0%	5,7%	6,4%	7,1%
		MF/0	6,2%	7,4%	8,8%	10,2%
	-10% zu Basis	EF	4,8%	5,3%	5,8%	6,4%
		MF/2	6,0%	7,1%	8,3%	9,7%
		EF	4,8%	5,3%	5,8%	6,4%
		MF/0	5,8%	6,7%	7,7%	8,8%
hoch	+10% zu Basis	EF	1,9%	2,7%	3,6%	4,4%
		MF/2	0,9%	2,2%	3,7%	5,3%
		EF	1,9%	2,7%	3,6%	4,4%
		MF/0	1,2%	2,4%	3,7%	5,2%
	Basis	EF	1,6%	2,2%	2,9%	3,6%
		MF/2	0,3%	1,3%	2,5%	3,7%
		EF	1,6%	2,2%	2,9%	3,6%
		MF/0	0,6%	1,6%	2,6%	3,8%
	-10% zu Basis	EF	1,2%	1,7%	2,2%	2,7%
		MF/2	-0,4%	0,4%	1,2%	2,1%
		EF	1,2%	1,7%	2,2%	2,7%
		MF/0	0,0%	0,7%	1,5%	2,3%

Bei 20% EQ und VS im Bereich „Basis +10%“ und 30% EQ und VS im Bereich „Basis“ und „Basis +10%“ ist eine Mischfinanzierung vorzuziehen. Bei niedrigen BK führt eine Mischfinanzierung hingegen stets zu einer höheren Verzinsung für den PV-Anlagenbetreiber, unabhängig davon ob der Kredit sofort oder erst nach 2 Jahren zurückgezahlt werden muss (vgl. Tabelle 4.20). Ein Vergleich der Rentabilität von eigenfinanzierten und mischfinanzierten PV-Anlagen in Deutschland, führt zu ähnlichen Ergebnissen wie in Österreich: In der Mehrheit der untersuchten SV (7/12) ist die Rentabilität bei hohen BK bei Eigenfinanzierung höher. Bei hohen BK führt eine Volleinspeisung des PV-Stroms im Gegensatz zu Österreich noch nicht zu einer rentablen Verzinsung. Dies ist erst ab einer EQ von 10% möglich. Eine höhere interne Verzinsung bei Mischfinanzierung zeigt sich dann, wenn

die Eigenverbrauchsquoten (EQn) höher sind (20% und 30%[161)] (s. Tabelle 4.21). Sind die BK niedrig, ist die Rentabilität wieder stets besser, wenn eine Mischfinanzierung vorliegt (vgl. Tabelle 4.21).

Tabelle 4.21: Vergleich der Rentabilität in Deutschland, von Szenario 2a ohne Fremdfinanzierung (OF), mit Szenario 2b mit Fremdfinanzierung (MF). Szenariovarianten, in denen die Rentabilität im Vergleich höher ausfällt sind grün markiert (eigene Darstellung).

BK	VS	OF/MF	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	OF	3,9%	4,9%	5,9%	6,9%
		MF	4,8%	7,2%	9,6%	12,2%
	Basis	OF	3,9%	4,7%	5,5%	6,2%
		MF	4,8%	6,6%	8,5%	10,4%
	-10% zu Basis	OF	3,9%	4,5%	5,0%	5,5%
		MF	4,8%	6,1%	7,4%	8,7%
hoch	+10% zu Basis	OF	1,4%	2,5%	3,6%	4,7%
		MF	-0,1%	2,1%	4,3%	6,6%
	Basis	OF	1,4%	2,3%	3,1%	4,0%
		MF	-0,1%	1,6%	3,3%	5,0%
	-10% zu Basis	OF	1,4%	2,0%	2,6%	3,2%
		MF	-0,1%	1,1%	2,3%	3,5%

PV-Anlagengröße als Einflussfaktor für die Rentabilität einer PV-Anlage bei Mischfinanzierung

Bei Mischfinanzierung zeigt sich für *Österreich* ein starker Einfluss der PV-Anlagengröße auf die Rentabilität. Diese ist sowohl bei Krediten mit rückzahlungsfreier Zeit[162], als auch bei Krediten mit sofortiger Rückzahlung bei 10,1 kWp PV-Anlagen in jedem Fall höher als bei 5,1 kWp PV-Anlagen (s. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.31). Auch in *Deutschland* ist die Anschaffung einer großen PV-Anlage vorteilhaft für die Rentabilität. Sie ist trotz anteiliger EEG-Umlage, die bei größeren PV-Anlagen auf den Eigenverbrauch gezahlt werden muss, ebenfalls stets höher[163] (s. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.32). Falls die Option besteht, sollte ein potentieller Investor folglich sowohl in Österreich wie auch in Deutschland immer den Kauf einer größeren PV-Anlage vorziehen.

[161] Ausnahme: VS -10%, hier erst ab 30% EQ.
[162] AT: Rückzahlungsfreie Zeit: Durchschnittlich höherer IZ +5,7%; Sofortige Rückzahlung: Durchschnittlich höherer IZ +5,1%.
[163] DE: Rückzahlungsfreie Zeit: Durchschnittlich höherer IZ +4,3%; Sofortige Rückzahlung: Durchschnittlich höherer IZ +3,8%.

Einfluss der Betriebskosten, vermiedenen Strombezugskosten und Eigenverbrauchsquote

Niedrige **Betriebskosten** führen für *österreichische* PV-Anlagen zu einem durchschnittlich höheren IZ von +6,9% (s. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.33). Im Szenario 2b haben die Betriebskosten somit den stärksten Einfluss auf die Rentabilität im Vergleich mit den anderen Szenarien[164]. Auch bei sofortiger Kreditrückzahlung bleibt der Einfluss der BK mit einem durchschnittlich höheren IZ von +6,0% am größten (vgl. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.33). Bei *deutschen* PV-Anlagen führen niedrige Betriebskosten zu einem durchschnittlich höheren IZ von + 5,1%. Der Einfluss der BK fällt damit etwas geringer aus als in Österreich (vgl. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.33). Dies stellt im Vergleich mit den anderen Szenarien, ebenfalls den höchsten Wert dar[165].

Eine Erhöhung der **Eigenverbrauchsquote** von 10% wirkt sich in *Österreich* mit einer durchschnittlichen Steigerung des IZ von 1,4% aus. Entsprechend wird bei einer Erhöhung der EQ von 0% auf 30%, eine IZ- Steigerung von durchschnittlich 4,2% erreicht (s. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.34). Dies stellt die höchste Steigerung des IZ im Vergleich mit den anderen Szenarien dar[166]. Das ist auch bei sofortiger Kreditrückzahlung der Fall, auch wenn die Auswirkung einer EQ-Änderung etwas geringer ist: Bei einer Erhöhung der EQ um +10% liegt die Steigerung des IZ nur noch bei 1,2% und bei einer Erhöhung der EQ um +30% steigt der EQ nur noch um durchschnittlich 3,6% (vgl. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.34). In *Deutschland* führt eine Erhöhung der EQ um + 10% zu einer Steigerung des IZ um +1,8%. Eine Erhöhung der EQ um + 30% führt zu einer Steigerung des IZ um +5,4%. Der Einfluss der EQ auf den IZ ist damit höher als in Österreich (vgl. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.34) und liegt im Vergleich mit den anderen deutschen Szenarien, nach Szenario 1b an zweiter Stelle[167].

Erhöhen sich die ***vermiedenen Strombezugskosten*** in Österreich um 10%, steigt der IZ-Wert um durchschnittlich 1,1%. Eine Erhöhung der VS um 20% bewirkt eine durchschnittliche Steigerung des IZ um 2,2% (s. Anhang 8.22, Kapitel

[164] Auswirkung von niedrigeren BK in AT: Szenario 1a: IZ + 3,9%; Szenario 1b: IZ + 5,9%; Szenario 2a: + 3,5% IZ.
[165] Auswirkung von niedrigeren BK in DE: Szenario 1a: + 2,8%; Szenario 1b: + 4,5%; Szenario 2a: + 2,4%.
[166] EQ-Steigerung in AT führt zu folgenden IZ- Steigerungen: Szenario 1a: EQ + 10%: IZ + 0,6%; EQ + 30%: IZ + 1,8%; Szenario 1b: EQ + 10%: IZ + 0,8%; EQ + 30%: IZ + 2,5%; Szenario 2a: EQ + 10%: IZ + 0,7%, EQ + 30%: IZ + 2,0%.
[167] Der IZ steigt bei einer Erhöhung der EQ in DE am meisten im Szenario 1b: EQ + 10%: IZ + 2,6%; EQ + 30%: 7,9%, dann Szenario 1a: EQ + 10%: IZ + 1,1%, EQ + 30%: IZ + 3,4%; gefolgt von Szenario 2a mit: EQ +10: IZ + 0,8%; EQ + 30%: IZ +2,5%.

4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.35). Die Werte liegen damit geringfügig höher als bei den anderen Szenarien[168]. Eine sofortige Kreditrückzahlung lässt die durchschnittliche Steigerung der IZ-Werte etwas geringer ausfallen (VS +10% = IZ-Wert +0,9%; VS +20% = IZ Wert +1,9%) (s. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b,Tabelle 8.35). In Deutschland liegt der Einfluss der VS niedriger: Eine Steigerung der VS um 10% erhöht den IZ-Wert um durchschnittlich + 0,8%. Eine Steigerung der VS um 20% erhöht den IZ-Wert um durchschnittlich + 1,6% (vgl. Anhang 8.22, Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, Tabelle 8.35). Die Auswirkungen der VS- Änderungen sind damit höher als bei den anderen Szenarien[169].

Fazit: Szenario 2b

Besteht die Wahl zwischen dem Kauf einer *kleineren 5,1 kWp* und einer *größeren 10,1 kWp* PV-Anlage, die mithilfe eines Kredits finanziert werden soll, ist aus finanziellen Erwägungen die größere PV-Anlage zu bevorzugen: Eine größere 10,1 kWp PV-Anlage, die durch Kreditaufnahme und Eigenkapital in den untersuchten 80/20- Verhältnis finanziert wird, weist sowohl in Österreich, wie auch in Deutschland, in allen Szenariovarianten ein höhere Rentabilität auf, als die im gleichem Verhältnis finanzierte, kleinere 5,1 kWp PV-Anlage.

Kann man mit niedrigen Betriebskosten rechnen, führt eine *Mischfinanzierung* bei großen 10,1 kWp PV-Anlagen sowohl in Österreich, wie auch in Deutschland stets zu einer besseren Rentabilität. Sind hohe BK zu erwarten, sollte ein potentieller Investor in Österreich eine *Eigenfinanzierung* vorziehen, wenn EQn des PV-Stroms von 0%, 10% oder 20% vorgesehen sind. In Deutschland ist der IZ bei Eigenfinanzierung und hohen BK nur bei niedrigen Eigenverbrauchsquoten des PV-Stroms bis maximal 10%, höher[170] als bei Mischfinanzierung. Bei höheren EQ rentiert es sich dagegen, eine Mischfinanzierung in Anspruch zu nehmen.

Bezüglich *Betriebskosten, Eigenverbrauchquote und vermiedenen Strombezugskosten* zeigt sich, dass in Österreich die Betriebskosten die Rentabilität am stärksten beeinflussen. In Deutschland hingegen ist die Auswirkung der EQ am höchsten, erst dann folgen die BK. Eine Veränderung der vermiedenen Strombezugskosten hat sowohl in Österreich, wie auch in Deutschland den geringsten Einfluss auf die Rentabilität.

[168] Auswirkung einer Erhöhung der VS um 10% und 20% auf den IZ, bei den unterschiedlichen Szenarien in AT: Szenario 1a: VS + 10: IZ + 0,6%; VS + 20%: IZ + 1,1%; Szenario 1b: VS + 10%: IZ + 0,9%; VS + 20%: IZ + 1,7%; Szenario 2a: VS + 10%: IZ + 0,5%; VS +20%: IZ + 1,1%.

[169] Auswirkung einer Erhöhung der VS um 10% und 20% auf den IZ, bei den unterschiedlichen Szenarien in DE: Szenario 1a: VS + 10: IZ + 0,3%; VS + 20%: IZ + 0,7%, Szenario 1b: VS + 10: IZ + 0,7%; VS + 20%: IZ + 1,3%; Szenario 2a: VS + 10: IZ + 0,4%; VS + 20%: IZ + 0,7%.

[170] Ausnahme: BK hoch; VS -10%: Hier ist auch bei 20% EQ die Eigenfinanzierung vorzuziehen.

4.2.2 Gesamtanalyse und Makrovergleich der untersuchten Szenarien

Folgende Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen Österreich und Deutschland können hinsichtlich der Rentabilität der untersuchten PV-Anlagen aufgezeigt werden:

Die durchschnittliche Rentabilität (hier auch: „*Gesamtrentabilität*“) aller Szenarien 1a, 1b, 2a und 2b[171] in Österreich, errechnet mit der internen Verzinsung, beträgt 2,7%. Nur 77% der Szenarienvarianten (SV) erweisen sich dabei als rentabel, wobei bei diesen SV die durchschnittliche interne Verzinsung 4,1% beträgt. Die durchschnittliche interne Verzinsung der analysierten SV der gleichen Szenarien in Deutschland liegt mit 2,7% gleich hoch. Die relative Anzahl an rentablen SV liegt mit 79% geringfügig höher. Deren durchschnittliche interne Verzinsung ist mit 3,9% aber dafür etwas geringer (s. Anhang 1.1, Kapitel 4.2.2, Tabelle 8.37 und Tabelle 8.38 und PV-Foerderung.xlsx., K.4.2.2 Gesamt_IZ alle Szenarien).

Wird die Gesamtrentabilität der 4 Szenarien über alle 24 untersuchten SV gebildet, die sich jeweils durch den Kauf von 5,1 kWp und 10,1 kWp PV-Anlagen ergeben, fällt sie in Österreich und Deutschland in allen untersuchten Szenarien positiv aus (s. Tabelle 4.22). Im österreichischen Szenario 1b ist dies jedoch erst ab der zweiten Nachkommastelle ersichtlich (IZ + 0,02%) Die Eigenfinanzierung von 5,1 kWp PV-Anlagen, führt im Vergleich mit mischfinanzierten PV-Anlagen der gleichen Leistungsgröße, im Durchschnitt zu einer höheren Rentabilität (IZ: +0,6%) (s. Anhang 1.1, Kapitel 4.2.2, Tabelle 8.39 und Tabelle 4.22). Umgekehrt weisen kreditfinanzierte 10,1 kWp PV-Anlagen im Vergleich zu eigenfinanzierten eine durchschnittlich höhere Rentabilität auf (IZ: + 1,1%) (vgl. Anhang 1.1, Kapitel 4.2.2, Tabelle 8.39 und Tabelle 4.22).

Auffällig ist, dass sich die Gesamtrentabilität in AT und DE in 3 der 4 Szenarien kaum unterscheidet. Die Unterschiede zwischen beiden Ländern im durchschnittlichen IZ - Wert betragen für Szenario 1a 0,1%, für Szenario 2a 0,4% und für Szenario 2b 0,4% jeweils zugunsten von AT. Etwas deutlicher unterschieden sich kleine, mischfinanzierte PV-Anlagen mit 0,9%[172], hier jedoch zu Gunsten von DE (s. PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.4.2.2_Vgl. IZ_DE_AT und vgl. Tabelle 4.22). Insgesamt ist die mittlere IZ der modellierten 5,1 kWp- und 10,1 kWp PV-Anlagen, zwischen AT und DE, nur um 0,14% höher als in AT (vgl. „*IZ über alle Szenarien*“ Tabelle 4.22 und PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.4.2.2_Vgl.

[171] Der Einfachheit halber werden im Weiteren nur die Fälle des österreichischen (Haupt-) Szenarios mit 2 Jahren rückzahlungsfreier Kreditzeit untersucht.

[172] In Tabelle 4.22 wird der Unterschied im IZ der Übersichtlichkeit halber auf eine Nachkommastelle gerundet für IZ-AT mit 0,0% und für IZ-DE mit 1,0% angegeben. Der Unterschied beträgt jedoch nicht 1,0%, wie man aufgrund der genannten Zahlenwerte annehmen könnte, sondern 0,9%. Dies ist in PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.4.2.2_Vgl. IZ_DE_AT ersichtlich.

IZ_DE_AT). Reiht man die Szenarien nach ihrer durchschnittlich erzielten Rentabilität, ergibt sich die gleiche Rangfolge der Szenarien (2b > 2a > 1a > 1b) in Österreich und Deutschland (vgl. PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.4.2.2_Vgl. IZ_DE_AT und Tabelle 4.22).

Tabelle 4.22: Durchschnittliche Höhe des internen Zinsfußes für alle 24 untersuchten Varianten, jeweils in AT und DE für 5,1 kWp und 10,1 kWp PV-Anlagen, geordnet nach Höhe des IZ von oben (bester Wert) nach unten (schlechtester Wert) (eigene Darstellung).

Szenarien	IZ-AT	IZ-DE
2b: Mischfinanzierte 10,1 kWp PV-Anlagen	5,2%	5,0%
2a: Eigenfinanzierte 10,1 kWp PV-Anlagen	4,2%	3,9%
1a: Eigenfinanzierte 5,1 kWp PV-Anlagen	1,1%	1,0%[173]
1b: Mischfinanzierte 5,1 kWp PV-Anlagen	0,0[174]%	1,0%[175]
IZ über alle Szenarien	**2,7%**	**2,7%**

Grundsätzlich ist es stets rentabler, in größere 10,1 kWp PV-Anlage zu investieren. Insgesamt steigt die Gesamtrentabilität in Österreich bei Investition in größere PV-Anlage jedoch mehr als in Deutschland (IZ AT: + 4,3%; IZ DE: + 3,5%) (s. Tabelle 4.23 und PV-Foerderung.xlsx, Blatt K.4.2.2, Vgl. 1a, 2a und 1b, 2b).

Tabelle 4.23: Rentabilitätsvorteil von 10,1 kWp PV-Anlagen gegenüber 5,1 kWp PV-Anlagen (eigene Darstellung).

Szenarien-vergleich	IZ-Differenz in AT	IZ-Differenz in DE
Szenario 2a und Szenario 1a	3,2%	2,9%
Szenario 2b und Szenario 1b	5,4%	4,1%
Durchschnittlich höhere Rentabilität von 10,1 kWp PV-Anlagen je Land	4,3%	3,5%
Durchschnittlich höhere Rentabilität von 10,1 kWp PV-Anlagen insgesamt	3,9%	

Sowohl in Österreich, wie auch in Deutschland ist es rentabler für 10,1 kWp PV-Anlagen einen Kredit zur Finanzierung aufzunehmen, als die PV-Anlage nur mit Eigenkapital zu finanzieren, solange die BK niedrig gehalten werden (s. Tabelle 4.24[176]). Liegen jedoch hohe BK vor, ist die Eigenfinanzierung von 10,1 kWp PV-Anlagen insgesamt rentabler, als eine Mischfinanzierung (vgl. Tabelle 4.24)[177]. In

[173] Mit einer Nachkommastelle mehr: 0,99%.
[174] Mit einer Nachkommastelle mehr: 0,02%
[175] Mit einer Nachkommastelle mehr: 0,95%
[176] Die Tabelle entstammt aus PV-Foerderung.xlxs, Blatt: K.4.2.2_Vgl. EF_MF.
[177] Wird zusätzlich die Abhängigkeit der IZ-Höhe vom EQn-Wert betrachtet, kann sich das Ergebnis ändern. Bei hohen BK beeinflusst die Höhe der EQ mit, ob die interne Verzinsung bei Eigen- oder Mischfinanzierung in AT und DE höher ist (vgl. Kapitel 4.2.1.4. Fazit Szenario 2b).

Deutschland zeigt sich bei 5,1 kWp Anlagen das gleiche Muster (vgl. Tabelle 4.24). In Österreich wirkt sich die Wahl der Finanzierung bei 5,1 kWp PV-Anlagen bei niedrigen BK anders aus. Eine Eigenfinanzierung führt hier, wie bei den hohen BK, zu einer durchschnittlich höheren Verzinsung, als eine Mischfinanzierung (vgl. Tabelle 4.24).

Tabelle 4.24: Durchschnittlicher IZ der untersuchten Szenarien bei niedrigen und hohen BK, jeweils für Österreich und Deutschland. Reihenfolge der Szenarien nach Höhe der IZ-Werte, beginnend von oben mit dem höchsten Wert. In Grün: Reihenfolge der Szenarien bezüglich der Höhe ihrer IZ-Werte ist in AT und DE gleich. In Orange: Reihenfolge ist unterschiedlich (eigene Darstellung).

BK niedrig				**BK hoch**			
AT		**DE**		**AT**		**DE**	
Szenarien-Reihenfolge	**IZ**	**Szenarien-Reihenfolge**	**IZ**	**Szenarien-Reihenfolge**	**IZ**	**Szenarien-Reihenfolge**	**IZ**
2b	8,8%	2b	7,6%	2a	2,6%	2a	2,7%
2a	6,0%	2a	5,1%	2b	1,9%	2b	2,4%
1a	3,1%	1b	3,2%	1a	- 0,9%	1a	- 0,4%
1b	3,0%	1a	2,4%	1b	- 2,9%	1b	- 1,3%
IZ Mittelwert über alle Szenarien	**5,9%**		**4,6%**	**IZ Mittelwert über alle Szenarien**	**0,2%**		**0,9%**

Je nach Finanzierungsart (Mischfinanzierung: 1b, 2b; Eigenfinanzierung:1a, 2a) beeinflussen BK die Rentabilität unterschiedlich. In beiden Ländern erhöhen niedrige BK den IZ von mischfinanzierten PV-Anlagen deutlich mehr als von eigenfinanzierten (s. Tabelle 4.25, vgl. IZ-Steigerung 1a/1b und 2a/2b). Die Einflussstärke der BK variiert auch je nach PV-Anlagengröße. Jedoch wird der IZ bei unterschiedlichen PV-Anlagengrößen vergleichsweise geringer erhöht (vgl. Tabelle 4.25, vgl. IZ-Steigerung 1a/2a und 1b/2b) als bei Misch- und Eigenfinanzierung.

Tabelle 4.25: Einfluss der Betriebskosten (IZ-Unterschied zwischen niedrigen und hohen BK) auf die Rentabilität, für jeweils 24 untersuchte Varianten, in Österreich und Deutschland. In Gelb: IZ-Unterschied in AT höher. In Blau: IZ-Unterschied in DE höher (eigene Darstellung).

BK-Unterschied	**AT**		**DE**		**Höherer IZ-Unterschied in AT im Vergleich zu DE**	
	Szenarien	IZ-Steigerung	Szenarien	IZ - Steigerung	Szenarien	IZ-Diffe-renz
Steigerung IZ BK hoch zu BK nied-rig	2b	+ 6,9%	2b	+ 5,1%	2b	+ 1,8%
	1b	+ 5,9%	1b	+ 4,5%	1b	+ 1,4%
	1a	+ 3,9%	1a	+ 2,8%	2a	+ 1,1%
	2a	+ 3,5%	2a	+ 2,4%	2a	+ 1,1%
Höherer IZ im Durch-schnitt		**+ 5,1%**		**+ 3,7%**	**Höherer IZ AT/DE im Durchschnitt**	**+ 1,4%**

Eine größere Eigenverbrauchsquote erhöht den IZ von mischfinanzierten PV-Anlagen mehr als von eigenfinanzierten. Dieser positive Einfluss der EQ auf den IZ ist jedoch in Deutschland deutlich stärker als in Österreich (s. „IZ-Steigerung im Durchschnitt“, Tabelle 4.26).

Tabelle 4.26: Erhöhung der Gesamtrentabilität (IZ-Wert über alle 24 Varianten eines Szenarios), jeweils durch eine größere Eigenverbrauchsquote von + 10% und + 30%, in AT und DE (eigene Darstellung).

AT			**DE**		
Szenarien	EQ + 10%	EQ + 30%	Szenarien	EQ + 10%	EQ + 30%
2b	+ 1,4%	+ 4,2%	1b	+ 2,6%	+ 7,9%
1b	+ 0,8%	+ 2,4%	2b	+ 1,8%	+ 5,4%
2a	+ 0,7%	+ 2,0%	1a	+ 1,1%	+ 3,4%
1a	+ 0,6%	+ 1,7%	2a	+ 0,8%	+ 2,5%
IZ-Steigerung im Durch-schnitt	**+ 0,9%**	**+ 2,6%**	**IZ-Steigerung im Durch-schnitt**	**+ 1,6%**	**+ 4,8%**

Höhere vermiedene Strombezugskosten erhöhen in beiden Ländern den IZ von mischfinanzierten PV-Anlagen mehr, als von eigenfinanzierten (s. Tabelle 4.27). Daraus lässt sich schließen, dass das Risiko von sinkenden Strombezugspreisen durch Eigenfinanzierung gemindert werden kann. Höhere VS haben in Österreich eine stärkere positive Auswirkung auf den IZ als in Deutschland (vgl. „Durchschnittliche IZ-Steigerung über alle Szenarien“, Tabelle 4.27). Höhere Strompreise haben somit in Österreich einen stärken Einfluss auf die Rentabilität als in Deutschland.

Tabelle 4.27: Einfluss der Vermiedenen Strombezugskosten (VS) auf den IZ der PV-Anlagen, bei einer Steigerung der VS um +20%. Szenarien geordnet nach abnehmender Höhe der IZ-Veränderung (eigene Darstellung).

AT		**DE**	
Szenarien	VS + 20%	Szenarien	VS + 20%
2b	+ 2,2%	2b	+ 1,6%
1b	+ 1,7%	1b	+ 1,3%
1a	+ 1,1%[178]	2a	+ 0,7%[179]
2a	+ 1,1%[180]	1a	+ 0,7%[181]
Durchschnittliche IZ-Steigerung über alle Szenarien	**+ 1,6%**	**Durchschnittliche IZ-Steigerung über alle Szenarien**	**+ 1,1%**

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Gesamtrentabilität von geförderten PV-Investoren in 7 von 8 Szenarien positiv ausfällt. Nur in Österreich liegt die Gesamtrentabilität für mischfinanzierte 5,1 kWp PV-Anlagen bei 0%. Die Szenarien weisen für die Höhe der Gesamtrentabilität die gleiche Reihenfolge in beiden Ländern auf (2b > 2a > 1a > 1b). Die Höhe der Gesamtrentabilität weicht in Österreich und Deutschland dabei meistens nur geringfügig voneinander ab (vgl. Tabelle 4.22).

Eine Ausnahme bilden mischfinanzierte kleinere (5,1 kWp) PV-Anlagen, wenn hohe BK vorliegen. Weichen die durchschnittlichen Rentabilitätswerte ansonsten maximal 1,2% voneinander ab, fällt die Abweichung der Gesamtrentabilität hier etwas deutlicher aus (IZ-Unterschied DE-AT: 1,6%) (vgl. Tabelle 4.24).

Größere (10,1 kWp) PV-Anlagen haben in Österreich und Deutschland gegenüber kleineren PV-Anlagen, eine um durchschnittlich 3,9% höhere Gesamtrentabilität. Dabei fällt die Gesamtrentabilität von größeren PV-Anlagen in Österreich, gegenüber kleineren PV-Anlagen, etwas höher aus (IZ: + 4,3%) als in Deutschland (IZ: + 3,5%) (vgl. Tabelle 4.23).

Eine Mischfinanzierung lohnt sich nur bei größeren PV-Anlagen, während bei kleineren PV-Anlagen eine Eigenfinanzierung rentabler ist (vgl. Tabelle 4.22). Unabhängig von den untersuchten PV-Anlagengrößen, kann in Österreich durch den Wechsel der Finanzierungsart ein um durchschnittlich 1,1% und in Deutschland um 0,6% höherer IZ-Wert erreicht werden (vgl. Anhang 1.1, 4.2.2, Tabelle 8.39).

[178] Mit einer Nachkommastelle mehr: 1,12%
[179] Mit einer Nachkommastelle mehr: 0,70%
[180] Mit einer Nachkommastelle mehr: 1,07%
[181] Mit einer Nachkommastelle mehr: 0,65%

In Deutschland hat eine Steigerung der EQ von 0% auf 30% einen stärkeren Anstieg der Gesamtrentabilität zur Folge, als eine Senkung der BK um 1,5%. In Österreich führt hingegen eine Senkung der BK um 1,5% zu einem stärken Anstieg der Gesamtrentabilität, als eine Steigerung der EQ von 0% auf 30% (vgl. Tabelle 4.25 und Tabelle 4.26).

In beiden Ländern bewirken höhere vermiedene Strombezugskosten (VS) weniger erhöhte Rentabilität der Anlage, als verringerte BK oder einer größere EQ (vgl. Tabelle 4.25; Tabelle 4.26 und Tabelle 4.27).

Nach ihrer Einflussstärke auf die Anlagenrentabilität weisen die relevantesten Faktoren in AT und DE folgende Reihenfolge auf: Durchschnittlich führt eine BK-Senkung, die Änderung der PV-Anlagengröße und die EQ-Steigerung zu der höchsten Steigerung des IZ-Wertes, wobei die Einflussstärke der genannten Faktoren in beiden Ländern variiert. In Österreich gilt: BK Senkung > PV-Anlagengröße > EQ-Steigerung, in Deutschland hingegen: EQ-Steigerung > BK-Senkung > PV-Anlagengröße. Eine VS-Steigerung und Änderung der Finanzierungsart führen jeweils in Österreich und Deutschland zu der durchschnittlich geringsten Erhöhung des IZ-Wertes, wobei gilt: VS-Steigerung > Änderung der Finanzierungart (s. Tabelle 4.28).

Tabelle 4.28: Faktoren in AT und DE, die den durchschnittlichen IZ-Wert über alle untersuchten Szenarien beeinflussen. Die Stärke des Einflusses ist durch die abnehmende Reihenfolge der Werte in der Tabelle indiziert (eigene Darstellung).

AT		**DE**	
Beeinflussender Faktor	**Durchschnittliche IZ- Erhöhung**	**Beeinflussender Faktor**	**Durchschnittliche IZ- Erhöhung**
BK-Senkung um 1,5%	+ 5.1%	EQ-Steigerung von 0% auf 30%	+ 4,8%
PV-Anlagengröße 5,1 kWp → 10,1 kWp	+ 4,3%	BK-Senkung um 1,5%	+ 3,7%
EQ-Steigerung von 0% auf 30%	+ 2.6%	PV-Anlagengröße 5,1 kWp → 10,1 kWp	+ 3,6%
VS- Steigerung um 20%	+ 1,6%	VS- Steigerung um 20%	+1,1%
Wechsel zwischen Eigen- und Mischfinanzierung	+ 1,1%	Wechsel zwischen Eigen- und Mischfinanzierung	+ 0,6%

Die zu Beginn der Arbeit gestellte Forschungsfrage:

„Ist die Investition in PV-Anlagen unter Inanspruchnahme von Förderungen für Privathaushalte rentabel und wenn ja, unter welchen Voraussetzungen?“

wird nun wie folgt beantwortet:

Die Investition in PV-Anlagen, unter Inanspruchnahme von Förderungen für Privathaushalte, ist in Österreich und Deutschland unter bestimmten Voraussetzungen rentabel (IZ > 0).

10,1 kWp PV-Anlagen

Die Wahrscheinlichkeit, dass der Betrieb einer 10,1 kWp PV-Anlagen rentabel ist, ist relativ hoch (in 96% aller untersuchten Szenarienvarianten). Gegenüber kleineren 5,1 kWp PV-Anlagen, weisen sie geringere Kosten Anschaffungskosten pro kWp auf.

5,1 kWp PV-Anlagen

Die Ergebnisse zeigen aber, dass auch mit einer kleineren 5,1 kWp PV-Anlage eine rentable Investition möglich ist, was in 60% der Szenarienvarianten gegeben war und durch folgende Umstände begünstigt wird:

- Niedrige jährliche Betriebskosten (AT: 0,5% und DE: 1% der PV-Anlagekosten)
- Hohe Eigenverbrauchsquoten (30%)
- Hohe vermiedene Strombezugskosten (AT: 18,21 Ct/kWh und DE: 30,77 Ct/kWh)
- Eigenfinanzierung für österreichische und deutsche PV-Anlagen, falls Volleinspeisung oder eine niedrige EQ vorliegt. Bei hohen EQn ist eine Mischfinanzierung besser. Von dieser Regel ausgenommen sind österreichische PV-Anlagen bei hohen BK, bei denen eine Eigenfinanzierung stets besser ist.

In Österreich ist es bei Inanspruchnahme einer Förderung in der Regel rentabler 5,1 kWp PV-Anlagen selbst zu finanzieren, als über (Teil-) Kredite. 63% der untersuchten Szenarienvarianten weisen bei Eigenfinanzierung eine rentable Verzinsung auf, während bei Mischfinanzierung 50% rentabel sind (s. PV-Foerderung.xlsx, Blatt: K.4.2.2._Vgl. IZ_EF_MF und vgl. Tabelle 4.7 und Tabelle 4.15). Eine sichere Rentabilität kann jedoch sowohl bei Misch-, wie auch bei Eigenfinanzierung nur mit niedrigen BK erreicht werden. Sind hohe BK zu erwarten, sollte hingegen von einer Investition abgesehen werden. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die PV-Anlage nur unter Zuhilfenahme eines Kredits finanziert werden konnte. Bei Eigenfinanzierung besteht bei hohen BK unter guten

Voraussetzungen (VS: + 10%; EQ: 30%) noch eine Chance rentabel zu sein (vgl. Tabelle 4.7 und Tabelle 4.15).

Auch in Deutschland ist es in der Regel rentabler, die PV-Anlage selbst zu finanzieren, auch wenn der Unterschied in der Gesamtrentabilität zwischen eigen- und mischfinanzierten deutlich geringer ist als in Österreich[182]. Dafür sind bei Eigenfinanzierung mit 71%, mehr der Szenarienvarianten rentabel. Auch bei Mischfinanzierung kommt es in mehr Varianten (58%) zu einer rentablen Investition (vgl. PV-Foerderung.xlxs. Blatt: K.4.22 Vgl. EF_MF). Dabei ist vor allem eine hohe EQ von 20% bis 30% entscheidend. Im Gegensatz zu Österreich kann es allerdings bei Mischfinanzierung selbst bei niedrigen BK mit einer Volleinspeisung (EQ: 0%) zu unrentablen Investitionen kommen. Liegen die EQn jedoch höher und kann mit niedrigen BK gerechnet werden, sollte ein risikoaffiner Investor eine Mischfinanzierung der PV-Anlage in Erwägung ziehen, da die Gesamtrentabilität in dieser Konstellation höher liegt, als bei Eigenfinanzierung (vgl. Tabelle 4.7 und Tabelle 4.15).

10,1 kWp PV-Anlagen

Höhere vermiedene Strombezugskosten gepaart mit einer hohen Eigenverbrauchsquote und niedrigen Betriebskosten, führen auch bei 10,1 kWp PV-Anlagen zu der bestmöglichen Rentabilität. Dabei besitzen diese noch den zu anfangs genannten Vorteil, dass die Anschaffungskosten pro kWp geringer sind.

Risikoscheue PV-Investoren sollten die Eigenfinanzierung von 10,1 kWp vorziehen. Sowohl in Österreich als auch in Deutschland wird hier bei niedrigen und hohen BK, unabhängig von VS und EQ stets eine rentable Verzinsung erreicht (vgl. Tabelle 4.20 und Tabelle 4.21). Risikoaffinere PV-Investoren können mit mischfinanzierten PV-Anlagen potentiell höhere Rentabilitäten erreichen als mit eigenfinanzierten. Jedoch kann es bei schlechter Konstellation von beeinflussenden Faktoren, beispielsweise eine Kombination hoher BK, niedriger EQ und niedrigen VS, zu einer geringeren Rentabilität oder sogar zu unrentablen Investitionen (IZ < 0) kommen. Wenn mit niedrigen BK gerechnet werden kann, wird mit der Mischfinanzierung der PV-Anlage jedoch in jeder der untersuchten Szenarienvarianten eine höhere Rentabilität erreicht (vgl. Tabelle 4.20 und Tabelle 4.21). Sind hohe BK wahrscheinlich, dann kann in Deutschland die Mischfinanzierung zu einer besseren Rentabilität führen, wenn die EQ hoch angesetzt wird (bei 30% EQ in 3/3 SV und bei 20% EQ in 2/3 SV) (vgl. Tabelle 4.21). Dagegen kann in Österreich bei hohen BK nur in 3 SV (20% EQ, VS: +10%; 30% EQ, VS: Basis und

[182] Gesamtrentabilität österreichische, eigenfinanzierte 5,1 kWp PV-Anlagen: 1,1% / mischfinanzierte PV-Anlagen: 0%. Gesamtrentabilität deutsche, eigenfinanzierte 5,1 kWp PV-Anlagen 1,0% (bzw.0,99% wenn nicht aufgerundet) / mischfinanzierte PV-Anlagen: 1,0% (bzw. 0,95% wenn nicht aufgerundet).

+10%) eine bessere Rentabilität erreicht werden. Zudem darf der Strompreis über die Nutzungsdauer nicht absinken, da VS von -10% schon dazu führen, dass eine Eigenfinanzierung rentabler wird (vgl. Tabelle 4.20). Diese Option ist somit nur für sehr risikoaffine Investoren interessant.

Fazit

PV-Anlagenbetreiber, für die der Kauf und Betrieb einer geförderten 10,1 kWp PV-Anlage möglich ist, können sich in beiden Ländern relativ sicher sein, dass ihre Investition, sowohl eigen-, als auch mischfinanziert, rentabel ist. Eine Mischfinanzierung der PV-Anlage kann aufgrund der höheren durchschnittlichen Rentabilität empfohlen werden, sofern die erhältlichen Kreditkonditionen nicht maßgeblich von den in der Untersuchung verwendeten, abweichen. Der Kauf und Betrieb einer 5,1 kWp PV-Anlage kann rentabel sein, falls Faktoren, wie niedrige BK, hohe Eigenverbrauchsquoten oder hohe vermieden Strombezugskosten gegeben sind. Auch wenn bei 5,1 kWp PV-Anlagen eine Mischfinanzierung vor allem in Österreich weniger rentabel als eine Eigenfinanzierung ist, kann auch mit einer Kreditaufnahme noch eine Rentabilität erreicht werden. Das Risiko einer unrentablen Investition droht hier jedoch sowohl bei Eigen-, wie auch bei Mischfinanzierung und sollte, je nach Einzelfall und Konstellation der jeweils vorliegenden Faktoren, geprüft werden. Auch wenn Betriebskosten und Eigenverbrauchsquote in beiden Ländern wichtig für eine rentable PV-Investition sind, sind niedrige BK in Österreich und eine hohe EQ tendenziell in Deutschland entscheidender.

5 Diskussion der Methoden und Ergebnisse

Die *Literaturanalyse* diente zunächst dazu, einen groben Überblick über staatliche Förderinstrumente zu erlangen. Zusätzlich wurde ein geeignetes Verfahren gesucht um die Photovoltaikförderinstrumente beider Länder kategorisieren und gegenüber stellen zu können. In Bechberger et. al [38] fand sich die Kategorisierung der Instrumente in angebotsorientierte und nachfrageorientierte Förderinstrumente. Dies schien für die Arbeit als erste grobe Einteilung zweckdienlich, da PV-Anlagenbetreiber als Stromproduzenten von den Instrumenten profitieren, die die Angebots- bzw. Produzentenseite unterstützen und nicht von den nachfrageorientierten Instrumenten, die den Stromkonsumenten unterstützen. Weitere Recherche ergab, dass auch eine Einteilungsmöglichkeit nach *Held* [40] und *Faber et al*. [41] existierte (vgl. Abbildung 2.1 in Kapitel 2.1), die die Förderinstrumente auch in „regulierend“ vs. „freiwillig“, „erzeugungsbasiert“ vs. „investitionsbasiert“ und „preisbezogen“ vs. „mengenbezogen“ einteilte (vgl. Kapitel 2.1). Da sich die beiden Einteilungsmöglichkeiten nicht ausschlossen, sondern sinnvoll ergänzten, wurden die Förderinstrumente für PV-Anlagen in der Masterarbeit, zunächst nach der Darstellung in Bechberger et. al kategorisiert und anschließend nach *Held* [40] und *Faber et al*. [41] . PV- Förderinstrumente beider Länder konnten so eingeordnet und gegenübergestellt werden, um zu identifizieren, in welchen Bereichen die Förderung in beiden Ländern ihre Schwerpunkte setzt (vgl. Kapitel 4.1, Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2).

Die *Internetrecherche* ermöglichte es, die Inhalte der bereitgestellten Förderprogramme für PV-Anlagen zu analysieren, da diese von beiden Ländern entweder in Form von PDF-Dokumenten oder direkt auf den Internetseiten der zuständigen Institution bereitgestellt wurden. Auch andere, notwendig und ergänzende Information für die Erstellung der Masterarbeit, wie beispielsweise die Entwicklung der Strompreise, konnten über die Internetrecherche ausfindig gemacht werden. Zudem ließen sich Hintergrundinformationen, beispielsweise zu rechtlichen und technischen Fragestellungen der Photovoltaik oder zu den jeweiligen Förderprogrammen, recherchieren. Hier waren neben den Internetseiten der zuständigen Bundesinstitutionen auch Internetseiten von Forschungsinstituten eine wichtige Informationsquelle, da diese aktuellen Forschungsergebnisse ebenfalls direkt auf der Internetseite oder als PDF-Dokumente bereitstellten.

Die *Analyse von relevanten Gesetzestexten* gewährte rechtlich abgesicherte Informationsgrundlagen über Bestimmungen zu Förderhöhen und die Gestaltung des Fördersystems. Eine reine Analyse der Gesetzestexte stellte sich jedoch manchmal als unzureichend dar. Für komplizierte oder unklare Formulierung über Förderungen oder Förderbedingungen, mussten die Gesetzestextanalyse um eine

Literaturanalyse, Internetrecherche oder Anfragen an entsprechende Fachstellen, ergänzt werden.

Generell hat sich im Verlauf der Arbeit herausgestellt, dass zur Identifizierung der allgemeinen Merkmale österreichischer und deutscher PV-Förderungen, *Literaturanalyse*, *Internetrecherche* und die *Einbeziehung von Gesetzestexten* in den meisten Fällen ausreichend waren. Hin und wieder mussten jedoch Photovoltaik-Fördervereine, Fachabteilungen zu Energiefragen in Ministerien beider Bundesländer oder die Abwicklungsstellen für Photovoltaikförderung, für speziellere Fragestellungen in bestimmten Themengebieten kontaktiert werden, weil Informationen entweder nicht aufzufinden, nicht vorhanden oder nur unzureichend erläutert waren. Die Kontaktaufnahme erwies sich als hilfreiche Ergänzung zu den anderen, aufgezählten Methoden der Informationsrecherche, da die zuständigen Stellen hilfsbereit Informationen zur Verfügung stellten.

Der *interne Zinsfuß (IZ)* wurde als dynamisches Investitionsverfahren zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der PV-Investition genutzt. Bei dynamischen Investitionsverfahren wird im Vergleich zu statischen Investitionsverfahren, auch die Verzinsung des eingesetzten Kapitals mitberücksichtigt [184], weswegen diese als geeigneter zur Beurteilung der PV-Investitionen eingestuft wurden. Zudem werden gerade bei Projekten mit langer Laufzeit in der Energiewirtschaft dynamische Verfahren bevorzugt [26]. Gängige Alternativen zur Methode des internen Zinsfuß sind die Kapitalwertmethode und die Annuitätenmethode [184]. Im Gegensatz zur Bestimmung des Kapitalwertes und der Annuität, muss jedoch kein Kalkulationszinssatz zur Berechnung des internen Zinsfußes bestimmt werden [185]. Im Kapitel 4.2 wurde die Verzinsung des für PV-Investitionen eingesetzten Kapitals in Österreich und Deutschland verglichen. Ein Kalkulationszinssatz kann bei der internen Zinsfußmethode festgelegt werden, um durch den Vergleich der internen Verzinsung Investition, mit dem Kalkulationszinssatz (Zinserwartung des Investors oder mögliche Zinsen durch alternative Investitionsmöglichkeiten) auf die absolute Vorteilhaftigkeit der Investition zu schließen [184]. Bei der Verwendung des IZ wurde zu Beginn der Arbeit jedoch angegeben, dass keine Aussage darüber getroffen wird, ob ein identifizierter Zinssatz auch finanziell lohnenswert ist, da die von privaten Investoren verlangte Mindestverzinsung des Kapitals (Kalkulatorischer Zinssatz), aufgrund zu unterschiedlicher Wertvorstellungen, stark voneinander abweichen können. So mag beispielsweise ein privater Investor A aufgrund von Idealen des Klimaschutzes mit einer 0% Verzinsung vollauf zufrieden sein, da er mit der PV-Anlage klimafreundlichen Strom produziert und zumindest keinen Verlust erzielt. Investor B möchte lediglich eine sichere Verzinsung seines Geldes und ist mit einem Zinssatz von 2% zufrieden und Investor C möchte eine hohe Verzinsung seines eingesetzten Kapitals von mindesten 8% erreichen. Finanzmathematisch lohnen sich die Investition dann, wenn der erwartete Kalkulationszinssatz kleiner oder gleich der Höhe des internen Zinsfußes ist [185]. Um

die Ergebnisse um eine Dimension zu erweitern, könnte man verschiede Optionen des Kalkulationszinssatzes festlegen, bei denen untersucht wird, wie häufig dieser von der internen Verzinsung der PV-Investitionen beider Länder übertroffen wird. Das Schema könnte dann, anhand der oben genannten Zinsvorstellungen, beispielhaft wie folgt aussehen:

a) Bei einem Kalkulationszinssatz von 0%, sind 76% aller untersuchten PV-Anlagentypen lohnenswert.
b) Bei einem Kalkulationszinssatz von 2%, sind 62% aller untersuchten PV-Anlagentypen lohnenswert.
c) Bei einem Kalkulationszinssatz von 8%, sind 14% aller untersuchten PV-Anlagentypen lohnenswert.

Da der der IZ für den Vergleich der relativen Vorteilhaftigkeit zwischen PV-Investitionsvarianten in Österreich und Deutschland diente, war es für diesen Zweck ausreichend keinen Kalkulationszinssatz festzulegen. Für weitergehende Untersuchungen kann dies jedoch empfohlen werden.

Der interne Zinsfuß konnte mit dem Programm MS Excel 2010 einfach bestimmt werden. Zudem konnten Parameter, die den IZ beeinflussen verändert und in Szenarien dargestellt werden. Die Strompreisentwicklung über die letzten Jahre konnte visuell dargestellt und durchschnittliche Brutto-Haushaltstrompreise errechnet werden (vgl. Kapitel 3, Abbildung 3.1). Im Verlauf der Arbeit hat sich die Verwendung zusätzlicher Software jedoch als nützliche Ergänzung zu Excel erwiesen. Die Verwendung des *Photovoltaik- Rechners vom „Bundesverband Photovoltaic Austria“* stellte sich als praktisch heraus, um Eigenverbrauchsquoten, die für bestimmte Jahreshaushaltstromverbräuche realistisch angesetzt werden können, zu identifizieren (vgl. Kapitel 3, Tabelle 3.5). Mit dem österreichischen *Tarifkalkulator der E-Control* und dem deutschen Vergleichsportal „*Check24.de*“ konnten aufwandsarm tatsächlich angebotene Stromtarife gefunden werden, aus denen der variable Strompreis, als Wert für die vermiedenen Strombezugskosten, herausgerechnet werden konnte (vgl. Kapitel 3). Erst im Anschluss war Excel wieder notwendig, um den durchschnittlichen variablen Strompreis über alle untersuchten Tarife zu identifizieren.

Für den *Vergleich der PV-Förderungen in Österreich und Deutschland* wurden *Bundesförderprogramme* herangezogen. Die Einschränkung auf Bundesförderprogramme wurde bewusst getroffen, um den Rahmen der Masterarbeit einzugrenzen und eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten. Für PV-Anlagenbetreiber, die in Bundesländern ohne existierende Landesförderungen eine PV-Förderung in Anspruch nehmen, sind die Ergebnisse der Rentabilitätsanalyse entsprechend realistischer, als in Bundesländern in denen eine PV-Förderung angeboten wird. Für PV-Anlagen bei denen Landesförderungen mit

Bundesförderungen kombiniert werden, kann die Rentabilität deutlich von PV-Anlagen abweichen, die ausschließlich eine Bundesförderung beziehen. Der aufgezeigte Rentabilitätsvergleich von PV-Anlagenbetreibern in Österreich und Deutschland, kann daher deutlich abweichen von Vergleichen bayerischer und oberösterreichischer PV-Anlagenbetreiber. Diese Unterschiede könnten Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

Da die Steigerung der Eigenverbrauchsquote in beiden Ländern zu einer besseren internen Verzinsung der PV-Investition führt (vgl. Tabelle 4.28), kann die *Anschaffung eines Solarstromspeichers*, trotz zusätzlicher Kosten, möglicherweise die Rentabilität erhöhen. Unterstützt wird die Anschaffung eines Solarstromspeichers in beiden Ländern durch unterschiedliche Förderoptionen [186], [187]. Auf die Untersuchung von Fördermöglichkeiten von Solarstromspeichern und die Auswirkung auf die PV-Rentabilität wurde verzichtet, da dies den Umfang der Arbeit überschritten hätte. Es gibt jedoch Arbeiten, die sich mit der Thematik der Rentabilität von PV-Eigenverbrauchsanlagen in Kombination mit Speichersystemen beschäftigen, wie beispielsweise [188] und [189]. Gerade im Zusammenhang mit kontinuierlich sinkenden Speicherkosten, ist die Kombination PV-Anlage mit Solarstromspeicher für die Zukunft sicherlich eine interessante Option.

In der Rentabilitätsanalyse wurden aus den im Methodik-Kapitel 3 genannten Gründen:

- Szenarien aufgestellt, die den Einfluss unterschiedlicher PV-Anlagengrößen und der Finanzierungsart
- Betriebskosten, die Eigenverbrauchsquote und die Vermiedenen Strombezugskosten variiert

um den Einfluss dieser Variationen auf die Rentabilität zu untersuchen. Um einen adäquaten Rahmen für die Arbeit zu gewährleisten, wurde die Menge an variierten Parametern auf die oben genannten beschränkt. Andere Variationen von Parametern, können jedoch für weitergehende Untersuchungen sinnvoll sein:

Beispielsweise wurde für die Berechnung des IZ von *Jahresstromerträgen* ausgegangen, die durchschnittlich für optimal ausgerichtete PV-Anlagen erreicht werden (AT: 1000 kWh/kWp und DE: 950 kWh/kWp) (vgl. Kapitel 3). Die Möglichkeit eine PV-Anlage optimal ausrichten zu können, ist jedoch nicht immer gegeben. Ist die PV-Anlage nicht optimal ausgerichtet, sinkt der IZ, da entsprechend weniger kWh/kWp generiert und verkauft werden können. Ist die PV-Anlage bei optimaler Neigung zur Horizontalen nach Osten- oder Westen ausgerichtet, sind beispielsweise nur noch 80% bis 85% des Ertrags möglich. Ebenso führt eine Veränderung der optimalen Neigung des PV-Modulfläche zur Horizontalen (30° bis 45° für AT und DE) zu sinken Ertragswerten und einer Verminderung des IZ [190]. Für weitergehende Untersuchungen können die genannten Faktoren variiert

werden, um den Einfluss auf den Ertrag der PV-Anlage und damit auf den IZ, zu messen.

In der Arbeit wurden durchschnittliche *Kreditzinsen* von 3,5% bis 4% angenommen (vgl. Kapitel 3). Je nachdem wie die Bank den Kreditnehmer einstuft, können jedoch weniger oder deutlich mehr Zinsen anfallen, was sich auf die Rentabilität der PV-Anlage auswirkt. Durch eine Variation der Kreditzinsen könnten die Auswirkungen auf den IZ untersucht werden, um herausfinden, wie entscheidend gute Kreditkonditionen für die Rentabilität einer mischfinanzierten PV-Anlage sind.

Der angesetzte *Stromtarif*, den ein PV-Anlagenbetreiber mit Eigenverbrauch für den Bezug seines Haushaltstroms wählt, kann die Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Wird ein Stromtarif mit geringerer Grundpauschale gewählt, steigt der Anteil der variablen Kosten entsprechend und dadurch die vermiedenen Strombezugskosten pro kWh. Eine Variation des prozentuellen Anteils von Grundpauschale zum variablen Anteil im Stromtarif und dessen Auswirkung auf den IZ könnte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

Der *Vergütungssatz nach Ablauf der geförderten Einspeisevergütung* unterscheidet sich in Österreich und Deutschland deutlichen im Förderungszeitraum (Österreich 13 Jahre; Deutschland 20 Jahre). Daher wird davon ausgegangen, dass sich ein längerer, nicht-geförderter Bezug für österreichische PV-Wirtschaftlichkeit durch den geringeren Vergütungssatz über einen längeren Zeitraum nachteilig auswirkt. Hier kann die Höhe des angenommenen Marktpreises (3,725 Ct/kWh) bedeutend sein, der ebenfalls in weiteren Untersuchungen variiert werden könnte. Denkbar wäre zudem, dass risikoaffinere PV-Anlagenbetreiber auf die garantierte Abnahme ihres PV-Stroms durch die OeMAG verzichten, um stattdessen einen privaten Verkauf ihres Stroms anstreben, der über unterschiedliche Energieversorger möglich ist [191]. Die dadurch erzielbaren, höheren Erträge könnten zu einer höheren Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage führen. Die garantierte Stromabnahme wäre jedoch nicht mehr gegeben, was andererseits zu Einnahmeausfällen führen und somit die Wirtschaftlichkeit schmälern könnte. Die Auswirkung des Stromverkaufs über einen privaten Anbieter auf den IZ, könnte Gegenstand weiterer Analysen sein.

Die jährliche Ertragsminderung von erzeugtem PV-Strom durch die altersbedingte Degradation der PV-Module schwankt in verschiedenen Quellen meistens zwischen 0,1% bis 1,0% (Dünnschichtmodule bis 2%), je nach Art der Degradation, Art der PV-Module, klimabedingten und sonstigen Einflüssen [156], [192], [193], [194]. In der Arbeit wurde eine Ertragsminderung von 0,5% pro Jahr gewählt. Möglich wäre auch eine Variation der prozentualen Ertragsminderung zwischen

oben den genannten Werten, um deren Einfluss auf die interne Verzinsung zu untersuchen.

Bei der Untersuchung der mischfinanzierten PV-Anlagen, wurde von einem Finanzierungsverhältnis von 20% Eigenfinanzierung und 80% Fremdfinanzierung ausgegangen, da dies für den erneuerbaren Energien Sektor als üblich angenommen wird [26]. Da dieses Verhältnis jedoch nicht immer in dieser Form gegeben ist, könnten weitere Untersuchungen die Auswirkungen von unterschiedlichen Finanzierungsverhältnissen von Eigen- und Fremdfinanzierung untersuchen.

Eine Anpassung der neuen *Mieterstromförderung* erscheint sinnvoll, da diese in der Praxis wenig angenommen wurde. In einem Positionspapier vom Juli 2018, des Bundesverbands Solarwirtschaft e.V., wird darauf hingewiesen, dass nach 10 Monaten Mieterstromförderung lediglich 3,3 MWp Photovoltaikanlagen gebaut wurden [195]. Gerade im Verhältnis zur jährlich maximal möglichen Fördermenge von 500 MWp, scheint dieser Betrag verschwindend gering. Nach Veröffentlichungs-Zahlen der Bundesnetzagentur zur „*Summe der Leistung der eingetragenen PV-Anlagen*“ an Mieterstromanlagen, betrug diese von Januar bis Oktober 2018 insgesamt 5.667 kWp [196]. Damit wurde in diesen Zeitraum gerade einmal ein Zubau von ca. 1,13 % der möglichen, förderbaren Gesamtmenge realisiert. Dass grundsätzlich ein hohes Potenzial für Mieterstrom PV-Anlagen existiert, wurde durch die BSW- Solar mit anderen deutschen Verbänden durchgeführte Potenzialanalyse aufgezeigt. Hiernach könnten allein in den 20 größten deutschen Städten ein Zubau von bis zu 33.000 PV-Anlagen, mit einer Gesamtleistung von 1,1 Gigawattpeak (GWp) realisiert werden [197]. Als mögliche Gründe für das Ausbleiben des Zubaus, wird unter anderen aufgeführt, dass:

- für den Mieterstrom, im Gegensatz zum Eigenverbrauch, die gesamte EEG-Umlage zu zahlen ist [195].
- es häufig zu aufwendigen, juristischen Einzelfallentscheidungen kommt, ob Letztverbraucher und PV-Anlage in „*unmittelbaren räumlichen Zusammenhang stehen*“. Hier wird gefordert, die Definition des „*unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs*“ weiter zu fassen [195].
- es bei Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags zum Verlust der erweiterten Gewerbesteuerkürzung für Wohnungsunternehmen kommt- die „*ansonsten gewerbesteuerfreie Vermietungstätigkeit*“, wird dadurch gewerbesteuerpflichtig [195].
- die Stromlieferantenpflichten, die nach dem EnWG, mit Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags anfallen (Abrechnungs-, Informations-, Mitteilungspflichten), zu unverhältnismäßig großen Aufwand, speziell für kleinere PV-Anlagenbetreiber, führen [198].

Dies ist insofern bedauerlich, dass die Inanspruchnahme von Mieterstromzuschlägen grundsätzlich wirtschaftlich rentabel sein könnten, wie Berechnungen des „Bundesverbands Solarwirtschaft“ in Kooperation mit der „De[nk]zentrale Energie“ aufzeigen [121]. Diese ergaben positive interne Verzinsung bei PV-Projekten unterschiedlicher kWp- Größe, mit Mieterstromförderung. Die Quelle verweist auch auf weitere Komponenten, die für eine lohnenswerte Rentabilität wichtig sind. Demnach ist es beispielsweise noch von Bedeutung [121],

- ob neben den Einnahmen für Überschusseinspeisung und dem Mieterstrom, eine Gewinnmarge bei Verkauf des Zusatzstroms erzielt werden kann.
- welcher Preis für das Mieterstromprodukt zwischen PV-Anlagenbetreiber und Belieferten ausgehandelt wird.

6 Ausblick

Der folgende *Ausblick* geht noch kurz auf die Entwicklung der PV-Förderung in beiden Ländern nach dem Jahr 2017 ein.

In *Österreich* wurde im Juli 2017 die kleine Ökostromnovelle beschlossen, die einige wichtige Änderungen für PV-Anlagenbetreiber mit sich brachte:

- Die Inbetriebnahme- Pflicht von PV-Anlagen nach Fördermittelzusage, wurde von 12 auf 9 Monate gesenkt, um die Fördermittelblockade durch unbeanspruchte Fördermittel zu beheben (vgl. Kapitel 2.2.2.3).
- 2018 wurde die Möglichkeit geschaffen, als Alternative zur bestehenden Tarifförderung mit einmaligem Investitionszuschuss, einen Investitionszuschuss für PV-Anlagen und einen dazugehörigen Stromspeicher, zu wählen [199].

Für Neuanlagen und bestehende PV-Anlagen können hiermit bis zu 500 kWp an PV-Anlagenleistung gefördert werden, wobei die verbaute Größe der PV-Anlage diesen Leistungswert auch übersteigen darf [200]. Die förderfähige Speicherkapazität beträgt dabei zwischen 0,5 kWh /kWp und 50 kWh/ kWp [200]. Ein Stromspeicher ermöglicht es dabei die Eigenversorgungsmenge mit PV-Strom zu erhöhen [168]. Da im Ergebnisteil gezeigt wurde, dass eine höhere Eigenverbrauchsmenge eine höhere Rentabilität zur Folge hat, kann die Investitionsförderung von PV- Anlage und Stromspeicher, statt der Tarifförderung mit Investitionsförderung möglicherweise finanziell attraktiver sein. Dies muss jedoch gegebenenfalls, je nach Einzelfall, überprüft werden.

Für die bisher geltende Tarifförderung mit einmaligem Investitionszuschuss, wurde weiterhin 8 Millionen Euro bereitgestellt [201]. Die Höhe der Förderung betrug im Jahr 2018, wie 2017 noch 7,91 Ct/kWh. Dieser Wert wurde für die Jahre 2019 und 2020 auf 7,67 Ct/kWh gesenkt [202].

Um PV-Anlagen in städtischen Gebieten zu fördern, wurden die gemeinschaftliche Errichtung und der Betrieb von PV-Anlagen auf oder in Mehrparteienhäusern oder Objekten mit mehreren Endverbrauchern, für Privatpersonen und Unternehmen, ermöglicht [199]. Diesen Optionen waren zuvor durch Bestimmungen im EIWOG 2010 regulatorische Grenzen gesetzt, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Anlagen für Gebäude mit mehreren Nutzern ausgeschlossen war [71]. Die neuen Bestimmungen können ab zwei Parteien in Anspruch genommen werden, wobei dies sowohl für Mieter, wie auch Eigentümer von Mehrparteienhäusern gilt. Jeder Partei in einem Mehrparteienhaus steht damit die Möglichkeit zu, sich an der gemeinschaftlichen PV-Anlage zu beteiligen oder weiter Strom über das öffentliche Stromnetz zu beziehen [199].

Die Berechnung des Fördervolumens und Reservierung des entsprechenden Förderbudgets, richtete sich bis 2017 an der kWp-Angabe der PV-Investoren bei Fördermittelanfrage bei der OeMAG aus. Die Nutzung von PV-Strom für den Eigenverbrauch führte jedoch dazu, dass ein Teil des reservierten Fördermittelbudgets nicht genutzt wurde. Um dieses Problem zu beheben, müssen PV-Anlagenbetreiber bei der Förderantragsstellung ab 2018 nun ihre vorgesehene Eigenverbrauchsmenge angeben. Die Fördergelder können so besser ausgenutzt werden [199]. Höhere prozentuale Eigenversorgungsmengen führen bei Antragsstellung zu einer bevorzugten Reihung bei der Fördermittelvergabe [199]. Fällt der Eigenverbrauchsanteil geringer aus als bei der Antragsstellung angegeben, kann die zusätzlich eingespeiste Strommenge nur mit dem Marktpreis vergütet werden [199].

Im September 2019 wurde eine Erhöhung des Fördervolumens der Investitionsförderung beschlossen. 2020, 2021 und 2022 werden nun 36 Millionen Euro bereitgestellt [203]. Davon sollen 24 Millionen Euro vorrangig für *„[…]die Neuerrichtung und Erweiterung von Photovoltaikanlagen[…]“* fließen, während der Rest für *„[…]die Erweiterung von bestehenden Photovoltaikanlagen um einen Stromspeicher und die Erweiterung bestehender Stromspeicher[…]“* genutzt werden soll [204].

Ergänzend zu der Erhöhung Fördervolumens, wurde 2020 die Eigenstromsteuer (vgl. Elektrizitätsabgabe bei Überschusseinspeisung, Kapitel 2.2.3.1.2) gestrichen. PV-Strom, der über die Freigrenze von 25.000 kWh selbst erzeugt und verbraucht wird, ist nun von der bisherigen Abgabe von 1,5 Ct/kWh befreit [205].

Die Investitionskostenzuschüsse der Förderprogramme des Klima- und Energiefonds (PV-Anlagen, PV-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Energiemodellregionen) und der Kommunal Kredit Public Consulting (Stromerzeugung in Insellage) (vgl. Kapitel 2.2.1) wurden in entsprechenden Neuauflagen der Förderprogramme 2018, 2019 und 2020 weiterhin bereitgestellt [206], [207], [208], [209], [210], [211], [212], [213].

Betrachtet man die aufgezählten Maßnahmen, erscheint ein erhöhter Zubau an Photovoltaik[183] zukünftig sehr wahrscheinlich. Einer leicht gesunkenen Einspeisevergütung stehen u.a. ein gestiegenes Fördervolumen für Investitionsförderung für PV-Anlagen und Stromspeicher, eine gestrichene Eigenstromsteuer, die Möglichkeit, gemeinschaftlich PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern zu errichten und zu betreiben, entgegen. Zusätzlich sinken die Investitionskosten von PV-Anlagen stetig. So kam es in den Jahren zwischen 2011 und 2015 zu einer Senkung der Investitionskosten schlüsselfertiger 5 kWp PV-Anlagen um 44% und bei 10 kWp

[183] Der derzeitige Zubau liegt in etwa bei 150 MWp jährlich (seit 2010) [216].

PV-Anlagen von 50% [82]. Diese Tendenz sinkender Investitionskosten scheint auch in Zukunft gegeben zu sein [82]. Zudem kam es Anfang 2020 zur ersten Regierungsbeteiligung der Grünen in Österreich, womit ein erhöhtes Interesse in den Ausbau von erneuerbaren Energieträgern seitens der Regierung einhergeht. Beispielsweise wurde im Regierungsprogramm: *„Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020 – 2024"* u.a. ein Klimapaket und Arbeitspunkte zur Photovoltaik und Stromspeicher festgeschrieben [214]. Klimaneutralität wird für Österreich bis 2040 angestrebt. 2030 soll bereits der gesamte nationale Strombedarf aus erneuerbaren Energien gedeckt werden [214]. Ein entsprechender Zubau von PV-Anlagen ist geplant. So sollen 11 GW an PV-Leistung bis zum Jahr 2030 installiert werden [215]. Da im Zeitraum von 2010 bis 2018 nur ca. 150 MWp jährlich an PV zugebaut wurden [216] (Gesamtmenge PV 2018: 1,44 GWp), müsste sich der Zubau pro Jahr fast versieben fachen[184].

Im Dezember 2018 vom Ministerrat beschlossen, das *Erneuerbaren-Energien-Ausbaugesetz 2020 (EEAG)* zu erarbeiten [217], welches laut Aussagen der aktuellen Umweltministerin *Gewessler* Anfang 2021 in Kraft treten soll [218]. Im Zuge des EEAG ist es u.a. geplant, statt den bisherigen festen Einspeisetarif, Marktprämien für 20 Jahre auszubezahlen [214]. Dies würde zu einer deutlich stärkeren Marktorientierung, im Vergleich zum bisherigen Fördersystem, führen. Weiter ist ein 1-Millionen-Dächer PV-Programm geplant [214], was ebenfalls für einen vermehrten Ausbau der Photovoltaik spricht.

In *Deutschland* wurde am 14.12.2018 das *Energiesammelgesetz* verabschiedet. Durch das Gesetz kam es zu Änderungen im EEG, EnWG, SeeAnlG und KWKG, wodurch auch die Förderung von PV-Anlagen verändert wurde [219].

Statt der bisherigen, einfachen Regelung mit 600 MWp/ Jahr an Ausschreibungsvolumen, mit jeweils 200 MWp zu drei Gebotsterminen (s. Kapitel 2.3.1.3.3), wurden für die Jahre 2019, 2020 und 2021 komplexere Regelungen eingeführt.

Dabei werden die regulären Ausschreibungen in ihrem Volumen verringert. Dafür kommt es zu *technologiespezifischen Sonderausschreibungen* für PV-Anlagen ab 750 KWp und Windenergieanlagen, *gemeinsamen Ausschreibungen* für PV-Anlagen und Windenergieanlagen und *Innovationsausschreibungen*. Ab dem Jahr 2022 ist vorgesehen, wieder zu der ursprünglichen Menge von 600 MWp zurückzukehren. Die spezifischen Ausschreibungsmengen für PV-Anlagen sind im Anhang 8.24, Tabelle 8.40 spezifiziert. Die *gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen* ab 2018, sind als dreijähriges Pilotprojekt ausgelegt, mit dessen Hilfe die Funktionsweise und Wirkung von technologieübergreifenden Ausschreibungen untersucht werden soll [220]. Von den

[184] Eigene Berechnung bei angenommen 11 GWp über 11 Jahre = 1 GWp/Jahr. 1 GWp/ Jahr entspricht dem 6,67-fachen von 150 MWp.

gemeinsamen Ausschreibungen konnte die Photovoltaik bisher deutlich stärker profitieren [221]. So konnten in der ersten gemeinsamen Ausschreibung 2018 zwar noch Windkraftanlagen einen Zuschlag erhalten, aber schon in der zweiten Ausschreibungsrunde erhielt das einzig abgegebene Windkraft- Gebot, aufgrund seiner Gebotshöhe, keinen Zuschlag mehr [221]. Im Jahr 2019 wurden gar keine Gebote für Windkraftanlagen mehr abgegeben, sodass PV-Anlagen alle Zuschläge erhielten. Auffällig war vor allem die hohe Nachfrage seitens der PV-Investoren, die immer deutlich über der ausgeschriebenen Menge von 200 MWp lag [222].

Mithilfe der *Innovationsausschreibungen* sollen Neuerungen im Ausschreibungsdesign und Preisgestaltungsmechanismen getestet werden, die im Folgenden aufgelistet sind [223]:

- Erstmalige Gebote auf eine fixe Marktprämie
- Ausbleiben der Zahlung bei negativen Börsenpreisen
- Zusätzliche Ausschreibungen für technische Innovationen bei Anlagenkombinationen zwischen schwankenden und nicht schwankenden EE-Formen (bspw. PV und Speicher oder Windkraft versus Biomasse)
- Zuschlagsbegrenzung bei Unterzeichnung der Gebotsmenge, auf 80% der Gebotsmenge, was verhindert, dass Bieter die mangelnde Nachfrage ausnutzen und ausschließlich mit dem Höchstwert bieten würden, da sie nicht fürchten müssten, unterboten zu werden [224] (vgl. Kapitel 2.3.1.3.3).

Durch die *Sonderausschreibungen* ist das Gesamtvolumen an jährlich ausgeschriebener Photovoltaik in den Jahren 2019 bis 2021 zunächst deutlich höher als zuvor (vgl. Kapitel 2.3.1.3.3). Auch werden PV-Anlagen, die durch einen Zuschlag bei den Sonderausschreibungen gefördert werden, nicht auf den bestehenden 52 GW- Deckel an geförderter PV-Anlagenleistung angerechnet (§49, Abs. 5 EEG[185]) (vgl. Kapitel 2.3.1.2).

Der Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für PV-Anlagen, wurden in 2019 *Sonderkürzungen* des anzulegenden Wertes für PV-Dachanlagen zwischen 40 kWp bis 750 kWp entgegengesetzt, mit Vergütungssätzen, die sich von Februar bis April von 9,87 Ct/kWh auf 8,90 Ct/kWh reduzierten (§ 48 EEG[186]). Diese Senkung wird mit einer Überförderung der PV-Anlagen begründet, da die Fördersätze nicht adäquat zu den verringerten Investitionskosten dieser PV-Anlagengrößenklasse gesunken sind [225]. Eine unnötige Belastung der Steuerzahler könne so vermieden werden [225]. Gegenüber dem vorherigem Januar-Wert entsprechender PV-Anlagen von 10,36 Ct/ kWh, entspricht dies insgesamt einer Kürzung von ca. 11% [226], die damit deutlich stärker ausfällt, als die übli-

[185] Stand: Zuletzt geändert durch Art. 5 G v. 13.5.2019 I 706
[186] Stand: Zuletzt geändert durch Art. 5 G v. 13.5.2019 I 706

che Absenkung von 0,5% pro Monat, bei Einhaltung des Ausbaupfads von 2.500 MWp.

Für den Ausbaupfad der Photovoltaik galt üblicherweise das Prinzip des „atmenden Deckels“ (vgl. Kapitel 2.3.1.2), in der die Förderkürzung des anzulegenden Wertes um 0,5% pro Monat, sowohl bei Über- wie auch Unterschreiten des Ausbaupfads von 2.500 MWp an jährlich installierter PV-Leistung, entsprechend abgesenkt oder erhöht wurde, um mehr oder weniger Förderanreiz zu bieten. Der Ausbaupfad wurde durch die Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz im Jahr 2019 auf 1.900 MWp abgesenkt, sodass es bereits bei Überschreiten einer installierten Leistung von 1.900 MWp zu einer verstärkten Förderkürzung kommt. In die Berechnung miteinbezogen wird jedoch nun nur noch installierte PV-Anlagenleistung, deren anzulegender Wert zuvor gesetzlich bestimmt wurde. PV-Anlagen, deren anzulegender Wert durch einen Zuschlag bei Ausschreibungen bestimmt wurde, beeinflussen somit die Förderdegression durch den atmenden Deckel nicht mehr.

Die im EEG *festgelegte 52 GWp- Begrenzung* der installierten, geförderten PV-Leistung, wurde mit dem Inkrafttreten der EEG-Änderung am 14. August 2020 durch das „*Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude und zur Änderung weiterer Gesetze*“ abgeschafft [227], [228]. Da eine installierte PV-Anlagenleistung von 49.425 MWp Ende Januar 2020 erreicht wurde, wird die Erreichung der 52 GWp-Deckel bereits für die zweite Jahreshälfte desselben Jahres prognostiziert. Die Abschaffung des 52 GWp wurde im September 2019 durch die Bundesregierung im „*Klimaschutzprogramm 2030*“ festgeschrieben [229]. Durch Uneinigkeiten zwischen den regierenden Koalitionspartnern SPD und CDU, sowie zwischen Bund und Ländern kam es jedoch lange zu keiner gesetzlichen Festlegung [230], [231], [232], [233], [234].

Die *Mieterstromförderung* wurde für installierte PV-Anlagenleistungen zwischen 40 kWp bis einschließlich 750 kWp ab dem 01. Januar 2019 erhöht, indem vom anzulegenden Wert nicht mehr wie zuvor 8,5 Ct/kWh, sondern nur noch 8 Ct/kWh abzuziehen sind (§23b, Abs. 1, EEG 2017, Stand: Zuletzt geändert durch Art. 5 G v. 13.5.2019 I 706). Durch die Regel zur Berechnung des Mieterstromzuschlags, erhöht sich dieser entsprechend (vgl. 2.3.1.3.4).

Die Möglichkeit einen zinsgünstigen Förderkredit über den KfW-Kredit „*Erneuerbare Energien Standard [270]"* aufzunehmen, bestand auch weiterhin bis zum aktuellen Jahr 2020 [235].

Die lange ungeklärte Problematik um die Abschaffung des 52 GWp-Deckels schaffte für potentielle PV-Investoren von PV-Anlagen bis 750 kWp, im Jahr 2020, ein unkalkulierbares Risiko. Beispielsweise zeigt sich, dass durch die unsi-

chere Fördersituation Investoren schon Schwierigkeiten hatten[187], an Kredite oder andere Finanzierungsmöglichkeiten zu kommen [236]. Auch die Corona- Epidemie zeigte negative Effekte auf die PV-Wirtschaft. Verlängerte Lieferzeiten von Solarkomponenten und Personalmangel im Handwerk, führten zumindest teilweise zu Verzögerungen bei Planung und Fertigstellung von PV-Parks [237]. Hierdurch fiel es schwer, die für die Förderung notwendigen gesetzlichen Fristen zur Fertigstellung der Photovoltaikanlagen einzuhalten [237]. Welche wirtschaftlichen Folgen langfristig für die PV-Wirtschaft zu erwarten sind, lässt sich schwer abschätzen und hängt neben wirtschaftlichen Hilfen der Bundesregierung und der Geschwindigkeit der Epidemie- Eindämmung, auch von weltweiten Entwicklungen ab. Zumindest aber kam es durch die Abschaffung des 52 GWp-Deckels bereits zu einem Wiederanstieg des PV-Anlagenzubaus [238] (Stand: 3. August, 2020).

Auch in Deutschland sind die Investitionskosten von PV-Anlagen kontinuierlich gesunken. Die Verbindung von gestiegenen Strom-Großhandelspreisen einerseits und erhöhten Brennstoffkosten andererseits, sowie erhöhter CO2- Zertifikatspreise, führten zu ersten Freiflächen-PV-Parks, die ohne staatliche Förderung 2019 und 2020 errichtet wurden [239], [36], [35], [240]. Durch den weiteren Abbau des CO2-Zertifikatsüberschusses in der EU bis ca. 2025 und von Kohle- und Kernenergie in Deutschland, sind weitere Steigerungen der Strom-Großhandelspreise wahrscheinlich [240], was sich günstig auf den zukünftigen Ausbau von PV-Freiflächen-Parks auswirken würde.

Das aktuelle „*Klimaschutzprogramm 2030 Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050*“ sieht einen Ausbau der PV bis 2030 von 98 GWp vor. Dies entspricht in etwa einer Verdopplung der aktuell installierten PV-Leistung. Um das Ausbauziel zu erreichen, müsste der PV-Zubau ca. bei 4,5 GWp/a liegen. Der durchschnittliche Jahreszubau lag in den Jahren 2013 bis 2019 in etwa bei 2,1 GWp/a [32]. Eine Verdopplung des bisherigen, jährlichen Ausbaus wäre also notwendig. Der PV-Ausbau lag 2019 bei immerhin 3,9 GWp, was ein Hinweis darauf sein könnte, dass die oben beschriebenen, neuen Fördermaßnahmen Einfluss auf einen stärkeren Ausbau gehabt haben könnten. Da ein verstärkter Ausbau der Photovoltaik von der Bundesregierung erwünscht ist, müssen PV-Anlagen auch in Zukunft weiter mit Fördermaßnahmen unterstützt werden. Falls der Zubau unter dem gewünschten Korridor bleibt, muss die Bundesregierung die Förderung entsprechend erhöhen. Auch der atmende Deckel, der normalerweise zu einer monatlichen Absenkung des anzulegenden Wertes führt, muss gegebenenfalls angepasst werden. Eine Studie der HTW Berlin kommt bei untersuchten 10 und 60 kWp PV-Anlagen u.a. zu dem Schluss, dass durch ein weiteres Absenken, je nach

[187] Zum Erscheinungsdatum des Artikels: 05.03.2020.

Anlagengröße, zwischen 2020 und 2022, die Stromgestehungskosten bei Volleinspeisung, nicht mehr durch die Einspeisevergütung gedeckt würden [241]. Eine zubauabhängige Degression der anzulegenden Werte wird daher von der Studie als unzeitgemäß angesehen [241].

Aus den dargelegten Fakten kann man schließen, dass die Photovoltaik in beiden Ländern in Zukunft verstärkt ausgebaut und angepasst gefördert wird. Als eine der kostengünstigsten erneuerbaren Energieträger wird sie auch in Zukunft einen maßgeblichen Beitrag zur Energiewende leisten.

7 Referenzen

[1] Zeit Online, “Klimawandel: 2019 war das wärmste Jahr in Europa | ZEIT ONLINE,” 2020. [Online]. Available: https://www.zeit.de/wissen/umwelt/2020-01/klimawandel-2019-temepraturen-durchschnitt-deutschland-europa-weltweit. [Accessed: 31-Mar-2020].

[2] World Meteorological Organisation (WMO), “WMO Statement on the State of the Global Climate in 2019,” 2020. [Online]. Available: https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10211. [Accessed: 01-Apr-2020].

[3] World Meteorological Organisation (WMO), “WMO confirms past 4 years were warmest on record | World Meteorological Organization,” 2019. [Online]. Available: https://public.wmo.int/en/media/press-release/wmo-confirms-past-4-years-were-warmest-record. [Accessed: 01-Apr-2020].

[4] J. Cook, N. Oreskes, and P. T. Doran, “Environmental Research Letters 8 024024. Quantifying the consensus on anthropogenic global warming in the scientific literature Related content Consensus on consensus: a synthesis of consensus estimates on human-caused global warming,” *Environ. Res. Lett*, 2013. [Online]. Available: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/8/2/024024/pdf. [Accessed: 02-Apr-2020].

[5] E. & L. S. Cook, J., van der Linden, S., Maibach, “The Consensus Handbook,” 2018. [Online]. Available: https://skepticalscience.com/docs/Consensus_Handbook_German_A4.pdf. [Accessed: 02-Apr-2020].

[6] P. V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, Y. C. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, and T. W. (Hrsg. . X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, “IPCC-Sonderbericht: 1,5 °C globale Erwärmung. Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger.,” 2018. [Online]. Available: https://www.de-ipcc.de/media/content/SR1.5-SPM_de_barrierefrei.pdf. [Accessed: 03-Apr-2020].

[7] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), “Klimarahmenkonvention | BMU,” 2015. [Online]. Available: https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/klimarahmenkonvention/. [Accessed: 04-Apr-2020].

[8] Umweltbundesamt (UBA), “Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) | Umweltbundesamt,” 2017. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/internationale-eu-klimapolitik/klimarahmenkonvention-der-

vereinten-nationen-unfccc. [Accessed: 04-Apr-2020].

[9] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), “Status of Ratification of the Convention | UNFCCC,” 2020. [Online]. Available: https://unfccc.int/process-and-meetings/the-convention/status-of-ratification/status-of-ratification-of-the-convention. [Accessed: 04-Apr-2020].

[10] European Commission website, “Pariser Übereinkommen | Klimapolitik,” 2020. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Accessed: 04-Apr-2020].

[11] Deutscher Bundestag, “Aktueller Begriff- Das ‘deutlich unter 2° C-Ziel,’” 2017. [Online]. Available: https://www.bundestag.de/blob/531134/6f730f684478a5be392a914110e05489/wd-8-028-17-pdf-data.pdf. [Accessed: 09-Apr-2020].

[12] EUR-Lex, “Artikel 4, Abs. (1), Übersetzung- Übereinkommen von Paris,” 2016. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:22016A1019(01). [Accessed: 22-Apr-2020].

[13] Welt der Physik, “Der Treibhauseffekt in der Erdatmosphäre,” 2008. [Online]. Available: https://www.weltderphysik.de/gebiet/erde/atmosphaere/klimaforschung/treibhauseffekt/. [Accessed: 07-Apr-2020].

[14] U. Ranke, *Klima und Umweltpolitik*. 2019.

[15] J. Lelieveld, K. Klingmüller, A. Pozzer, R. T. Burnett, A. Haines, and V. Ramanathan, “Effects of fossil fuel and total anthropogenic emission removal on public health and climate,” 2019. [Online]. Available: https://www.pnas.org/content/pnas/116/15/7192.full.pdf. [Accessed: 09-Apr-2020].

[16] V. Quaschning, “Installierte Photovoltaikleistung verschiedener Länder,” 2020. [Online]. Available: https://www.volker-quaschning.de/datserv/pv-welt/index.php. [Accessed: 24-Apr-2020].

[17] International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2018-World total primary energy demand by energy source, 2000-2040 | Knowledge for policy,” 2018. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/knowledge4policy/visualisation/world-total-primary-energy-demand-energy-source-2000-2040_en. [Accessed: 24-Apr-2020].

[18] F. Ram M., Bogdanov D., Aghahosseini A., Gulagi A., Oyewo A.S., Child M., Caldera U., Sadovskaia K., B. J., Barbosa LSNS., Fasihi M., Khalili S., Dalheimer B., Gruber G., Traber T., De Caluwe F., Fell H.-J., and C., “Global Energy System based on 100% Renewable Energy,” 2019. [Online]. Available: http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_LUT_100RE_All_Sectors_Global_Report_2019.pdf. [Accessed: 11-Apr-2020].

[19] European Commission website, “Klima- und Energiepaket 2020 | Klimapolitik,” 2020. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_de. [Accessed: 14-Apr-2020].

[20] Europäisches Parlament und Europäischer Rat, “Richtlinie 2009/28/des Europäischen Parlaments und Rates vom 23. April 2009,” 2009. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=EN. [Accessed: 14-Apr-2020].

[21] Clearingstelle EEG|KWKG, “‘Winterpaket’ der EU-Kommission - Saubere Energie für alle Europäer,” 2019. [Online]. Available: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/Winterpaket. [Accessed: 21-Apr-2020].

[22] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “BMWi - Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP),” 2020. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html. [Accessed: 21-Apr-2020].

[23] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “BMWi - Europäische Energiepolitik,” 2020. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/europaeische-energiepolitik.html. [Accessed: 21-Apr-2020].

[24] Umweltbundesamt (UBA), “Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2018,” 2019. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_eeinzahlen_2019_bf.pdf. [Accessed: 16-Apr-2020].

[25] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans.,” *o.J.* [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/germany_draftnecp.pdf. [Accessed: 25-Apr-2020].

[26] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft*. 2017.

[27] H.-G. Wageman and E. Heinz, *Photovoltaik Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften Solaronzepte und Aufgaben*. 2010.

[28] V. Qaschning, *Regenerative Energiesysteme Technologie-Berechnung- Symulation*. 2015.

[29] V. Wesselak and S. Voswinckel, *Photovoltaik- Wie Sonne zu Strom wird*. 2016.

[30] F. Staiß, *Photovoltaik: Technik, Potentiale und Perspektiven der solaren Stromerzeugung*. 1996.

[31] Energie-Experten.org, “Lebens- und Nutzungsdauer einer Photovoltaikanlage,” 2016. [Online]. Available: https://www.energie-

experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/photovoltaikanlage/nutzungsdauer.html. [Accessed: 29-Apr-2020].

[32] H. Wirth, “Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Frauenhofer ISE, Fassung vom 26.03.2020,” 2020. [Online]. Available: www.pv-fakten.de,Fassungvom26.03.2020. [Accessed: 29-Mar-2020].

[33] M. Bonn and J. S. Voßwinkel, “Photovoltaik-Förderung in der EU. Welchen Beitrag leistet sie für die klima- und energiepolitischen Ziele in der EU?,” 2016. [Online]. Available: https://www.cep.eu/Studien/cepInput_PV-Foerderung/cepInput_Photovoltaik-Foerderung.pdf. [Accessed: 01-May-2020].

[34] M. Ammon, “Neudefinition des Ansatzes zur Netzparität der Photovoltaik als Kennziffer der Wettbewerbsfähigkeit am Beispiel des deutschen Energiemarktes,” 2016.

[35] S. Enkhardt, “Maxsolar nimmt erste PPA-finanzierte Photovoltaik-Anlage in Deutschland in Betrieb – pv magazine Deutschland,” 2019. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2019/07/25/maxsolar-nimmt-erste-ppa-finanzierte-photovoltaik-anlage-in-deutschland-in-betrieb/. [Accessed: 26-Mar-2020].

[36] S. Enkhardt, “Bayware startet Bau seines ersten förderfreien Solarparks in Deutschland – pv magazine Deutschland,” 2019. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2019/06/11/bayware-startet-bau-seines-ersten-foerderfreien-solarparks-in-deutschland/. [Accessed: 26-Mar-2020].

[37] M. Futterlieb and T. Mohns, “Erneuerbare Energien-Politik in der EU Der Politikprozess zur Richtlinie 2009/28/EG Harmonisierung, Akteure, Einflussnahme,” 2009. [Online]. Available: http://i-ner.de/images/6/6d/Futterlieb_Mohns_2009_EE_Politik_EU_2009_28_EG.pdf. [Accessed: 30-Apr-2020].

[38] M. Bechberger, S. Körner, and D. Reich, “Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt,” 2003. [Online]. Available: https://www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/systeme/ffu/publikationen/2003/bechberger_mischa_koerner_stefan_reiche_danyel_2003/rep_2003-01.pdf. [Accessed: 04-Jun-2018].

[39] D. Michałowska, “Modelle zur Förderung erneuerbarer Energieträger,” 2008. [Online]. Available: https://www.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/QXLINLUDFAPHQKUWUAWKB6655NSPZZAS/full/1.pdf. [Accessed: 06-Jun-2018].

[40] A. Held, *Politikinstrumente zur Förderung erneuerbarer Energien*.

2007.

[41] R. Haas *et al.*, “PROMOTION STRATEGIES FOR ELECTRICITY FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES IN EU COUNTRIES,” 2001. [Online]. Available: https://www.nachhaltigwirtschaften.at/resources/pdf/haas_promotion_res.pdf. [Accessed: 05-Jun-2018].

[42] M. Harmelink et al., “Pretir- Implementation of Renawable Energy in the European Union until 2010,” 2002. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/242409019_IMPLEMENTATION_OF_RENEWABLE_ENERGY_IN_THE_EUROPEAN_UNION_UNTIL_2010.

[43] IG Windkraft, “Vergleich der Fördersysteme für erneuerbare Energien,” 2015. [Online]. Available: https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2015.03.25/1427292000772414.pdf. [Accessed: 05-Jun-2018].

[44] M. Sonnenberger, “Der Erwerb von Photovoltaikanlagen in Privathaushalten: Eine empirische Untersuchung der Handlungsmotive, Treiber und Hemmnisse,” 2015. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/275207079_Der_Erwerb_von_Photovoltaikanlagen_in_Privathaushalten_Eine_empirische_Untersuchung_der_Handlungsmotive_Treiber_und_Hemmnisse.

[45] Kommunalkredit Consulting GmbH (KPC), “Rechtlich Grundlagen Betriebliche Umweltförderung,” 2020. [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Uebergeordnete_Dokumente/_infoblatt_frderungsberechnung.pdf. [Accessed: 10-Feb-2020].

[46] Bank Austria, “Lexikon EU-Wettbewerbsrecht,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.bankaustria.at/files/EXIN_Lexikon.PDF. [Accessed: 17-Nov-2017].

[47] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “Betriebliche Umweltförderung - Förderungsberechnung,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Uebergeordnete_Dokumente/_infoblatt_frderungsberechnung.pdf. [Accessed: 21-Nov-2017].

[48] Wirtschaftskammer Österreich, “Europäisches Beihilfenrecht - WKO.at,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.wko.at/service/wirtschaftsrecht-gewerberecht/Europaeisches_Beihilfenrecht.html. [Accessed: 26-Jan-2018].

[49] K. Reininger Stefan, “Leitfaden Photovoltaik- Anlagen 2017,” 2017. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Downloads-Frderungen/Photovoltaik_Geb_Kraftwerk/PV_Frderung-und-

Solaranlagen/LFPV-Anlagen2017.pdf. [Accessed: 12-Nov-2017].

[50] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “FAQ Förderaktion Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Dokumente_Betriebe/PV_Anlagen_in_der_Land_und_Forstwirtschaft_2017/KLIEN_FAQ_PV_LW.pdf. [Accessed: 29-Nov-2017].

[51] Klima-und Energiefonds, “Photovoltaik in der Land- und Forstwirtschaft,” 2017. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/foerderungen/aktuelle-foerderungen/2017/photovoltaik-in-der-land-und-forstwirtschaft. [Accessed: 15-Nov-2017].

[52] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Klima-und Energie-Modellregionen,” 2017. [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Dokumente_Betriebe/KEM/kem_leitfaden.pdf. [Accessed: 22-Nov-2017].

[53] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “Tarifförderung Photovoltaik,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/tariffoerderung/. [Accessed: 23-Nov-2017].

[54] Klima- und Energiefonds, “Jahresprogramm 2017 des Klima- und Energiefonds,” p. 31,32, 2017.

[55] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “FAQs Förderaktion Photovoltaik-Anlagen.” [Online]. Available: https://www.publicconsulting.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Dokumente_Private/PV_2017/faq_pv_2017.pdf. [Accessed: 12-Nov-2017].

[56] PV Austria, “PHOTOVOLTAIC AUSTRIA | FÖRDERUNGEN ÖSTERREICH,” *o.J.* [Online]. Available: http://www.pvaustria.at/forderungen/. [Accessed: 27-Nov-2017].

[57] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “Stromerzeugung in Insellage auf Basis erneuerbarer Energieträger,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Dokumente_Betriebe/Stromerzeugung_in_Insellage_auf_Basis_erneuerbarer_Energietraeger/ufi_standardfall_infoblatt_stromprod.pdf. [Accessed: 17-Nov-2017].

[58] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “Stromerzeugung in Insellage auf Basis erneuerbarer Energieträger: Umweltförderung Kommunalkredit Public Consulting,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/stromerzeugung-in-insellage-auf-basis-erneuerbarer-energietraeger.html. [Accessed:

06-Dec-2017].

[59] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “Betriebliche Umweltförderung Informationsblatt Endabrechnung,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Uebergeordnete_Dokumente/_infoblatt_endabrechnung.pdf. [Accessed: 12-Nov-2017].

[60] Energie-Control Austria (E-Control), “Das österreichische Strommarktmodell,” 2013. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/1490db94-6514-4edd-a007-e38f0c33276e. [Accessed: 12-Mar-2018].

[61] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT), “Ökostromgesetz 2012,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/energieholz/schwerpunktthemen/oekostromgesetz_2012.html. [Accessed: 19-Apr-2018].

[62] “Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), Fassung vom 13.01.2017.” pp. 1–37, 2017.

[63] Energie-Control Austria (E-Control), “Ökostrombericht 2017,” 2017.

[64] Bund Österreich, “1223 der Beilagen XXIV. GP - Regierungsvorlage - Vorblatt und Erläuterungen,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/I/I_01223/fname_222925.pdf. [Accessed: 17-Mar-2018].

[65] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT), “Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 2015 in den EU- Ländern,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.bmnt.gv.at/at.lfrz.duz/pdf.do?fromList=true&id=2458102&lang=de. [Accessed: 03-May-2018].

[66] Kommunakredit Public Consulting GmbH (KPC), “2017 Investieren in erneuerbare Energien,” 2017. [Online]. Available: https://www.kommunalkredit.at/fileadmin/user_upload/EE-Studie_2017.pdf. [Accessed: 11-Apr-2018].

[67] Kurier, “Photovoltaik-Anlagen: Gefördert,aber nicht am Netz | kurier.at,” 2014. [Online]. Available: https://kurier.at/wirtschaft/photovoltaik-anlagen-gefoerdert-aber-nicht-am-netz/79.172.181. [Accessed: 22-Apr-2018].

[68] Kommunal Kredit Public Consulting GmbH (KPC), “Investieren in Erneuerbare Energie 2017,” 2017. [Online]. Available: https://www.kommunalkredit.at/fileadmin/user_upload/EE-Studie_2017.pdf. [Accessed: 23-Mar-2018].

[69] M. Losch, “Stellungsnahme zum Entwurf der kleinen Ökostromnovelle,” 2017. [Online]. Available: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXV/SNME/SNME_09336/i

mfname_617710.pdf. [Accessed: 23-Apr-2018].

[70] H. Proidl and D. M. Sorger, “Gutachten Einspeisetarife Ökostrom – Neufestsetzung für alle Bereiche für die Jahre 2016 und 2017,” *Gutachten Einspeisetarife*, 2016. [Online]. Available: http://www.kleinwasserkraft.at/sites/default/files/gutachten_oekostrom-einspeisetarife_2016-17_ohne_nft_final_29102015.pdf. [Accessed: 18-Jun-2018].

[71] M. Teoh and V. Liebl, “LEITFADEN ZU PV-EIGEN-VERBRAUCHSMODELLEN PROJEKT PV FINANCING Teilaufgabe D4.1,” 2016. [Online]. Available: http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2016-11-04-PV-Leitfaden-Eigenverbrauch-Auflage_2.pdf. [Accessed: 07-May-2018].

[72] Bundeskanzleramt, “Kleine Ökostromnovelle - Erläuterungen - RIS,” 2017. [Online]. Available: https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/RegV/REGV_COO_2026_100_2_1346954/COO_2026_100_2_1347360.pdf. [Accessed: 05-Apr-2018].

[73] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “Tarifförderung Photovoltaik,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/tariffoerderung/. [Accessed: 20-Jul-2018].

[74] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “Förderkontingente,” *2017*, 2017. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/de/foerderung/kontingent/. [Accessed: 08-Nov-2017].

[75] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “Aktive Verträge und installierte Leistung Ökostromanlagen, OeMAG 4. Quartal 2016,” 2016. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/statistik/inst_leistung/2016_Q4_AnlagStat.JPG. [Accessed: 09-Apr-2016].

[76] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “Aktive Verträge und installierte Leistung Ökostrom, OeMAG 4. Quartal 2017,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/statistik/inst_leistung/2017_Q4_Anlagstat.JPG. [Accessed: 09-Apr-2018].

[77] Klima- und Energiefonds, “Photovoltaik Karten,” 2017. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/foerderungen/foerderlandkarte/photovoltaik-karten/. [Accessed: 19-Apr-2018].

[78] M. Bechberger, S. Körner, and D. Reiche, “Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt,” 21-Oct-2003. [Online]. Available: http://www.diss.fu-berlin.de/docs/receive/FUDOCS_document_000000007812. [Accessed: 26-Apr-2018].

[79] S. Bode and H.-M. Groscurth, “Anreize für Investitionen in Anlagen

zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien," *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2008) Heft 7*, 2008. [Online]. Available: https://www.arrhenius.de/uploads/media/Bode_Groscurth_2008_eeg_et.pdf. [Accessed: 27-Apr-2018].

[80] M. et. al Ragwitz, "Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien," 2006. [Online]. Available: www.feed-in-cooperation.org/...7/.../research/res-e-in-eu-zusammenfassung-final.pdf. [Accessed: 27-Feb-2018].

[81] Energie-Control Austria (E-Control), "LEITFADEN PHOTOVOLTAIK," 2017. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Photovoltaik_23-05-16.pdf/cb224454-7122-43ff-805e-f933b0de3996. [Accessed: 07-Mar-2018].

[82] Karlicek Gerhard, "Analyse des zukünftigen Förderbedarfs von Photovoltaik-Eigenverbrauchsanlagen in Österreich," 2017. [Online]. Available: http://resolver.obvsg.at/urn:nbn:at:at-ubtuw:1-99146. [Accessed: 04-May-2018].

[83] K. Herl-Lausecker, "Via E-Mail Verkehr zur Höhe des von der OeMAG auszuzahlenden Einspeisetarifs für PV-Anlagen. Mitarbeiterin im Fördermanagement der (OeMAG) Abwicklungsstelle für Ökostrom AG," 2018.

[84] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), "Änderung Ökostromabrechnung aufgrund UStBBKV," 2018. .

[85] Land Oberösterreich, "Leitfaden 2012 für die Förderung von Photovoltaikanlagen in Oberösterreich," 2012. [Online]. Available: http://www.bmd.co.at/userfiles/auwr_leitfaden_photovoltaik_2012.pdf. [Accessed: 21-Apr-2018].

[86] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), "Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG)- Förderanträge," *o.J.* [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/tariffoerderung/. [Accessed: 22-Apr-2018].

[87] Bundesministerium für Wissenschaft Forschung und Wirtschaft (BMBWF), "Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 , Fassung vom 13.01.2017," no. 3, pp. 1–7, 2017.

[88] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), "Informationsblatt Investitionszuschuss Photovoltaik," 2017. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/photovoltaik/OEMAG_Infomationsblatt_Einmalzuschuss_PV_V05.pdf. [Accessed: 14-Jun-2018].

[89] Abwicklungsstelle für Ökstrom AG (OeMAG, "Grundlagen zum Thema Ökostrom," 2018. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/. [Accessed: 17-Jun-2018].

[90] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “Allgemeine Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle (AB-ÖKO),” *o.J.* [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/2014_11_AB-OEKO.pdf. [Accessed: 20-Jun-2018].

[91] Bundesministerium für Finanzen (BMF), “Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen,” 2014. [Online]. Available: https://findok.bmf.gv.at/findok/resources/pdf/453238eb-1f5b-4c64-9c6c-7f5a35f5224f/68198.1.1.0.pdf. [Accessed: 31-Jul-2018].

[92] T. Weiglhofer, M. Aigner, and E. Schmautzer, “Ermittlung unterschiedlicher Stromgestehungskosten fossiler und erneuerbarer Erzeugungstechnologien,” 2016. [Online]. Available: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_D4/LF_Weiglhofer.pdf. [Accessed: 10-Jul-2018].

[93] P. Biermayer et al., “Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2017,” 2018. [Online]. Available: https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/marktstatistik-2017-endbericht.pdf. [Accessed: 06-Jul-2018].

[94] Bundesministerum für Finanzen(BMF), “Kleinunternehmerinnen/Kleinunternehmer,” 2018. [Online]. Available: https://www.bmf.gv.at/steuern/selbststaendige-unternehmer/umsatzsteuer/ust-kleinunternehmer.html. [Accessed: 01-Aug-2018].

[95] Bundeskanzleramt, “Steuerbefreiung,” 2018. [Online]. Available: https://www.usp.gv.at/Portal.Node/usp/public/content/steuern_und_finanzen/umsatzsteuer/steuerbefreiungen/40786.html. [Accessed: 03-Aug-2018].

[96] Bundesverband Photovoltaic Austria, “FAQ Fragen und Antworten rund um Photovoltaik,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.pvaustria.at/meine-pv-anlage/faq/. [Accessed: 02-Aug-2018].

[97] M. Teoh and V. Liebl, “LEITFADEN ZU PV-EIGEN-VERBRAUCHSMODELLEN PROJEKT PV FINANCING Teilaufgabe D4.1,” 2016. [Online]. Available: https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2017-11-28-PV-Leitfaden-Eigenverbrauch-Auflage_4.pdf. [Accessed: 27-Jul-2018].

[98] Bundesministerium für Finanzen (BMF), “Elektrizitätsabgabe,” 2017. [Online]. Available: https://www.bmf.gv.at/steuern/Elektrizitaetsabgabe.html. [Accessed: 07-Aug-2018].

[99] Wegatech, “Photovoltaik Eigenverbrauch - Solarstrom selbst nutzen,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/grundlagen/eigenverbrauch-uebersicht/. [Accessed: 19-Aug-2018].

[100] K. Mertens, *Photovoltaik- Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. 2015.

[101] F. Jetzinger, T. Wolmuth, and J. Schmid, “Eigenverbrauch von PV-Energie,” 2014. [Online]. Available: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Jetzinger.pdf. [Accessed: 05-Oct-2018].

[102] Energie-Control Austria (E-Control), “Musterrechnung Strom,” 2016. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Musterrechnung+Strom+aktuell.pdf/fa56db75-7361-4d63-81b7-721e3d549463. [Accessed: 07-Oct-2018].

[103] Umweltbundesamt (UBA), “Indikator: Erneuerbare Energien,” 2019. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/indikator-erneuerbare-energien#textpart-1. [Accessed: 04-Jul-2019].

[104] Bundesnetzagentur, “Leitfaden zur Eigenversorgung,” 2016.

[105] Quaschning Volker, “Steigende EEG-Umlage: Können wir uns die Energiewende noch wirklich leisten?,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.volker-quaschning.de/publis/youtube/index.php. [Accessed: 09-Jun-2017].

[106] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Fragen und Antworten zum EEG 2017,” 2017. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-2017-fragen-und-antworten.pdf?__blob=publicationFile&v=14.

[107] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT), “Erneuerbare Energie in Zahlen 2018,” 2019. [Online]. Available: https://www.bmnt.gv.at/umwelt/energiewende/erneuerbare-energie-in-zahlen-2018.html. [Accessed: 04-Jul-2019].

[108] S. Enkhardt, “Photovoltaik-Zubau in Deutschland steigt 2017 auf 1750 Megawatt – pv magazine Deutschland,” 2018. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2018/01/31/photovoltaik-zubau-in-deutschland-steigt-2017-auf-1750-megawatt/. [Accessed: 22-Apr-2018].

[109] Bundesnetzagentur, “Archivierte EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html. [Accessed: 15-May-2018].

[110] Bundesnetzagentur, “Bundesnetzagentur - Archiv Datenmeldungen,” 2017. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html. [Accessed: 07-Jul-2019].

[111] S. Gerstner, *Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien: Eine praxisorientierte Darstellung für die neue Rechtslage zu den priviligierten Energieträgern einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung*. 2013.

[112] Hochschule Schmalkalden- University of Applied Sciences, “Anspruch auf Abnahme von EEG-Strom,” *o.J.* [Online]. Available: http://wdb.fh-sm.de/EnRStromabnahmeEEG. [Accessed: 23-Mar-2017].

[113] M. Endell and J. Quentin, “EEG 2017: Ausschreibungsbedingte Neuerungen für Windenergieanlagen an Land,” p. 48, 2017.

[114] J. Scheffler, *Die gesetzliche Basis und Förderinstrumente der Energiewende*. 2014.

[115] NEXT Kraftwerke, “Marktprämienmodell im EEG,” 2018. [Online]. Available: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/marktpraemie. [Accessed: 29-Oct-2018].

[116] Energieagentur Rheinland-Pfalz, “Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen,” 2017.

[117] F. Ekardt, Felix und Valentin, *Das neue Energierecht*. NOMOS Verlagsgesellschaft, 2015.

[118] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Fit für den Strommarkt. Fit für die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017,” p. 12,25,26 33, 2016.

[119] S. Enkhardt, “Photovoltaik-Ausschreibung: Durchschnittspreis sinkt auf 5,66 Cent pro Kilowattstunde – pv magazine Deutschland,” 2017. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2017/06/14/photovoltaik-ausschreibung-durchschnittspreis-sinkt-auf-566-cent-pro-kilowattstunde/. [Accessed: 19-Jun-2018].

[120] E. Gawel and A. Purkus, “EEG 2017: Mehr Markt bei der ErneuerbareEnergien-Förderung?,” *Wirtschaftsdienst*, vol. 96, no. 12, pp. 910–915, 2016.

[121] Bundesverband Solarwirtschaft (BSW), “Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom,” 2017. [Online]. Available: https://www.pv-mieterstrom.de/wp-content/uploads/2017/08/Leitfaden_Mieterstrom_web.pdf. [Accessed: 12-Nov-2018].

[122] Bundesministerium für Justiz un Verbraucherschutz (BmJV), “§ 21 Abs. 3 des EEG 2017 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien,” 2018. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html. [Accessed: 14-Nov-2018].

[123] Bundesnetzagentur, “Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine

Sonderform der EEG-Förderung," 2017. [Online]. Available: www.bundesnetzagentur.de/mieterstromzuschlag. [Accessed: 13-Nov-2018].

[124] Bundesnetzagentur, "Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung," 2017. [Online]. Available: www.bundesnetzagentur.de/mieterstromzuschlag. [Accessed: 16-Nov-2018].

[125] Bundesverband, der Energie- und, and Wasserwirtschaft e.V (BDEW), "Das Mieterstromgesetz- Ein erster Überblick," 2017. [Online]. Available: www.bdew.de. [Accessed: 13-Nov-2018].

[126] *Gesetz über die Kreditanstalt für Wiederaufbau in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Juni 1969 (BGBl. I S. 573)*. 1948.

[127] Finanzierung-Photovoltaik.info, "Finanzierung der KfW Bank von Photovoltaik-Anlagen," *o.J.* [Online]. Available: https://www.finanzierung-photovoltaik.info/kfw-bank.html. [Accessed: 06-Nov-2017].

[128] C. Märtel, "KfW Darlehen für Photovoltaik," *o.J.* [Online]. Available: https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/finanzierung/kfw. [Accessed: 08-Nov-2017].

[129] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), "Kfw-Programm Erneuerbare Energien Standard," *o.J.* [Online]. Available: https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000000178-Merkblatt-270-274.pdf. [Accessed: 24-Oct-2017].

[130] Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen, "EEG-Vergütung fließt auch für Strom vom Effizienzhaus | Verbraucherzentrale NRW," 2018. [Online]. Available: https://www.verbraucherzentrale.nrw/pressemeldungen/presse-nrw/eegverguetung-fliesst-auch-fuer-strom-vom-effizienzhaus-24166. [Accessed: 15-Jul-2018].

[131] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), "Preisklassenberechnung," *o.J.* [Online]. Available: https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/pkBerechnung.jsp. [Accessed: 24-Oct-2017].

[132] I. Rutschmann, "Photovoltaik Steuer auf Solarstrom," *Finanztip*, 2018. [Online]. Available: https://www.finanztip.de/photovoltaik/pv-steuer/. [Accessed: 17-Oct-2018].

[133] Energie-Experten.org, "Umsatzsteuer beim Betrieb von Photovoltaikanlagen," 2018. [Online]. Available: https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/photovoltaikanlage/steuer/umsatzsteuer.html. [Accessed: 18-Oct-2018].

[134] Solaranlage-Ratgeber.de, "Ratgeber: Photovoltaik – alles, was

steuerlich Recht ist," 2018. [Online]. Available: https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photovoltaik-und-steuern. [Accessed: 18-Oct-2018].

[135] PV Magazine, "Umsatzsteuer für privaten Photovoltaik-Eigenverbrauch – pv magazine Deutschland," 2014. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2014/10/08/umsatzsteuer-fr-privaten-photovoltaik-eigenverbrauch/. [Accessed: 17-Oct-2018].

[136] Energieagentur Rheinland- Pfalz, "Faktenpapier - Umsatzsteuer für Photovoltaikanlagen," 2015. [Online]. Available: www.lfst-rlp.de. [Accessed: 18-Oct-2018].

[137] C. Märtel, "Zähler für den Eigenverbrauch einer Photovoltaik Anlage," 2018. [Online]. Available: https://www.photovoltaik-web.de/photovoltaik/eigenverbrauch-pv/pv-stromzaehler-fuer-eigenverbrauch. [Accessed: 20-Oct-2018].

[138] Bundesministerium für Finanzen (BMF), "Umsatzsteuerrechtliche Behandlung von Photovoltaik- und KWK-Anlagen; Abschaffung des Eigenverbrauchsbonus nach § 33 Abs. 2 EEG durch die EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012; BFH-Urteil vom 12. Dezember 2012, XI R 3/10," 2014. [Online]. Available: http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/BMF_Schreiben/Steuerarten/Umsatzsteuer/Umsatzsteuer-Anwendungserlass/2014-09-19-USt-Photovoltaik-KWK-Anlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=2. [Accessed: 18-Oct-2018].

[139] PV MAGAZINE, "Photovoltaik-Eigenverbrauch: Umsatzsteuer richtig rechnen – pv magazine Deutschland," 2014. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2014/10/29/photovoltaik-eigenverbrauch-umsatzsteuer-richtig-rechnen/. [Accessed: 17-Oct-2018].

[140] PV Magazine, "EuPD: Eigenverbrauch nach Ablauf der Einspeisevergütung wird Speichermarkt ankurbeln," 2016. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2016/07/20/eupd-eigenverbrauch-nach-ablauf-der-einspeisevergtung-wird-speichermarkt-ankurbeln/. [Accessed: 05-Nov-2018].

[141] CENTRALES AGRAR-ROHSTOFF MARKETING- UND ENERGIE-NETZWERK E.V. (C.A.R.M.E.N. e.V.), "C.A.R.M.E.N. e.V. - Sonstige Direktvermarktung §21a EEG 2017," *o.J.* [Online]. Available: https://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/768-regionale-direktvermarktung-solar. [Accessed: 15-Dec-2018].

[142] S. Jung, "Via E-Mail Verkehr mit der zuständigen Sachverständigen von Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV)," 2018.

[143] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), "Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG)," 2019. [Online]. Available:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/entwurf-nemog.html. [Accessed: 07-Nov-2018].

[144] Bundesanzeiger Verlag, “Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz),” 2017.

[145] D. Wagenblass, “Photovoltaikanlagen: Was tun nach dem Ende der EEG-Förderung?,” 2018. [Online]. Available: https://partner.mvv.de/blog/photovoltaikanlagen-ende-eeg-foerderung. [Accessed: 10-Dec-2018].

[146] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), “BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018,” 2018. [Online]. Available: www.bdew.de. [Accessed: 01-Nov-2018].

[147] Encowin, “EnCoWin | Negative Offshore-Umlage 2015,” *o.J.* [Online]. Available: http://www.encowin.de/index.php?article_id=53&clang=0. [Accessed: 03-Oct-2017].

[148] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), “Entwicklung der Strompreise | BDEW,” 2018. [Online]. Available: https://www.bdew.de/presse/pressemappen/entwicklung-der-strompreise/. [Accessed: 01-Nov-2018].

[149] Toptarif.de, “Arbeitspreis Strom: Definition; Zusammensetzung einfach erklärt!,” 2018. [Online]. Available: https://www.toptarif.de/strom/arbeitspreis/. [Accessed: 02-Nov-2018].

[150] Bundesnetzagentur, “Bundesnetzagentur - Was ist ein Netzentgelt?,” 2018. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html. [Accessed: 02-Nov-2018].

[151] Clearingstelle EEG-KWKG, “Müssen Eigenversorger die EEG-Umlage zahlen?,” 2018. [Online]. Available: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/beitrag/1525. [Accessed: 24-Oct-2018].

[152] Netztransparenz.de, “Entwicklung der EEG Umlage,” *EEG-Umlage*, 2017. [Online]. Available: https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage. [Accessed: 19-Sep-2017].

[153] V. Wesselak, T. Schabbach, T. Link, and J. Fischer, *Handbuch Regenerative Energietechnik*. 2017.

[154] C. Kost *et al.*, “Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Frauenhofer ISE,” 2018. [Online]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf. [Accessed: 24-Jun-2018].

[155] Klimaschutz und Energieagentur Niedersachsen, “Faktenpapier Stromgestehungskosten (LCOE) von Photovoltaik-Anlagen,” 2017. [Online]. Available: https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/_Resources/Persistent/a2d5d594a6b21f7179b0388122884700e35602f2/2017-08-28_EES_Stromgestehungskosten.pdf. [Accessed: 24-Jun-2018].

[156] H. Wirth, “Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Frauenhofer ISE,” 2018. [Online]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf. [Accessed: 12-Jul-2018].

[157] Solaranlage.eu, “Degradation & Alterung der Photovoltaik Module,” 2018. [Online]. Available: http://www.solaranlage.eu/photovoltaik/technik-komponenten/solarmodule/degradation. [Accessed: 05-Sep-2018].

[158] Solaranlagen ABC, “Solaranlagen Kosten: Photovoltaikanlagen werden billiger,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.solaranlagen-abc.de/kosten-photovoltaikanlage/#Je_groesser_die_Solaranlage_desto_weniger_Kosten. [Accessed: 05-Sep-2018].

[159] Wegatech, “Kosten, Preise und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen,” 2017. [Online]. Available: www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/kosten-und-wirtschaftlichkeit/photovoltaikanlagen/. [Accessed: 08-Jul-2018].

[160] H. Proidl and D. M. Sorger, “Gutachten Im Auftrag des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft Einspeisetarife für Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019,” 2017. [Online]. Available: https://news.wko.at/news/oesterreich/Gutachten_Oekostrom-Einspeisetarife_2018-19_final.pdf. [Accessed: 24-Jun-2018].

[161] WG Solar Concept GmbH, “Was kostet eine Photovoltaik-Anlage?,” *o.J.* [Online]. Available: https://web.wg-solar-concept.de/photovoltaik/kosten-nutzen/. [Accessed: 10-Apr-2018].

[162] Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat), “Eurostat - Data Explorer,” 2018. [Online]. Available: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do. [Accessed: 10-Oct-2018].

[163] Energie Control Austria (E-Control), “Strompreisentwicklung Haushalte- halbjährliche Aktualisierung. Tabellarische Darstellung der Entwicklung ab 2016,” 2018. [Online]. Available: https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung. [Accessed: 09-Oct-2018].

[164] C. Märtel, “Eigenverbrauch einer Photovoltaik Anlage am praktischen Beispiel,” 2018. [Online]. Available:

https://www.photovoltaik-web.de/photovoltaik/eigenverbrauch-pv/beispielanlage-eigenverbrauch. [Accessed: 22-Sep-2018].

[165] Photovoltaic Austria and NF Sol, “Photovoltaik-Eigenverbrauchsrechner,” 2018. [Online]. Available: http://pvaustria.at/sonnenklar_rechner/. [Accessed: 22-Sep-2018].

[166] Energie-Control-Austria (E-Control), “Tarifkalkulator,” 2018. [Online]. Available: https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator. [Accessed: 22-Sep-2018].

[167] Statistische Amt der Europäischen Union (EUROSTAT), “Datenbank - Eurostat,” 2018. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/data/database?p_p_id=NavTreeportletprod_WAR_NavTreeportletprod_INSTANCE_nPqeVbPXRmWQ&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2. [Accessed: 31-Oct-2018].

[168] K. Mertes, *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. 2018.

[169] Photovoltaic Austria, “PHOTOVOLTAIC AUSTRIA | STROM VERKAUFEN,” 2018. [Online]. Available: https://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/. [Accessed: 06-Sep-2018].

[170] H. Proidl, A. Puchbauer-Schnabel, A. Hilfrich, M. Kollau, and M. Sorger, “Ökostrombericht 2011- Bericht der Energie-Control Austria gemäß § 25 Abs 1 Ökostromgesetz,” 2011. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811219/eca_oekostrombericht+2011.pdf/2853c2aa-fe06-40ce-8c8d-80c38fa0bcde?t=1413904411355. [Accessed: 06-Sep-2018].

[171] H. Proidl and M. Sorger, “Gutachten laut Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) zur Bestimmung der Aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2018 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2017,” 2018. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/statistik/aliquoteaufw/2018_Gutachten_Aliquote_AE_und_Verwaltungsaufwendungen.pdf. [Accessed: 02-Oct-2020].

[172] Energie Control Austria (E-Control), “Aktueller Marktpreis gemäß § 41 Ökostromgesetz 2012 - E-Control,” 2018. [Online]. Available: https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/aktueller-marktpreis-gem-par-20-oekostromgesetz. [Accessed: 06-Sep-2018].

[173] J. Von Appen, M. Braun, B. Zinßer, and D. Stellbogen, “Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen-Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte,” 2012. [Online]. Available:

https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2012/2012_Leistungsbegrenzung_bei_PV_Anlagen.pdf. [Accessed: 12-Dec-2018].

[174] Wirtschaftskammer Kärnten, “Fremdkapital,” 2018. [Online]. Available: http://www.wkk.or.at/servicezentrum/finanzierung/fremdkapital.asp. [Accessed: 16-Jul-2018].

[175] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), “Konditionen-Anzeiger,” 2018. [Online]. Available: https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270. [Accessed: 17-Jul-2018].

[176] Kredit.or.at, “Aktuelle Kreditzinsen- Entwicklung von 2003 - 2018 in Österreich. Rohdaten für ‘Entwicklung Kreditzinsen in Österreich-Neukunden,’” 2018. [Online]. Available: https://www.kredit.or.at/kreditzinsen/. [Accessed: 13-Sep-2018].

[177] Kreditoesterreich.at, “Kreditrechner für Ihren Kredit in Österreich 2018 [günstige Zinsen],” 2018. [Online]. Available: http://www.kreditoesterreich.at/. [Accessed: 13-Sep-2018].

[178] kreditoesterreich.at, “Kreditrechner für Ihren Kredit in Österreich 2018 [günstige Zinsen],” 2018. [Online]. Available: http://www.kreditoesterreich.at/. [Accessed: 11-Oct-2018].

[179] V. Immitzer, “Via E-Mail Verkehr mit der Geschäftsführerin von Photovoltaic Austria über die Kombinationsmöglichkeiten von Bundes- und Landesförderungen,” 2019.

[180] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, “Via E-Mail Verkehr mit dem Kommunikationscenter des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie,” 2019.

[181] Netztransparenz.de, “Marktwerte,” 2019. [Online]. Available: https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte. [Accessed: 27-Sep-2019].

[182] V. Immitzer, “Via E-Mail Verkehr mit der Geschäftsführerin von Photovoltaic Austria zur Drosselung der Netzeinspeisung von PV-Anlagen bei Netzengpässen.,” 2019.

[183] V. Immitzer, “Via E-Mail Verkehr mit der Geschäftsführerin von Photovoltaic Austria zur möglichen Wirkleistungseinspeisung von PV-Anlagen in Österreich,” 2019.

[184] E. Hering, *Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ingenieure*. 2014.

[185] D. Noosten, *Investitionsrechnung- Eine Einführung für Architekten und Bauingenieure*. 2018.

[186] Photovoltaic Autria, “PHOTOVOLTAIK und SPEICHERFÖRDERUNGEN ÖSTERREICH,” *o.J.* [Online].

Available: https://www.pvaustria.at/forderungen/. [Accessed: 16-Nov-2019].

[187] SOLARWATT, “Förderung für Photovoltaik Stromspeicher von Bundesländern und KfW,” 2019. [Online]. Available: https://www.solarwatt.de/stromspeicher/foerderung. [Accessed: 16-Nov-2019].

[188] S. Röck, “Optimierter Eigenstromverbrauch durch eine Photovoltaikanlage in Kombination mit einem Lithium-Ionen-Speicher bei einem landwirtschaftlichen Betrieb,” 2016.

[189] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, and V. Quaschning, “Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende,” 2015.

[190] Energieinstitut Vorarlberg, “Solaranlagen planen und gestalten. Ein Leitfaden zur Errichtung von thermischen Solaranlagen und Photovoltaikanlagen.,” 2018.

[191] PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, “PV-Strom verkaufen: PVA-Plattform für Überschuss-Einspeiser.,” 2019. [Online]. Available: https://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/. [Accessed: 22-Nov-2019].

[192] Solaranlage.eu, “Leistungsgarantie für Photovoltaik Module: Checkliste,” 2019. [Online]. Available: https://www.solaranlage.eu/photovoltaik/technik-komponenten/solarmodule/leistungsgarantie. [Accessed: 27-Nov-2019].

[193] Solarstrom.com, “Altern Solarzellen? Ja, aber nur sehr, sehr langsam.,” 2019. [Online]. Available: https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaiklexikon/degradation/. [Accessed: 27-Nov-2019].

[194] International Energy Agency (IEA), “Review of Failures of Photovoltaic Modules,” 2014. .

[195] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW), “EIN JAHR MIETERSTROMGESETZ,” 2018. [Online]. Available: www.vzbv.de. [Accessed: 30-Nov-2018].

[196] Bundesnetzagentur, “Bundesnetzagentur - Erneuerbare Energien - EEG-Registerdaten und -Fördersätze,” 2018. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_RegDaten_FoerdSaetze.html. [Accessed: 30-Nov-2018].

[197] BSW-Solar/Deutscher Mieterbund/ead/GdW, “Solarer Mieterstrom: Großes Ausbaupotenzial vor allem in Berlin, Hamburg und München,” 2017. [Online]. Available: https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/solarer-mieterstrom-grosses-ausbaupotenzial-

vor-allem-in-berlin-hamburg-und-muenchen.html. [Accessed: 30-Nov-2018].

[198] Deutsche Handwerkszeitung, “Mieterstrom: Solarenergie, die keiner haben will,” 2018. [Online]. Available: https://www.deutsche-handwerks-zeitung.de/solarenergie-mieterstrom-soll-ausbau-wieder-ankurbeln/150/3095/350668. [Accessed: 30-Nov-2018].

[199] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT), “Mehr Sonnenstrom für Österreich,” 2016.

[200] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “Investitionsförderung,” 2019. [Online]. Available: http://cms.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/investitionsfoerderung/. [Accessed: 10-Dec-2019].

[201] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “Tarifförderung Photovoltaik,” 2020. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/tariffoerderung/. [Accessed: 12-Aug-2020].

[202] Rechtsinformationssystem des Bundes (RIS), “Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 12.08.2020,” 2020. [Online]. Available: https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010106. [Accessed: 12-Aug-2020].

[203] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “Investitionsförderung,” 2020. [Online]. Available: http://cms.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/investitionsfoerderung/. [Accessed: 10-Mar-2020].

[204] “Förderrichtlinien für die Gewährung von Investitionszuschüssen gemäß § 27a Ökostromgesetz 2012 für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher (PV-FRL 2020),” 2020. .

[205] Photovoltaic Austria, “PHOTOVOLTAIC AUSTRIA | PVA-Notpaket beschlossen,” 2019. [Online]. Available: https://www.pvaustria.at/pva-notpaket-beschlossen/. [Accessed: 17-Mar-2020].

[206] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Klima-und Energie-Modellregionen. Jahresprogramm 2018,” 2018.

[207] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Klima-und Energie-Modellregionen. Jahresprogramm 2019,” 2019.

[208] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Klima-und Energie-Modellregionen. Jahresprogramm 2020,” 2020. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Leitfaden_Klima-und-Energie-Modellregionen_2020.pdf. [Accessed: 12-Aug-2020].

[209] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Photovoltaikanlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2019/2020,” 2018. [Online]. Available:

https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Leitfaden-PV-in-LW-FW-2018-1.pdf. [Accessed: 12-Aug-2020].

[210] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Photovoltaikanlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2019/2020,” 2019. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Leitfaden_PVLW_2019.pdf. [Accessed: 12-Aug-2020].

[211] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Photovoltaik-Anlagen. Jahresprogramm 2018,” 2018. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Leitfaden_Photovoltaik_2018.pdf. [Accessed: 12-Aug-2020].

[212] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Photovoltaik-Anlagen. Jahresprogramm 2019,” 2019. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Leitfaden_Photovoltaik_2019.pdf. [Accessed: 12-Aug-2020].

[213] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Photovoltaik-Anlagen. Jahresprogramm 2020,” 2020. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/Leitfaden_Photovoltaik_2020-1.pdf. [Accessed: 12-Aug-2020].

[214] Photovoltaic Austria, “PHOTOVOLTAIC AUSTRIA | Regierungsprogramm 2020,” 2020. [Online]. Available: https://www.pvaustria.at/regierungsprogramm-2020/. [Accessed: 23-Mar-2020].

[215] S. Enkhardt, “Österreichs neue Regierung verspricht 1-Million-Photovoltaik-Dächer-Programm – pv magazine Deutschland,” 2020. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2020/01/03/oesterreichs-neue-regierung-verspricht-1-million-photovoltaik-daecher-programm/. [Accessed: 24-Mar-2020].

[216] Photovoltaic Austria, “PHOTOVOLTAIC AUSTRIA | PVA-Konzept für 15 GWP 2030,” 2020. [Online]. Available: https://www.pvaustria.at/konzept/. [Accessed: 23-Mar-2020].

[217] Bundesministerium für Landwirtschaft Regionen und Tourismus (BMLRT), “Erarbeitung des Erneuerbaren Ausbau Gesetz beschlossen,” 2018. [Online]. Available: https://www.bmlrt.gv.at/umwelt/energiewende/erneuerbare_energie/Erarbeitung-des-Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz-beschlossen.html. [Accessed: 24-Mar-2020].

[218] Wiener Zeitung Online, “Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz tritt Anfang 2021 in Kraft - Wiener Zeitung Online,” 2020. [Online]. Available: https://www.wienerzeitung.at/nachrichten/politik/oesterreich/2053078-Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz-tritt-Anfang-2021-in-Kraft.html.

[Accessed: 23-Mar-2020].

[219] Energie-experten.org, “Das Energiesammelgesetz (EnSaG) im Überblick,” 2018. [Online]. Available: https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/erneuerbare-energien-gesetz/energiesammelgesetz.html. [Accessed: 03-Oct-2020].

[220] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen und Solaranlagen,” 2017. [Online]. Available: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Hintergrundinformationen/eeg-eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3. [Accessed: 30-Dec-2019].

[221] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Informationsportal Erneuerbare Energien - Nationale Ausschreibungen und Ergebnisse,” 2019. [Online]. Available: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms_docId=577140. [Accessed: 03-Jan-2020].

[222] Stadt + Werk, “Kein einziges Gebot für Aktion,” 2019. [Online]. Available: https://www.stadt-und-werk.de/meldung_32882_Kein+einziges+Gebot+für+Auktion.html. [Accessed: 05-Jan-2020].

[223] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Artikel zur Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen,” 2019. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/verordnung-zu-den-innovationsausschreibungen-und-zur-aenderung-weiterer-energiewirtschaftlicher-verordnungen.html. [Accessed: 07-Jan-2020].

[224] Kanzlei Becker Held, “In letzter Sekunde: Innovationsausschreibung für Erneuerbare Energien,” 2019. [Online]. Available: https://www.bbh-blog.de/alle-themen/energie/in-letzter-sekunde-innovationsausschreibung-fuer-erneuerbare-energien/. [Accessed: 07-Jan-2020].

[225] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “BMWi Newsletter Energiewende - Sicherer und bezahlbarer: Bundesregierung macht Energiewende fit für die Zukunft,” 2018. [Online]. Available: https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2018/10/Meldung/topthema.html. [Accessed: 26-Mar-2020].

[226] S. Enckhardt, “Stufenweise Kürzung der Solarförderung für große PV-Dachanlagen bis April auf 8,90 Cent pro Kilowattstunde – pv magazine Deutschland,” 2018. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2018/11/28/stufenweise-kuerzung-der-

solarfoerderung-fuer-grosse-pv-dachanlagen-bis-april-auf-890-cent-pro-kilowattstunde/. [Accessed: 30-Jan-2020].

[227] J. P. Meyer, “Photovoltaik: 52-GW-Solardeckel ist Geschichte,” 2020. [Online]. Available: https://www.solarserver.de/2020/08/14/photovoltaik-52-gw-solardeckel-ist-geschichte/. [Accessed: 17-Aug-2020].

[228] Bundesregierung, “Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude und zur Änderung weiterer Gesetze,” 2020. [Online]. Available: https://www.bundesrat.de/SharedDocs/beratungsvorgaenge/2020/0301-0400/0343-20.html. [Accessed: 17-Aug-2020].

[229] Deutsche Bundesregierung, “Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030,” 2019. [Online]. Available: https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf?download=1. [Accessed: 22-Jan-2020].

[230] S. Enckhardt, “Mit dem Kohleausstiegsgesetz soll der 52-Gigawatt-Deckel für die Photovoltaik fallen – pv magazine Deutschland,” 2019. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2019/11/15/mit-dem-kohleausstiegsgesetz-soll-der-52-gigawatt-deckel-fuer-die-photovoltaik-fallen/. [Accessed: 22-Jan-2020].

[231] S. Enckhardt, “Neuer Referentenentwurf zum Kohleausstiegsgesetz aufgetaucht – Abschaffung des 52-Gigawatt-Deckels und alle weiteren EEG-Änderungen rausgestrichen – pv magazine Deutschland,” 2019. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2019/11/27/neuer-referentenentwurf-zum-kohleausstiegsgesetz-aufgetaucht-abschaffung-des-52-gigawatt-deckels-und-alle-weiteren-eeg-aenderungen-rausgestrichen/. [Accessed: 22-Jan-2020].

[232] S. Enckhardt, “CDU-Wirtschaftsflügel will 52-Gigawatt-Deckel für die Photovoltaik nur im Gesamtpaket abschaffen – pv magazine Deutschland,” 2020. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2020/01/10/cdu-wirtschaftsfluegel-will-52-gigawatt-deckel-fuer-die-photovoltaik-nur-im-gesamtpaket-abschaffen/. [Accessed: 22-Jan-2020].

[233] S. Enckhardt, “SPD und BSW-Solar fordern CDU zum Handeln beim 52-Gigawatt-Deckel auf – pv magazine Deutschland,” 2020. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2020/01/13/spd-und-bsw-solar-fordern-cdu-zum-handeln-beim-52-gigawatt-deckel-auf/. [Accessed: 22-Jan-2020].

[234] S. Enkhardt, “Datum für Abschaffung des 52-Gigawatt-Deckel für die Photovoltaik weiter offen – pv magazine Deutschland,” 2020. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2020/02/28/datum-

fuer-abschaffung-des-52-gigawatt-deckel-fuer-die-photovoltaik-weiter-offen/. [Accessed: 12-Mar-2020].

[235] Kreditbank für Wiederaufbau (KfW), “Erneuerbare Energien – Standard (270),” 2020. [Online]. Available: https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Förderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/. [Accessed: 18-Aug-2020].

[236] Haufe Online Redaktion, “EEG-Novelle und Solardeckel: Bundesregierung bleibt untätig | Immobilien | Haufe,” 2020. [Online]. Available: https://www.haufe.de/immobilien/wirtschaft-politik/eeg-gesetzentwurf-zur-streichung-von-solar-deckel-liegt-vor_84342_504774.html. [Accessed: 24-Mar-2020].

[237] (BSW Solar) Bundesverband Solarwirtschaft e.V., “Corona gefährdet Solarparks | Bundesverband Solarwirtschaft,” 2020. [Online]. Available: https://www.solarwirtschaft.de/2020/03/17/corona-gefaehrdet-solarparks/. [Accessed: 26-Mar-2020].

[238] S. Ulrich, “Nachfrage nach Solaranlagen steigt wieder,” 2020. [Online]. Available: https://www.erneuerbareenergien.de/nachfrage-nach-solaranlagen-steigt-wieder. [Accessed: 17-Aug-2020].

[239] S. Enkhardt, “EnBW beginnt mit Bau seines 187 Megawatt großen förderfreien Solarparks – pv magazine Deutschland,” 2020. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2020/03/16/enbw-beginnt-mit-bau-seines-187-megawatt-grossen-foerderfreien-solarparks/?utm_source=Bibblio&utm_campaign=Internal. [Accessed: 26-Mar-2020].

[240] S. Enkhardt, “Enervis: Nächsten fünf bis acht Jahre öffnet sich Fenster für PPA-Photovoltaik-Projekte in Deutschland – pv magazine Deutschland,” 2019. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2019/12/12/enervis-naechsten-fuenf-bis-acht-jahre-oeffnet-sich-fenster-fuer-ppa-photovoltaik-projekte-in-deutschland/. [Accessed: 27-Mar-2020].

[241] S. Enkhardt, “HTW Berlin: Atmender Deckel macht Einspeisevergütungen für Photovoltaik-Dachanlagen bald unrentabel – pv magazine Deutschland,” 2020. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2020/03/16/htw-berlin-atmender-deckel-macht-einspeiseverguetungen-fuer-photovoltaik-dachanlagen-bald-unrentabel/. [Accessed: 29-Mar-2020].

[242] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, “Handbuch über staatliche Beihilfen Handreichung für die Praxis von BMWi-EA6,” 2016. [Online]. Available: http://www.esf.de/portal/SharedDocs/PDFs/DE/Sonstiges/handbuch-beihilfe-bmwi.pdf?__blob=publicationFile&v=1. [Accessed: 23-Feb-2018].

[243] M. Leitner, “Merkblatt zu den Informations- und

Publizitätsbestimmungen LE 14-20," 2017. [Online]. Available: https://www.bmlfuw.gv.at/dam/jcr:b08655b1-48b7-4ea4-8fb7-18e174e352b5/Merkblatt_Publizität_LE_14-20_V4.pdf. [Accessed: 19-Dec-2017].

[244] Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE), "IWB/EFRE Österreich - IWB/EFRE," *o.J.* [Online]. Available: https://www.efre.gv.at/allgemeines/iwbefre_oesterreich/. [Accessed: 05-Feb-2018].

[245] Europäischer Fonds für regionale Entwicklung EFRE, "Informationsblatt zu den Publizitätsbestimmungen im IWB/EFRE-Programm 2014-2020," *o.J.* [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/ELER_Erlaeuterungstafeln/Informationsblatt_EFRE_Publizitaet.pdf. [Accessed: 05-Feb-2018].

[246] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), "Rechtliche Grundlagen UFI: Umweltförderung Kommunalkredit Public Consulting," *o.J.* [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/rechtliche-grundlagen-ufi.html. [Accessed: 06-Feb-2018].

[247] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW), "Wirkungsorientierte Folgenabschätzung, Novelle zum Umweltförderungsgesetz- UFG (Umweltförderung im Inland)," *o.J.* [Online]. Available: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/ME/ME_00497/fname_293639.pdf. [Accessed: 09-Jan-2018].

[248] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), "Stromerzeugung in Insellage auf Basis erneuerbarer Energieträger: Umweltförderung Kommunalkredit Public Consulting," *o.J.* [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/stromerzeugung-in-insellage-auf-basis-erneuerbarer-energietraeger/navigator/strom/stromerzeugung-in-insellage-1.html. [Accessed: 07-Feb-2018].

[249] Klima- und Energiefonds, "DER KLIMA-UND ENERGIEFONDS DER ÖSTERREICHISCHEN BUNDESREGIERUNG Funktion und Wirkung," 2017. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/201710Klima-und-EnergiefondsFunktion-und-Wirkungonline.pdf. [Accessed: 18-Dec-2017].

[250] I. Höbarth and T. Vogel, "Klima-und Energiefonds," 2017. [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Klima-und-Energiefonds-Snapshot-20171109.pdf. [Accessed: 15-Dec-2017].

[251] Klima- und Energiefonds, "Klima- und Energiefonds: Vision, Aufgaben, Ziele," *o.J.* [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/ueber-uns/vision-aufgaben-ziele/. [Accessed: 16-Dec-2017].

[252] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “Wir über uns: Kommunalkredit Public Consulting,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.kpc-consulting.at/wir-ueber-uns.html?langswitch=1. [Accessed: 10-Feb-2018].

[253] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “Kommunalkredit Public Consulting,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.publicconsulting.at/. [Accessed: 10-Feb-2018].

[254] Klima-und Energiefonds, “Geschäftsordnung des Klima- und Energiefonds der Österreichischen Bundesregierung,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Geschftsordnung-+-Code-o.-Conduct/2017-Geschaeftsordnung-des-Klima-und-Energiefonds.pdf. [Accessed: 10-Feb-2018].

[255] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG), “OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG 16,” 2017. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/geschaeftsberichte/OeMAG_GB_2016.pdf. [Accessed: 03-Oct-2020].

[256] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft Umwelt und Wasserwirtschaft, “Entwicklung des ländlichen Raums- ELER,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.bmlfuw.gv.at/ministerium/publizitaets/ELER-foerderung/eler.html. [Accessed: 10-Mar-2018].

[257] Energie-Control Austria (E-Control), “Herkunftsnachweise,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/oeko-energie/herkunftsnachweise. [Accessed: 11-Mar-2018].

[258] Energie-Control Austria (E-Control), “E-Control,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/econtrol. [Accessed: 11-Mar-2018].

[259] Energie-Control Austria (E-Control), “Erläuterungen Begutachtungsentwurf Herkunftsnachweis- Preis-Verordnung,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/HKN-V+2018_Begutachtungsentwurf_Erläuterungen.pdf/1b8ff674-710e-b490-fc13-947cf22ec2f7. [Accessed: 12-Mar-2018].

[260] Energie-Control Austria (E-Control), “Ökostrompauschale - www.e-control.at,” 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/industrie/oeko-energie/kosten-fuer-stromkunden/oekostrompauschale. [Accessed: 19-Aug-2020].

[261] (RIS) Rechtsinformationssystem des Bundes, “RIS - Ökostromförderbeitragsverordnung 2017 - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 31.12.2017,” 2017. [Online]. Available: https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20009738&FassungVom=2017-12-31.

[Accessed: 19-Aug-2020].

[262] Energie-Control Austria (E-Control), “LEITFADEN NETZANSCHLUSS,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-leitfaden-netzanschluss-2016.pdf/fd727695-94d7-4a95-bcdf-1695dab0a16e. [Accessed: 04-May-2018].

[263] SMA Solar Technology AG, “Wie funktioniert Eigenverbrauch von Solarstrom?,” 2012. [Online]. Available: https://www.sma-sunny.com/wie-funktioniert-eigenverbrauch-von-solarstrom/. [Accessed: 27-Aug-2018].

[264] C. Märtel, “Zähler für den Eigenverbrauch einer Photovoltaik Anlage,” 2018. [Online]. Available: https://www.photovoltaik-web.de/photovoltaik/eigenverbrauch-pv/pv-stromzaehler-fuer-eigenverbrauch. [Accessed: 27-Aug-2018].

[265] Solaranlage.eu, “kWp Nennleistung: Photovoltaik Preise pro kWp vergleichen,” 2018. [Online]. Available: https://www.solaranlage.eu/photovoltaik/technik-komponenten/solarmodule/kwp. [Accessed: 12-Nov-2018].

[266] Solaranlage-Ratgeber.de, “Photovoltaik Stromerzeugung - Erträge einer Solaranlage,” 2018. [Online]. Available: https://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-leistung/photovoltaik-stromerzeugung. [Accessed: 12-Nov-2018].

[267] V. Doering, “Via E-Mail Verkehr mit der zuständigen Sachverständigen von C.A.R.M.E.N. e.V. „Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe“,” 2018.

[268] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Solarthermische Kraftwerke,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/energieforschung-solarthermische-kraftwerke.html. [Accessed: 07-May-2018].

[269] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Fragen und Antworten zum EEG 2017 Ausbau der erneuerbaren Energien,” 2016. [Online]. Available: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/faq-eeg-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4. [Accessed: 21-Jun-2017].

[270] Bundesregierung, “Rechtliche Grundlagen: Erneuerbare-Energien-Gesetz,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/3_ErneuerbareEnergien/9_rechtliche-grundlagen-eew/_node.html#doc606086bodyText2. [Accessed: 08-May-2018].

[271] Bundesnetzagentur, “Veröffentlichung von EEG-Registerdaten,” 2018. [Online]. Available:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=A274B265DF6884A6C82FC0BF7C0A6114. [Accessed: 08-May-2018].

[272] M. Vogtman, “Direktvermarktung von PV-Strom,” *Sonnenenergie*, 2016. [Online]. Available: http://www.sonnenenergie.de/sonnenenergie-redaktion/SE-2016-04/Layout-fertig/PDF/Einzelartikel/SE-2016-04-s026-Photovoltaik-Direktvermarktung_von_PV_Strom.pdf. [Accessed: 03-Oct-2020].

[273] C. Kemnade, Franz-Josef, Sperling, “Photovoltaik im EEG 2017 Letzter Teil unserer Serie,” 2017. [Online]. Available: https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/photovoltaik-eeg-2017. [Accessed: 24-Jun-2017].

[274] PV Magazine, “Baden-Württemberg gibt zusätzliche Flächen für Solarparks frei – pv magazine Deutschland,” Mar-2017. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2017/03/10/baden-wrttemberg-gibt-zustzliche-flchen-fr-solarparks-frei/. [Accessed: 27-Jun-2017].

[275] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, “Bayerische Staatsregierung beschließt Verordnung über Gebote für Photovoltaik-Freiflächenanlagen,” 2017. [Online]. Available: https://www.stmwi.bayern.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/pm/42-2017/. [Accessed: 27-Jun-2017].

[276] Bundesnetzagentur, “Bundesnetzagentur - Formen der Stromversorgung,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung_EEG/FormenStromversorgung/FormenStromversorgung_node.html#doc682738bodyText4. [Accessed: 08-Oct-2017].

[277] Bundesnetzagentur, “Eigenversorger und sonstige selbst erzeugende Letztverbraucher,” 2017. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung_EEG/Eigenversorger/Daten_EEG_Eigenversorger_node.html. [Accessed: 05-Sep-2017].

[278] Selectra Österreich, “Strompreise in Österreich 2018: Kosten, Vergleich und Zusammensetzung,” 2018. [Online]. Available: https://selectra.at/energie/tipps/strompreis. [Accessed: 05-Oct-2018].

[279] Energie-Control-Austria (E-Control), “Tarifkalkulator - E-Control,” 2018. [Online]. Available: https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator. [Accessed: 05-Oct-2018].

[280] Energie Control Austria (E-Control), “Steuern & Abgaben,” *o.J.*

[Online]. Available: https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung/steuern_und_abgaben. [Accessed: 30-Aug-2018].

[281] Energie-Control Austria (E-Control), “Gebrauchsabgabe,” 2018. [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/gaspreis/steuern-und-abgaben/gebrauchsabgabe. [Accessed: 05-Oct-2018].

[282] SMA Solar Technology AG, “Informationen und Hintergründe zum Solarstrom-Eigenverbrauch | SMA Solar,” 2010. [Online]. Available: https://www.sma.de/partner/expertenwissen/die-eigenstromzulage.html. [Accessed: 26-Aug-2018].

[283] Energie-Control Austria (E-Control), “Aliquote Aufwendungen für Ausgleichsenergie,” 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/ausgleichsenergie-aufwendungen/aliquote-aufwendungen. [Accessed: 10-Sep-2020].

[284] H. Proidl, “Gutachten laut Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) Aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs-und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2013 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2012,” 2013.

[285] H. Proidl, “Gutachten laut Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) Aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs-und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2014 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2013,” 2014. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/statistik/aliquoteaufw/2014_Gutachten_Aliquote_AE_und_Verwaltungsaufwendungen_neu.pdf. [Accessed: 10-Sep-2020].

[286] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), “EEG 2017 - Zuletzt geändert durch Art. 5 G v. 13.5.2019 I 706,” 2019.

[287] S. Espey, *Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung von regenerativen Energien ind ausgewählten Industrienationen*. 2001.

[288] G. Wöhe, *Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. 2008.

[289] Bundeskanzleramt, “Kleine Ökostromnovelle- Erläuterungen,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/RegV/REGV_COO_2026_100_2_1346954/COO_2026_100_2_1347360.pdf. [Accessed: 22-Feb-2018].

[290] Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE), “EU-Regionalpolitik - IWB/EFRE,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.efre.gv.at/allgemeines/eu_regionalpolitik/. [Accessed: 07-Feb-2018].

[291] Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE), “Förderungen - IWB/EFRE,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.efre.gv.at/foerderungen/. [Accessed: 07-Feb-2018].

[292] Europäische Kommission, “Entwicklung des ländlichen Raums 2014–2020 | Landwirtschaft und ländliche Entwicklung,” 2016. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/agriculture/rural-development-2014-2020_de. [Accessed: 24-Nov-2017].

[293] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “EU Förderungen: Umweltförderung Kommunalkredit Public Consulting,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/eu-foerderungen.html. [Accessed: 07-Feb-2018].

[294] T. Frahm, “Photovoltaik Lexikon-Netzparallelbetrieb,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/lexikon/netzparallelbetrieb. [Accessed: 11-Feb-2017].

[295] Klima- und Energiefonds, “Leitfaden Photovoltaikanlagen Version 2016,” 2016. [Online]. Available: https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Dokumente_Private/PV_2016/leitfaden_pv_2016.pdf. [Accessed: 05-Oct-2020].

[296] Umweltbundesamt (UBA), “Umweltbundesamt: EMAS,” *o.J.* [Online]. Available: http://www.umweltbundesamt.at/emas. [Accessed: 05-Dec-2017].

[297] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft Umwelt und Wasserwirtschaft, “EMAS,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/betriebl_umweltschutz_uvp/emas/EMAS-1-x-1/Zielsetzung.html. [Accessed: 05-Dec-2017].

[298] Komunalkredit Public Consulting GmbH (KPC), “FAQ Förderaktion Photovoltaikanlagen,” 2019. [Online]. Available: https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/faq_pv_2017.pdf. [Accessed: 15-Oct-2019].

[299] Energie-Control Austria (E-Control), “Was ist eine Netzebene?,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/industrie/service-beratung/haufige-fragen-antworten/-/asset_publisher/QvcnCoEtw8NG/content/was-ist-eine-netzebene-?inheritRedirect=false. [Accessed: 15-Mar-2018].

[300] Energie-Control Austria (E-Control), “Unser Auftrag,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/econtrol/unternehmen/unser-auftrag. [Accessed: 10-Sep-2018].

[301] SAB Photovoltaik, “Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen - Findok Internet,” *o.J.* [Online]. Available: https://findok.bmf.gv.at/findok?execution=e1s1. [Accessed: 22-Apr-2018].

[302] Energetica, “Was versteht man unter Überschusseinspeisung?,” *o.J.* [Online]. Available: http://www.energetica-pv.com/?id=269. [Accessed: 01-May-2018].

[303] Solaranlage.de, “Volleinspeisung | Ihr Fachlexikon auf Solaranlage.de,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.solaranlage.de/lexikon/volleinspeisung. [Accessed: 01-May-2018].

[304] Energie AG Oberösterreich, “Ökostrom- Novellenpaket 2017 Stellungsnahme der Energie AG Oberösterreich,” 2017. [Online]. Available: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXV/SNME/SNME_09321/imfname_617513.pdf. [Accessed: 22-Apr-2018].

[305] Energie-Control Austria (E-Control), “Aktueller Marktpreis gemäß § 41 Ökostromgesetz 2012 - E-Control,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis. [Accessed: 25-Apr-2018].

[306] Energie-Control Austria (E-Control), “Aufwendungen für Ausgleichsenergie,” 2020. [Online]. Available: https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/ausgleichsenergie-aufwendungen. [Accessed: 04-Jun-2020].

[307] Energie-Control Austria (E-Control), “Gutachten laut Ökostromgesetz 2012 §42 (4) zur Bestimmung der Aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen,” 2018. [Online]. Available: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/statistik/aliquoteaufw/2018_Gutachten_Aliquote_AE_und_Verwaltungsaufwendungen.pdf.

[308] Wirtschaftslexikon24.com, “Stromkosten,” 2019. [Online]. Available: http://www.wirtschaftslexikon24.com/d/stromkosten/stromkosten.htm. [Accessed: 03-Jul-2019].

[309] Next Kraftwerke, “Regelenergie und Regelleistung - was ist das?,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie. [Accessed: 14-Jun-2017].

[310] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, vol. 4. 2015.

[311] Next Kraftwerke, “Was ist die Managementprämie?,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/managementpraemie. [Accessed: 14-Jun-2017].

[312] RheinEnergie AG, “Energielexikon - RheinEnergie AG,” *o.J.* [Online]. Available: http://www.rheinenergie.com/de/privatkundenportal/service_1/energielexikon/index.php?letter=N. [Accessed: 21-Mar-2017].

[313] V. Wesselak, *Photovoltaik: Wie Sonne zu Strom wird*. 2012.

[314] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft*, vol. 3. 2013.

[315] Finanzen-Rechner.net, “Effektiver Jahreszins und Sollzins - Erklärung,” 2017. [Online]. Available: http://www.finanzen-rechner.net/kredit/effektiver-jahreszins.html. [Accessed: 06-Nov-2017].

[316] Bundesministerium für Finanzen (BMF), “Umsatzsteuer-Anwendungserlass,” 2017. [Online]. Available: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/BMF_Schreiben/Steuerarten/Umsatzsteuer/Umsatzsteuer-Anwendungserlass/Umsatzsteuer-Anwendungserlass-aktuell-Stand-2018-10-04.pdf?__blob=publicationFile&v=42. [Accessed: 30-Oct-2018].

[317] Yousure Tarifvergleich GmbH, “Ergebnis - Ratenkredit-Vergleich | durchblicker.at,” 2018. [Online]. Available: https://durchblicker.at/ratenkredit/vergleich/ergebnis#calcid=f27144afbbe216982e5007487e8d754ccf9ee1b3. [Accessed: 11-Oct-2018].

[318] M. Vogtmann, “Fragen und Antworten zur Direktvermarktung – pv magazine Deutschland,” 2016. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/2016/06/13/fragen-und-antworten-zur-direktvermarktung/. [Accessed: 03-Dec-2018].

[319] energie-experten.org, “Höhe und Pflichten der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch,” 2018. [Online]. Available: https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/eigenverbrauch/eeg-umlage-pflichten.html. [Accessed: 10-Apr-2019].

[320] Bundesministerium für Wirtschaft Energie (BMWi), “BMWi Newsletter Energiewende - Was ist eigentlich ‘Direktvermarktung’?,” 2017. [Online]. Available: https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/16/Meldung/direkt-erklaert.html. [Accessed: 28-Jun-2020].

[321] Kreditbank für Wiederaufbau (KfW), “Allgemeines Merkblatt zu Beihilfen,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000000065-Allgemeines-Merkblatt-zu-Beihilfen.pdf. [Accessed: 23-Feb-2018].

[322] Bundesministerium für Landwirtschaft Forstwirtschaft und Wasserwirtschaft (BMLFUW), “Österreichisches Programm für ländliche Entwicklung (LE 14-20),” *o.J.* [Online]. Available: https://www.bmlfuw.gv.at/land/laendl_entwicklung/leprogramm.html. [Accessed: 10-Feb-2018].

[323] Bundeskanzleramt, “HELP.gv.at: Natürliche Person,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.help.gv.at/Portal.Node/hlpd/public/content/99/215114.html. [Accessed: 12-Dec-2017].

[324] Bundeskanzleramt, “HELP.gv.at: Juristische Person,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.help.gv.at/Portal.Node/hlpd/public/content/99/Seite.991158.html. [Accessed: 12-Dec-2017].

[325] Energie-Control Austria (E-Control), “Bilanzgruppe,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/industrie/strom/strommarkt/bilanzgruppe. [Accessed: 10-Mar-2018].

[326] Energie-Control Austria (E-Control), “Ökostrom-Fördersystem,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/oeko-energie/oekostrom-foerdersystem. [Accessed: 10-Mar-2018].

[327] Energie-Control Austria (E-Control), “Sonstige Marktregeln Strom Kapitel 3 Fahrpläne,” *o.J.* [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/20903/415340/SoMa_3_V5.6/ff6aa40b-823d-4994-85a0-83d522524753. [Accessed: 10-Mar-2018].

[328] Gabler Wirtschaftslexikon, “Aktivierte Eigenleistungen,” *o.J.* [Online]. Available: https://wibis-steiermark.at/glossar/wirtschaft/aktivierte-eigenleistungen/. [Accessed: 28-Nov-2017].

[329] C. Trottman and M. Klewar, “Das neue EEG 2017 (16): Regionale Grünstromkennzeichnung - Auf ein Watt,” *o.J.* [Online]. Available: http://blogs.pwc.de/auf-ein-watt/energierecht/das-neue-eeg-2017-16-regionale-gruenstromkennzeichnung/1833/. [Accessed: 16-Jun-2017].

[330] O. Baumer, “Änderungen im EEG: Konversionsflächen mit PV-Anlagen sinnvoll nutzen,” 2011. [Online]. Available: https://www.ibc-blog.de/2011/07/anderungen-im-eeg-konversionsflachen-mit-pv-anlagen-sinnvoll-nutzen/. [Accessed: 08-May-2018].

8 Anhang

8.1 Definitionen

Ökostromgesetz 2012[188]

Altanlage
Eine Ökostromanlage, die vor dem Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes als Ökostromanlage anerkannt wurde

Eigenbedarf
Jene Energiemenge, die für den Betrieb der Anlage erforderlich ist

Eigenverbrauch
Ist die in einer Anlage erzeugte elektrische Energie, die nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird

Erneuerbare Energieträger
Erneuerbare, nichtfossile Energieträger (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Abfall mit hohem biogenen Anteil, Deponiegas, Klärgas und Biogas), einschließlich Tiermehl, Ablauge oder Klärschlamm

Gebäudeintegrierte PV-Anlage
Unter gebäudeintegrierten Photovoltaik-Anlagen versteht man Anlagen, bei denen das photovoltaische Element neben seiner üblichen Funktion der Stromerzeugung auch die Funktion von Bauelementen (doppelte Funktion) [49]

Herkunftsnachweis
Jene Bescheinigung, die belegt, aus welcher Energiequelle die in das öffentliche Netz eingespeiste bzw. an Dritte gelieferte Energie erzeugt wurde

Hybridanlage
Eine Anlage, die in Kombination unterschiedliche Technologien bei der Umwandlung eines oder mehrerer Primärenergieträger in elektrische Energie verwendet, soweit sie zumindest teilweise auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben wird

Kleinwasserkraftanlage
Eine anerkannte Anlage auf Basis der erneuerbaren Energiequelle Wasserkraft mit einer Engpassleistung bis einschließlich 10 MWp

Mischfeuerungsanlage
Eine thermische Anlage, in der Brennstoffe als Primärenergieträger eingesetzt werden welche nur zum Teil erneuerbare Energieträger sind, sofern die Verwendung nicht erneuerbarer Primärenergieträger das für den Betrieb technisch erforderliche Ausmaß überschreitet

Neuanlage
Eine Ökostromanlage, die nach dem Inkrafttreten des ÖSG 2012 als Ökostromanlage anerkannt wurde.

Ökostrom
Elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern

Ökostromanlage
Eine Anlage, die ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und als solche anerkannt ist

Öffentliches Netz
Ein konzessioniertes Verteilernetz oder ein Übertragungsnetz, das der Versorgung Dritter dient und zu dem Anspruch auf Netzzugang besteht

Ökostromförderbeitrag
Jener Beitrag, der von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern gemäß § 48 […] ÖSG 2012 […] zu leisten ist und der Abdeckung der Mehraufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle gemäß § 42 […] ÖSG 2012 […] abzüglich der durch die Ökostrompauschale abgedeckten Aufwendungen dient

Ökostrompauschale
Jener Beitrag in Euro pro Zählpunkt, der von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endver-

[188] Anmerkung: Die Definitionen entstammen in ihrem Wortlaut dem ÖSG 2012, in der Fassung vom 13.01.2017.

brauchern mit Ausnahme der Endverbraucher gemäß § 46 […] ÖSG 2012 […] zu leisten ist und der Abdeckung der Aufwendungen gemäß KWK-Gesetz, der Investitionszuschüsse gemäß diesem Gesetz sowie der anteiligen Abdeckung der Mehraufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle gemäß § 42 […] ÖSG 2012 […] dient (Zählpunktpauschale)

Unterstützungsvolumen
Die Mittel, die sich aus den Erlösen aus der Zuweisung der Herkunftsnachweise für Ökostrom gemäß § 10 Abs. 8 […] ÖSG 2012 […], dem Ökostrompauschale gemäß Z 25 sowie den Ökostromförderbeiträgen gemäß Z 24 pro Kalenderjahr ergeben

Volllaststunden
Quotient aus erwarteter jährlicher Ökostromerzeugung dividiert durch die Engpassleistung der Ökostromanlage

Zählpunkt
Eine mit einer eindeutigen alphanumerischen Bezeichnung identifizierte Messstelle für elektrische Messgrößen, über die ein Netzbetreiber alle zur Verrechnung relevanten Messwerte zuordnet

Zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen
Jener Anteil am Unterstützungsvolumen, der für die Kontrahierung von Ökostrom auf Grundlage von im jeweiligen Kalenderjahr abgeschlossenen Verträgen der Ökostromabwicklungsstelle mit Ökostromanlagenbetreibern zur Verfügung steht

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017

Anlage
Jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Anlage ist; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln

Anlagenbetreiber
Wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt

Anzulegender Wert
Der Wert, den die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) im Rahmen einer Ausschreibung nach § 22 in Verbindung mit den §§ 28 bis 39j ermittelt oder der durch die §§ 40 bis 49 gesetzlich bestimmt ist und der die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung ist

Ausschreibung
Ein transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung des Anspruchsberechtigten und des anzulegenden Werts

Bilanzkreis
Ein Bilanzkreis ist, nach § 3 Nummer 10a des Energiewirtschaftsgesetzes, im Elektrizitätsbereich innerhalb einer Regelzone die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen

Direktvermarktung
Die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet

Direktvermarktungsunternehmer
Wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein

Eigenversorgung
Der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im un-

mittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt

Erneuerbare Energien
a) Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie
b) Windenergie
c) solare Strahlungsenergie
d) Geothermie
e) Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie

Freiflächenanlage
Jede Solaranlage, die nicht auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist

Gebäude
Jede selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlage, die von Menschen betreten werden kann und vorrangig dazu bestimmt ist, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen

Gebotsmenge
Die zu installierende Leistung in Kilowatt, für die der Bieter ein Gebot abgegeben hat

Gebotstermin
Der Kalendertag, an dem die Frist für die Abgabe von Geboten für eine Ausschreibung abläuft

Gebotswert
Der anzulegende Wert, den der Bieter in seinem Gebot angegeben hat

Inbetriebnahme
Die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage; die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die Anlage fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für die Erzeugung von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde; der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme

Installierte Leistung
Die elektrische Wirkleistung, die eine Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann

Letztverbraucher
Jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht

Monatsmarktwert
Der nach Anlage 1 rückwirkend berechnete tatsächliche Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas am Spotmarkt der Strombörse für die Preiszone für Deutschland in Cent pro Kilowattstunde

Netz
Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung

Netzbetreiber
Jeder Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität, unabhängig von der Spannungsebene

Register
Das Anlagenregister nach § 6 Absatz 2 Satz 1 dieses Gesetzes oder ab dem Kalendertag nach § 6 Absatz 2 Satz 3 dieses Gesetzes das Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes

Solaranlage
Jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie

Strombörse
In einem Kalenderjahr die Strombörse, die im ersten Quartal des vorangegangenen Kalenderjahres das höchste Handelsvolumen für Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland

am Spotmarkt aufgewiesen hat

Stromerzeugungsanlage
Jede technische Einrichtung, die unabhängig vom eingesetzten Energieträger direkt Strom erzeugt, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Stromerzeugungsanlage ist

Zuschlagswert
Der anzulegende Wert, zu dem ein Zuschlag in einer Ausschreibung erteilt wird; er entspricht dem Gebotswert, soweit sich aus den nachfolgenden Bestimmungen nichts anderes ergibt

Investitionsmehrkosten
finanzieller Mehraufwand zur freiwilligen Erreichung eines Umweltschutzzieles im Rahmen einer Investition. Kosten die lediglich zur Einhaltung bestehender nationaler und gemeinschaftsrechtlicher Umweltstandards gelten dabei nicht als Investitionsmehrkosten- nur Mehrkosten, die durch das freiwillige Übertreffen dieser Standards entstehen, werden als solche gewertet. Sie dienen als Grundlage der Förderungsermittlung

Sonstige relevante Definitionen

Engpassleistung
Nach der OeMAG die „[…] *durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Erzeugungsanlage mit allen Maschinensätzen* […]." Entspricht zudem bei PV-Anlagen ihrer Modulspitzenleistung in kWp und ist ihrem Anerkennungsbescheid zu entnehmen.

Gesamtrentabilität
Durchschnittliche Rentabilität über alle untersuchten Fälle, eines Szenarios oder aller Szenarien Österreichs und Deutschlands

Netzparallelbetrieb
Im Netzparallelbetrieb speist die PV-Anlage den von ihr produzierten Gleichstrom über einen Wechselrichter als Wechselstrom mit der notwendigen Spannung und Frequenz in das Stromnetz ein. Es besteht im Gegensatz zur als Inselanlage betriebenen PV-Anlage ein Netzanschluss

8.2 Kapitel 2.2.1.1, EU: De-minimis-VO & AGVO, AT: KLIEN-Fonds, KPC & OeMAG

De-minimis-Verordnung (De-minimis-VO) und Allgemeine Gruppenfreistellungverordnung (AGVO)

Österreich untersteht bei den Investitionsförderungen von Photovoltaikanlagen für Unternehmen, der europäischen De-minimis-VO und der AGVO. Dies hat folgenden Hintergrund:

Staatliche Unterstützungen von Unternehmen und Produktionszweigen gelten europarechtlich als Beihilfe[189] und sind nach Artikel 107 über die „*Arbeitsweise der Europäischen Union*" (AEUV) zunächst verboten, da sie den Wettbewerb zwischen den Staaten verfälschen und den Handel beeinflussen könnten. Doch existieren Ausnahmen, die in verschiedene Kategorien eingeteilt sind. Hierunter fallen unter anderem [242]:

a) Beihilfen, die automatisch zugelassen werden, da die Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt als gegeben angesehen wird.
b) Beihilfen, die prinzipiell zulässig sind, aber einer Anmeldung und Genehmigung durch die EU-Kommission bedürfen.
c) Beihilfen, die ohne Anmeldung bei der EU-Kommission genehmigt werden können, sofern vorgegebene Auflagen eingehalten werden- die AGVO und die De-mimis-VO werden dieser Beihilfenkategorie zugerechnet

Nach den europäischen „*Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014- 2020*" fallen Beihilfen für erneuerbaren Energien zunächst unter oben genannten zweiten Punkt[190], sodass bundesweite Photovoltaik- Förderungen für Unternehmen grundsätzlich erlaubt sind. Dies setzt jedoch eine Genehmigung (auch als „*Notifizierungs-Pflicht"* bezeichnet) durch die EU-Kommission mit einer Dauer von sechs bis zwölf Monaten voraus, weswegen Österreich seine Beihilfen für Photovoltaik- Investitionen entsprechend angepasst hat, damit sie unter Punkt c) fallen. Antragsstellern wird so der Förderprozess entsprechend erleichtert [242].

[189] Beihilfe: Öffentliche Zuwendungen oder Subventionen, die in Form von Zuschüssen, Beteiligungen, zinsverbilligten Krediten, Bürgschaften oder Garantien an Unternehmen vergeben werden und ihnen so einen wirtschaftlichen Vorteil verschaffen [321]. Möglich sind dabei Auswirkungen sowohl auf den EU-Handel, wie den Wettbewerb, die erwünscht oder unerwünscht sein können. Um als staatliche Beihilfe zu gelten muss eine Förderung 1.vom Staat oder aus staatlichen Mitteln gewährt werden, 2. einige Unternehmen oder die Herstellung bestimmter Güter begünstigen, 3. den Wettbewerb verfälschen oder sie droht in zu verfälschen und 4. Auswirkungen auf den EU-Binnenhandel haben [242].

[190] Erneuerbare Energien werden hierbei in die Unterkategorie *„Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete"*.

Die **De-minimis-VO** gilt, solange die Förderbezüge eines Betriebs innerhalb von 3 Jahren eine Grenze von 200.000 Euro[191] nicht überschreiten [46]. Bereits bezogene Förderungen innerhalb dieses Zeitraums verringern die mögliche Förderhöhe entsprechend auf die genannte Fördergrenze [47]. Durch die geringe Höhe sieht die EU-Kommission weder den zwischenstaatlichen Handel, noch den Wettbewerb gefährdet, weswegen sie diese Art der Förderung ohne weitere Meldepflichten zulässt [48]. Die De-minimis-VO galt für Unternehmens-Investitionsförderungen der Förderaktion „PV-Anlagen-2017" [49].

Im Gegensatz zur AGVO kann die Antragsstellung des Förderwerbers für eine Förderung im De-minimis-Rahmen zeitlich nur nach dessen Projektdurchführung erfolgen, wobei die KPC ein vereinfachtes Berechnungsverfahren zur Ermittlung der Förderhöhe anwenden darf. Der KPC müssen zunächst vom Förderwerber die Investitionskosten der Photovoltaikanlage angegeben werden, die im nächsten Schritt prüft, welche dieser Kosten als förderungsfähig eingestuft werden können. Wie noch gezeigt wird, dienen diese „förderungsfähigen Kosten[192]" später als Kontrollinstanz. Zunächst wird aber die Förderungshöhe (der sogenannte „Förderungsbarwert") bestimmt. Hier dient die Anlagengröße als Grundlage für eine pauschale Ermittlung der Förderhöhe nach folgender Formel [47]:

$$FBw = AG * p * k * f_p + z_a + z_s$$

FBw:	Förderungsbarwert, der die Förderungshöhe in Euro darstellt
AG:	Anlagengröße in kWp
p:	Privatanteile der Investition müssen prozentual in Abzug gebracht werden
k:	Kapazitätsausweitungen[193]
fp:	festgelegte Pauschale in Euro/kWp der Anlagenleistung
za + zs:	allgemeine Zuschläge + themenspezifische Zuschläge; für PV-Förderung im De-mimis-Rahmen nicht weiter relevant

Der so errechnete Förderungsbarwert darf in seiner vollen Höhe dem Förderwerber von KPC nur unter den nachfolgenden zwei Bedingungen ausbezahlt werden:

- Das Förderausmaß der Investition (die sogenannte „Förderungsintensität") wird in den Förderaktionen der UFI prozentual mit einem maximal möglichen Wert angegeben. Dieser beträgt für die Förderaktion „PV-Anlagen 2017" im Rahmen der De-minimis-VO für die Förderung von Betrieben 35 % (auch als „Fördersatz" bezeich-

[191] Ausnahmen: Unternehmen des Straßentransportsektors (max. 100.000 Euro) und Unternehmen der landwirtschaftlichen Primärproduktion, der Fischerei und Aquakultur für die eine eigene „Agrarische De-minimis-VO" gilt (max. 15.000 Euro)[45].

[192] Förderungsfähige Investitionskosten müssen nach der UFI in unmittelbaren Zusammenhang mit Umwelteffekten stehen, die durch die Investition ausgelöst werden. Sie werden meist in den jeweiligen veröffentlichten Informationsblättern zu den Förderaktionen benannt.

[193] Kapazitätsausweitungen werden nur in den Bereichen Luftreinhaltung oder Lärmschutz von den Investitionskosten proportional in Abzug gebracht, bei PV-Anlagen jedoch nicht berücksichtigt [47].

net“) der Netto-Investitionskosten [49]. Diese Förderungsintensität von 35% wird nun mit der Förderungsintensität der aktuell zu prüfenden Förderung verglichen. Die ermittelten „förderungsfähigen Investitionskosten“ werden dafür durch den „Förderungsbarwert“ dividiert. Fällt die so ermittelte „Förderungsintensität“/ der so ermittelte „Fördersatz“ höher aus, als die/ der maximal zulässige, wird der Förderungsbarwert entsprechend auf 35% der förderfähigen Investitionskosten gekürzt [47].

- Im zweiten Schritt prüft die KPC, ob der errechnete „Förderungsbarwert“ den maximal möglichen Förderrahmen von 200.000 Euro durch die „De-minimis“-VO einhält. Sollte dies nicht der Fall sein, wird der Förderungsbarwert so gekürzt, dass der maximale Förderrahmen eingehalten wird [47].

Ein kleinerer „Förderungsbarwert“ wie die beiden aufgeführten Grenzen wird bei keinen sonstigen Beanstandungen in jedem Fall ausbezahlt.

Für eine bessere Erläuterung, folgt nun eine entsprechende Beispielrechnung:

Beispielrechnung „De-minimis“-Förderung für einen Betrieb anhand der Vorgaben der Förderaktion „PV-Anlagen- 2017“ und der ersten Beispielrechnung >Beispiel aus der Praxis<, aus dem Informationsblatt: „Betriebliche Umweltförderung“- Förderungsberechnung:

Ein Unternehmen installiert im Rahmen der Förderung PV-Anlagen-2017 eine PV-Anlage auf ihrem Betriebsgebäude mit einer Nennleistung 4 kWp. 20% des Gebäudes entfallen auf eine private Nutzung. Die beantragten Investitionskosten sind 8.000 Euro (Netto). Weitere „De-minimis“-Förderungen in einer Gesamthöhe von 92.000 Euro wurden beantragt.

<u>Berechnung des Förderungsbarwertes</u>

Anlagengröße (4 kWp) x Förderpauschale (275 Euro/kWp) x Privatanteil (0,8)

= 880 Euro Förderungsbarwert

<u>Kontrolle der Förderungsintensität</u>

beantragte Investitionskosten (8.000 Euro) x Privatanteil (0,8)

= 6.400 Euro Zwischensumme

- 640 Euro nicht förderungsfähiger Investitionskosten

= 5.760 Euro förderungsfähige Investitionskosten

Bestimmung des Förderungssatzes

Förderungsbarwert (880 Euro) / förderungsfähige Investitionskosten (5.760 Euro) x 100

= 15,28%

1. Prüfung des Förderungssatzes: 15,28% < 35% → Förderungssatz ist ok.

2. Prüfung des „De-minimis"-Rahmens: 108.000 Euro > 5.760 Euro → „De-mimis"-Rahmen ist ausreichend.

Die **AGVO** gilt für die Förderaktionen „Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2017"[194], „Klima- und Energiemodellregionen" und „Stromerzeugung in Insellage"[195] und die Investitionsförderung der OeMAG. Ähnlich wie die De-minimis-VO begrenzt auch die AGVO durch festgelegte Beihilfehöchstintensitäten die maximal mögliche Förderhöhe, um Wettbewerbsvorteile durch Beihilfe einzelner EU-Staaten auszuschließen [50]. Im Gegensatz zur De-minimis-VO, hat die Antragsstellung vor der Durchführung des Projekts zu erfolgen.

Die KPC berechnet die Förderungshöhe nach folgendem Schema:

1. Aus den „*beantragten Investitionskosten*" der PV-Anlage werden die „förderfähigen Investitionskosten" (IK) bestimmt. Diese umfassen nur diejenigen Kosten der Investition die zur Erzielung eines positiven Umwelteffekts notwendig sind[196]. Hierbei müssen „Mindestinvestitionskosten" für die Photovoltaik-Förderung eingehalten werden, da dies ein angemessenes Verhältnis zwischen Abwicklungsaufwand und möglichem Förderbetrag sicherstellt. Die Grenze wird in der Förderaktion „Stromerzeugung in Insellage" direkt mit 10.000 Euro angegeben, während sie sich bei anderen PV-

[194] Bei „Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft" ist die Förderung nach AGVO abhängig von der Betriebsgröße. Nach AGVO gefördert werden Großunternehmen und Unternehmen außerhalb der agrarischen Primärproduktion. Kleinst- Klein, und Mittelbetriebe in der agrarischen Primärproduktion hingegen nach den *„Rahmenregelungen der EU für staatliche Beihilfen im Agrar- und Forstsektor und in ländlichen Gebieten 2014- 20 (2014/C 204/01)"* [50].

[195] Seit 2018 gilt die AGVO auch für die Investitionsförderungen von PV-Anlagen durch die OeMAG [289].

Förderaktionen indirekt über die Multiplikation der Mindestgröße der PV-Anlage mit dem angegebenen Pauschalförderbetrag ergibt[197].

2. Anschließend werden die „förderfähigen Investitionsmehrkosten“ (ImK) berechnet. Bei bestehenden Umweltschutz- Normen sind dies:

   - Kosten die vom Antragssteller „freiwillig“ aufgenommen werden, um diese bestehenden Normen zwecks positiven Umwelteffekten zu übertreffen.

   Bestehen keine Normen, bestimmen sich die Mehrkosten aus:

   - Mehraufwand durch die Umweltmaßnahme gegenüber dem Istzustand, oder
   - Mehraufwand der PV-Anlage gegenüber einer Referenzanlage (beispielsweise eines leistungsgleichen Dieselaggregats)[198].

3. Falls die PV-Anlage anteilig privat genutzt wird (p) oder es zu Kapazitätserweiterungen (k) kommt, wird dieser Anteil von den ImK abgezogen, um die sogenannte „Förderungsbasis“ (FBs) zu berechnen. Sonst gilt ImK = FBs.

4. Bestimmung des „Förderungssatzes“ (fs) und des „effektiven Förderungssatzes“ (fe) – Ersterer wird in den jeweiligen Förderaktionen angegeben und beträgt bei den PV- Förderaktionen zwischen 30% bis 40% der anrechenbaren, förderfähigen Investitionskosten (Brutto oder Netto, je nach Förderaktion). Der sogenannte „effektive Fördersatz“ (fe) ergibt sich hingegen aus dem „Förderungssatz“(fs), plus einem allgemeinen Zuschlag (za) der als EMAS- und/oder Nachhaltigkeitszuschlag von jeweils 5% angerechnet werden kann. Zusätzlich sind sogenannte themenspezifische Zuschläge (zs) möglich, die in den jeweiligen Förderaktionen aufgeführt werden. Erfolgt kein Zuschlag, ist der aus der Förderaktion ermittelte fs = fe.

5. Der „maximale Förderungssatz“ (fm) ist in den Richtlinien der UFI nach der AGVO bestimmt. Hier gelten Förderungsintensitäten zwischen 30% bis 45% mit Zuschlagsmöglichkeiten durch die Unternehmensgröße[199] bis 20%. Der fm dient als Obergrenze für den fe.

[197] Beispiel: Mindestanlagengröße 5 kWp in Förderaktion „Klima- und Energiemodellregionen 2017“ multipliziert mit Förderpauschale von 275 Euro/kWp = 1.375 Euro Förderung

[198] Zu erwähnen ist, dass die Kriterien nach denen die förderfähigen Investitionskosten bestimmt werden, in den Förderaktionen nicht immer genannt werden.

[199] Je kleiner das Unternehmen, desto mehr Zuschlag ist möglich: Kleines Unternehmen = 20%; Mittleres Unternehmen = 10%. Handelt es sich hierbei um keinen Wettbewerbsteilnehmer kann der max. Fördersatz auf 50% erhöht werden [47].

6. Abschließend wird der „Förderungsbarwert“ (FBw) in einem Vergleich ermittelt. Dieser stellt die eigentliche Förderhöhe dar, die der Antragssteller erhält. Ein Vergleich erfolgt üblicherweise zwischen folgenden Werten:

   - dem Produkt aus FBs x (fe + za + zs)
   - dem Produkt aus (FBs x fm
   - der vom Antragssteller im Förderantrag anzugebenden, benötigten öffentliche Finanzierung (FBwb)
   - CO_2-Einsparungen bei einigen klimarelevanten Projekten[200] oder technische Parameter der förderungsbedürftigen Anlagen (FBwt).
   - Der kleinste Wert wird schließlich als FBw herangezogen.

Die so erfolgte Förderungsermittlung kann auch in folgender Formel ausgedrückt werden:

FBw = Minimum (FBs x (fe + za + zs); FBs x fm; FBwb; FBwt)

FBs =	Förderungsbasis
fe =	effektiver Förderungssatz
za =	allgemeine Zuschläge
zs =	themenspezifische Zuschläge
fm =	maximaler Förderungssatz
FBwb =	benötigte öffentliche Finanzierung laut Antragssteller
FBwt =	maximaler Förderungsbarwert aufgrund von CO_2- Einsparungen oder technischen Parametern der Anlage

Zudem muss die Notwendigkeit der Beihilfe bestehen, d.h. dass eine potentielle Maßnahme ohne die Beihilfe nicht umsetzbar wäre. In der AGVO sind Beihilfen in 13 Kategorien festgelegt, worunter auch die für die Photovoltaikförderung notwendigen Umweltschutzbeihilfen, mit maximal zulässigen Förderungssätzen[201] und deren Berechnungsmethode, fallen [45].

EFRE und ELER

Bei welchen Förderungen eine Möglichkeit auf EU-Kofinanzierung durch ELER[202] oder EFRE von der KPC geprüft wird, ist aus der in Kapitel 2.2.1 befind-

[200] Bei einigen klimarelevanten Förderaktionen sind Maximalförderbeträge pro eingesparte Tonne an CO_2 als umwelteffektbezogene Förderungsbegrenzung festgelegt, die so die Förderhöhe beschränken können.

[201] Der Förderungssatz wird auf den jeweiligen Informationsblättern zu den Förderaktionen aufgeführt und bestimmt die Förderungsintensität (Unterstützungs- Ausmaß für die anstehende Investition). Die Erfüllung von Zusatzkriterien und die Menge der erzielten Umwelteffekte können den Förderungssatz beeinflussen [47].

[202] Programme des KLIEN-Fonds wie beispielsweise „Photovoltaik-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft“ und „Klima- und Energiemodellregionen“ werden durch ELER indirekt mitfinanziert, indem diese durch das „Österreichische Programm für ländliche Entwicklung 2014-2020 (LE

lichen Tabelle 2.1 ersichtlich. Projekte müssen hierfür bestimmte, vorgeschriebene Kriterien einhalten, die in entsprechenden Kapiteln zu den Förderaktionen noch erläutert werden.

Projekte, welche die Kriterien erfüllen und deswegen eine ELER-Kofinanzierung erhalten haben, müssen eine sogenannte Publizitätsbestimmung der europäischen Union umsetzen, die dazu verpflichtet, Projektfinanzierungen ab einer Höhe von 50.000 Euro zu veröffentlichen. Eine Regelung zur Publizitätsverpflichtung bei einer geringeren Förderhöhe, bleibt dabei dem jeweiligen Mitgliedsstaat überlassen. Die Veröffentlichungspflichten ändern sich hierbei je nach Förderhöhe für die Förderwerber [243]:

- Bis 50.000 Euro: Die KPC bestimmt im Förderungsvertrag mit dem Förderungswerber mögliche Veröffentlichungspflichten, die der Förderwerber einzuhalten hat
- Ab 50.000 Euro: Sichtbare Anbringung einer Erläuterungstafel oder eines Posters mit Projektinformationen und Hinweis auf EU-Förderung, sowie ggf. LE 14-20 und des Bundes, während und nach der Durchführung des Vorhabens[203]
- Ab 500.000 Euro: Sichtbare Anbringung eines Schildes mit Projektinformation und Hinweis auf EU-Förderungen sowie ggf. LE 14-20 und des Bundes

Ähnliche Publizitätsbestimmungen gelten für EFRE-kofinanzierte Projekte, deren Veröffentlichungspflichten sich auch nach der erhaltenen Förderhöhe richten. Eine EFRE-Förderung erfolgt in Österreich in Kombination mit privaten und nationalen öffentlichen Kofinanzierungsmitteln des Bundes und der Länder, mit dem Ziel Investitionen in Wachstum und Beschäftigung (IWB) zu erhöhen, weswegen hier auch von IWB/EFRE- Förderungen gesprochen wird [244]. Folgende Publizitätsbestimmungen gelten für Förderbezieher [245]:

- Bis 500.000 Euro: Anbringen eines A3- Plakats am Projektstandort mit IWB/EFRE-Programmlogo, dem Projektnamen, einer Projektbeschreibung, sowie Hinweis auf EU-Unterstützung; Existiert eine Projekt-Homepage, ist auf dieser das EFRE-Programmlogo, eine Projektbeschreibung und eine Verlinkung auf www.efre.gv.at anzugeben.

- Ab 500.000 Euro[204] : Anbringung eines Hinweisschilds an gut sichtbarer Stelle mit IWB-EFRE- Programmlogo, der Vorhabens- Bezeich-

14-20) kofinanziert werden, dessen Finanzmittel sich aber zu mehr als 50% aus ELER-Mitteln zusammensetzen [322].

[203] Dauer: 5 Jahre

[204] Sofern die PV-Anlage als Infrastrukturprojekt oder Bauvorhaben eingestuft wird

nung und dem Vorhabens- Hauptziel, sowie Anbringung einer permanenten Erinnerungstafel, spätestens 3 Monate nach Projektabschluss.

Umweltförderung im Inland (UFI)

Die „Umweltförderung im Inland“ (UFI) (oder auch „Betriebliche Umweltförderung im Inland“) geht aus „*Förderungsrichtlinien 2015 für die Umweltförderung im Inland*“ hervor, die ihrerseits in den §§13- 23ff des „Umweltförderungsgesetzes“ (UFG) angeordnet werden. Seit dem Jahre 1993 ist die UFI eines der wichtigsten Förderinstrumente auf österreichischer Bundesebene [246]. Der UFI steht ein jährliches Budget im Zeitraum der Jahre 2014 bis 2020 von 90,238 Millionen Euro zur Verfügung, mit der Möglichkeit nicht ausgeschöpfte Mittel des Vorjahres in das neue Jahr zu übernehmen [247]. Mit dem Einsatz der Budgetmittel soll in Österreich der Ausstoß von Treibhausgasen, Luftschadstoffen, gefährlichen Abfällen und Betriebslärm reduziert und dafür die Energieeffizienz und Anwendung erneuerbare Energieträger erhöht werden. Dies soll durch Investitionszuschüsse an Projekte mit positiven Umweltauswirkungen erreicht werden, die weder einem gesetzlichen noch einem behördlichen Auftrag unterliegen und deren lange Amortisationszeit für private Anleger ohne finanzielle Zuschüsse eine Investition erschweren würden [47]. Wie bereits zu Anfang erwähnt, konnten Förderwerber im Jahr 2017, durch die Umweltförderung „Stromerzeugung in Insellage“, für die Investitionskosten einer Photovoltaikanlage ohne Netzzugangsmöglichkeiten zum öffentlichen Stromnetz eine Förderung erhalten [248]. Die Zuständigkeit der UFI lag im Jahre 2017 noch beim Bundesminister des BMLFUW[205] der sich mit Unterstützung der „*Kommission in Angelegenheiten der Umweltförderung im Inland*“ und der Abwicklungsstelle KPC um die Erlassung der Förderungs-Richtlinien, die Festlegung von förderpolitischen Zielen und die Festlegung von Beurteilungsstandards zu den Förderungen kümmert, die in sogenannten Informationsblättern veröffentlicht werden. In dem entsprechenden Informationsblatt „Stromerzeugung in Insellage“ finden sich neben allgemeinen Informationen über die Förderung auch gesetzliche Kriterien nach denen die Höhe einer Photovoltaik-Förderung ermittelt wird. Zudem besitzt der Bundesminister Entscheidungsgewalt über die Förderungs-Gewährung [45].

Klima- und Energiefonds

Der Klima- und Energiefonds existiert in Österreich seit dem Jahr 2007 durch das *„Bundesgesetz über die Errichtung des Klima- und Energiefonds – Klima-und Energiefondsgesetz (KLIEN-FondsG)*“ als Instrument, um die Bundesregierung bei der Gestaltung einer klimafreundlichen und nachhaltigen Energiebereitstellung zu unterstützen [249]. Er wird jährlich mit nationalen und europäischen Finanzmitteln ausgestattet, die 102 Millionen Euro für das Jahr 2017 betrugen

[205] Aktuell liegt die Verantwortung beim BMNT

[250]. Photovoltaik-Anlagen werden in Form von Investitions- Förderungen durch die Gewährung von Fonds-Mitteln direkt unterstützt [§ 3]. Um eine Förderung ansuchen können sowohl natürliche, als auch juristische Personen[206], wobei eine Berichterstattungspflicht über bereits existierende Förderungen besteht [§18 Abs. 2 und 3], um eine mögliche Doppel- Förderung durch den Fonds zu verhindern [49]. Die Fonds-Mittel des Klima- und Energiefonds setzten sich aus Finanzmitteln des BMLFUW[207] und des BMVIT [251], öffentlichen und privaten Zuwendungen, Gewinnen aus veranlagten Fondsmittel und sonstigen Einnahmen zusammen [§ 4]. Generell soll der Mitteleinsatz es ermöglichen, Energieressourcen effizienter zu nutzen und den Anteil erneuerbarer Energien zur erhöhen, um eine nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen, Treibhausgasemissionen zu reduzieren und die Klimastrategie Österreichs zu unterstützen [§ 1[208]]. Die Finanzmittel werden dafür im Rahmen von Förderprogrammen in Projekte investiert, die sich thematisch in „klimaschutzrelevante Forschung- und Entwicklung“, „Mobilität“ und die „Marktdurchdringung“ von Technologien unterteilen lassen, wobei letztere den für die Photovoltaik relevanten Ausbau der erneuerbaren Energien beinhaltet (s. Abbildung 8.1).

[206] In Österreich wie in Deutschland wird rechtlich zwischen natürlicher und juristischer Person unterschieden. In Österreich hat jeder Mensch den Status einer „natürlichen Person“ und trägt damit als „Rechtssubjekt“ Rechten und Pflichten. Eine „juristische Person“ wird hingegen erst durch einen sogenannten Rechtsakt geschaffen, um so durch gesetzliche Anerkennung rechtsfähig zu werden und somit auch Träger von Rechten und Pflichten zu sein (Beispiele: Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Verein, Stiftung) [323] [324].

[207] Jetzt aus Finanzmitteln des BMNT

[208] Anmerkung: Der Einfachheit halber handelt es sich um § dieses Kapitels immer um § des KLI.EN-FondsG, solange nicht explizit ein anderes Gesetz genannt wird.

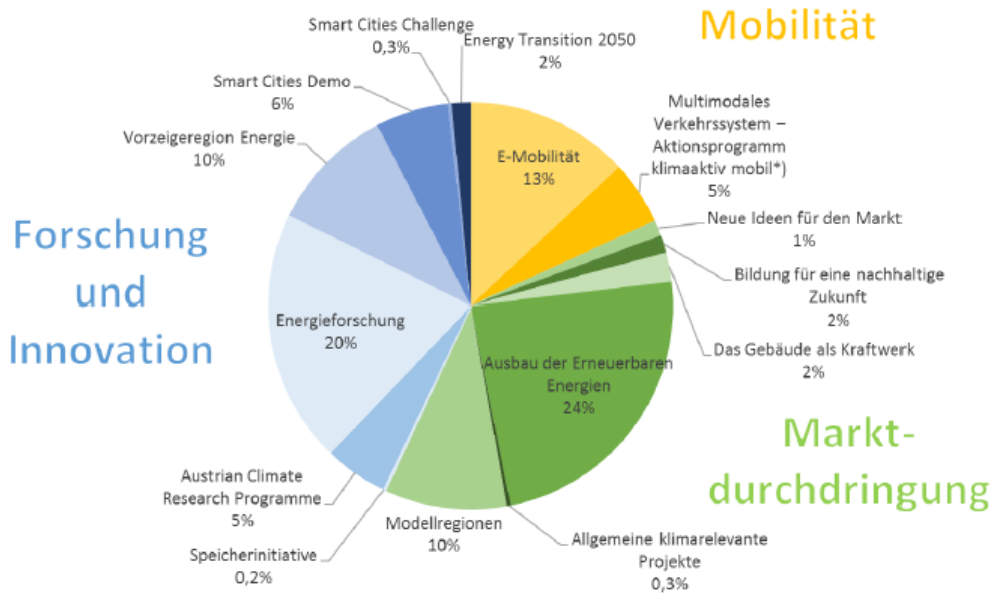


Abbildung 8.1: Thematische Aufteilung im Jahresprogramm 2017 des Klima- und Energiefonds (Darstellung in [256]).

Die Geschäftsstelle des Fonds kümmert sich unter anderem um die die Entwicklung des Jahresprogramms, die Verwaltung des Budgets und die Vernetzung mit Stakeholdern der Wirtschaft und Regionen [59] [250]. Da die Förderungsentscheidung für die Umweltförderung im Inland beim Bundesminister des BMLFUW liegt, muss die KPC aufbereitete Förderansuchen hierfür zunächst an die „Kommission in Angelegenheiten der Umweltförderung im Inland“ schicken, die den Bundesminister dann über eine mögliche Entscheidung berät [45].

Kommunal Kredit Public Consulting GmbH (KPC)

Seit 1993 war es Aufgabe einer Abteilung der Kommunalkredit Bank für die UFI Förderungen abzuwickeln, aus der sich im Jahre 2003 schließlich die „Kommunal Kredit Public Consulting GmbH“ (KPC) als eigenes Tochterunternehmen etablierte. Sie erweiterte ihr Angebot im weiteren Verlauf um nationale und internationale Beratungstätigkeiten, sodass mittlerweile über 180 internationale und über 50 nationale Beratungsprojekte von der KPC umgesetzt wurden [252]. Auch für den im Jahre 2007 gegründeten KLIEN-Fonds übernahm die KPC operative Förderabwicklung, wodurch sie zur Schnittstelle zwischen Förderwerbern und diesen finanzgebenden Förder-Institutionen wurde [253]. Konkrete Aufgaben, die sich aus dieser Verpflichtung ergeben, umfassen in Bezug auf Förderwerber unter anderem folgende Tätigkeiten:

Tabelle 8.1: Aufgaben der KPC, die sich im Rahmen der Förderabwicklung für die UFI und den KLIEN-Fonds ergeben (eigene Darstellung [45] und [254]) .

Von KPC betreute Aufgaben	
UFI	KLIEN-Fonds
- Beratungen zum Förderprozess - Aufbereitung und Prüfung von Förderanträgen - Verständigung des Förderwerbers über die Förderentscheidung - Abschluss von Förderverträgen mit Förderwerbern - Berechnung der Förderhöhe - Abrechnung und Auszahlung von Fördermitteln	- Beratungen zum Förderprozess - Bearbeiten von Förderansuchen und Auftragsangeboten - Verständigung des Förderwerbers über die Förderentscheidung[209] - Vertragliche Abwicklung genehmigter Förderansuchen

Weitere Aufgaben ergeben sich für die KPC durch das Mitwirken an der Weiterentwicklung der UFI auf institutioneller Ebene. Diese wird durch den Bundesminister des BMLFUW festgelegt und umgesetzt, wobei die KPC ihm beratend zur Seite steht. Bei Förderprojekten, die mit EU-Mitteln im Rahmen von EFRE und ELER kofinanziert werden, unterstützt die KPC zudem den Bundesminister bei der beihilfenrechtskonformen Vergabe öffentlicher Mittel [45].

Weiterhin ist die KPC zuständig für Öffentlichkeitsarbeit der UFI, sowie ihrer aktuellen Darstellung auf der KPC-Homepage [45].

Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG)

Die OeMAG wurde mit der Ökostromnovelle 2006 durch Konzessionsvergabe für den Betrieb einer Ökostromabwicklungsstelle, durch den ehemaligen Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit, mit der Abwicklung von Österreichs gefördertem Ökostrom betraut [255]. Ihre Aufgaben umfassen hierbei unter anderem [255]:

- Ökostromabnahme zu den per ÖSET-VO vorgeschriebenen Preisen (durch die Funktion der OeMAG als Ökobilanzgruppenverantwortliche[210])
- Berechnung von Ökostromquoten anhand derer die Zuweisung des Ökostroms an Stromhändler erfolgt[211]

[209] In Abstimmung mit Geschäftsführung des KLIEN-Fonds

[210] In einer Bilanzgruppe werden Stromlieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe *„[…] innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisung) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisung)[…]* des Stroms*[…] erfolgt* […]“, zusammengefasst. [325]. Übergeordnetes Ziel ist es, durch einen mengenmäßigen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch im Stromnetz eine stabile Frequenz von 50 Hertz zu halten [60]. Alle Ökostromanlagen einer Regelzone die einen Vertrag mit der OeMAG über Abnahme und Vergütung des Stroms haben, werden in der sogenannten Ökobilanzgruppe zusammengefasst [§38 ÖSG 2012].

- Ausgleichsenergiemanagement[212]
- Verwaltung der Förderkontingente
- Energiestatistik- Erstellung
- Technisches und wirtschaftliches Clearing[213]

8.3 Kapitel 2.2.1.2, AT: Förderung und Kosten „PV-Anlagen 2017“

Förderfähige Kosten einer PV-Anlage

Folgende Investitionskosten einer PV-Anlage sind durch das Förderprogramm „PV-Anlagen 2017“ förderfähig (s. Tabelle 8.2):

Tabelle 8.2: Förderfähige und nicht förderfähige Kosten einer PV-Anlage bei Antragsbewilligung (eigene Darstellung nach [55]).

Förderfähige Kosten	Nicht förderfähige Kosten
a. Photovoltaik-Module b. Aufständerungen c. Wechselrichter d. Stromspeicher [Akkus, Batterien], e. Schaltschrankumbau-arbeiten f. Montage g. Elektroinstallationen h. Blitzschutz i. Datenlogger j. Kabelverbindungen k. notwendiger Umbau des Zählerkastens l. Nachführungssysteme [sowohl ein- als auch zweiachsig] m. Planungskosten bis 10 % der Netto-Anlagekosten.	a. [Umsatz-]Steuer b. neuer Zählerkasten c. Zählertausch d. Entsorgungskosten e. Miete, Gebühr für den Zählpunkt f. Bauanzeige g. Gebühren im Allgemeinen h. Rechnungen vom Stromanbieter i. Displays j. Dacheindeckung k. Laderegler l. Versicherungskosten sowie Materialien, die in Eigenleistung verbaut wurden.

Sonstige förderungsbezogene Regelungen

Zur Standort-Regelung, nach der eine PV-Anlagenbetreiber auch für mehrere PV-Anlagen einen Antrag stellen kann, sofern sie nicht am selben Standort errichtet

[211] Stromhändler bekommen durch die OeMAG eine ihrem Marktanteil entsprechende Ökostrommenge zugewiesen. Beträgt ihr Marktanteil beispielsweise 3% bekommen sie 3% der von der OeMAG abgenommenen Ökostrommenge zugewiesen) [326].

[212] Innerhalb einer Bilanzgruppe ist der Bilanzgruppenverantwortliche für das Ausgleichsenergiemanagement zuständig, was den Ausgleich von Fahrplanunterdeckungen und Fahrplanüberdeckungen durch den Zukauf oder Verkauf von Energie am Ausgleichsenergiemarkt beinhaltet [255]. Mehr Informationen zu Fahrplänen siehe unter „Sonstige Marktregeln Strom“ der E-Control unter [327].

[213] Technisches Clearing: Ermittlung der Ausgleichsenergiemenge für den Vormonat.
Finanzielles Clearing: *Der OeMAG wird „[…] auf Basis der errechneten Ausgleichsenergiemenge und der sich Ausgleichsenergiemarkt ergebenden Preise die Kosten für Ausgleichsenergie verrechnet bzw. gutgeschrieben […]“* [60]. Für detaillierte Informationen siehe Kapitel 3.6 in [60].

werden, gibt es folgende Ausnahme: Mehrere Anträge in unterschiedlichen Wohn- und Geschäftseinheiten, innerhalb desselben Gebäudes, können trotzdem gefördert werden, da hier die Regelung gilt, dass pro Antragssteller und pro Einheit ein Förderungstrag gestellt werden kann [55].

Sollte zuvor schon einmal ein Antrag auf Förderung einer PV-Anlage beim KLIEN-Fonds gestellt worden sein, kann dem neuen Antrag stattgegeben werden, sofern der alte Antrag bei einem von dem aktuellem Förderprogramm „Photovoltaik-Anlagen“ abweichenden Programm (beispielsweise „Photovoltaik-Anlagen“ für das Vorjahr 2016) gestellt wurde [55].

Tatsächlich angefallene Investitionskosten müssen vom Förderwerber nachgewiesen werden, indem diese als Rechnungen in elektronischer Form[214] über die Online- Plattform des Klima- und Energiefonds übermittelt werden. Hinzu kommen noch ein 7- seitiges Prüfprotokoll der PV-Anlage nach der OVE/ÖNORM E-8001[215] , ein Zählpunktnummer- Nachweis[216], ein Meldezettel bei Privatpersonen und bei Gemeinschaftsanlagen ein Nachweis für die bauliche Trennung von Wohn- und Geschäftseinheiten eines Gebäudes[217][49].

Neben diesen aufgeführten Kosten sind auch aktivierte Eigenleistungen[218] von Betrieben und/oder juristischen Personen förderungsfähig, sofern der Antragssteller ein bilanzierendes Unternehmen ist und es sich nicht um Personaleigenleistungen handelt [55].

8.4 Kapitel 2.2.1.3, AT: Fördermittelzusammensetzung, Förderungskriterien, förderungsfähige Kosten „PV-Anlagen in Land- und Forstwirtschaft 2017“

Fördermittelzusammensetzung

Diese Mittel setzen sich zu 3 Millionen Euro durch den „Klima- und Energie-Fonds“ und zu weiteren 2,95 Millionen Euro aus dem „Österreichischen Programm für ländliche Entwicklung 2014-2020“ (LE 14-20), welches diese Finanz-

[214] Hierfür steht Online ein Formular zur Förderungsabrechnung, jeweils für Privatpersonen und Betriebe auf der Online-Plattform der KPC zur Verfügung.
[215] bestehend aus dem „Prüfbefund“, dem „Anlagenbuch-Photovoltaik-Anlage“ und „Besichtigung, Prüfung, Messung: Photovoltaik-Anlagen“, durchgeführt durch ein konzessioniertes Unternehmen
[216] Beispielsweise durch einen Netzzugangsvertrag
[217] Beispielsweise durch einen Bauplan, einen Meldenachweis oder einer Bestätigung der Gemeinde
[218] Aktivierte Eigenleistungen sind eigene Leistungen eines Unternehmens. Sie werden auf der Aktivseite der Unternehmensbilanz erfasst (aktiviert) und für mehrere Perioden im Unternehmen genutzt. Sie werden zu Herstellkosten bewertet und über ihren Nutzungszeitraum abgeschrieben [328].

mittel aus EU-Programm ELER[219] bezieht, zusammen [256][51]. Die EU-Finanzmittel können jedoch nur für PV-Anlagen bereitgestellt werden, deren land- und forstwirtschaftliche Betriebe eine aktive LFBIS-Nummer besitzt und einer Gemeinde mit maximal 30.000 Einwohnern angehören. PV-Anlagen von Betrieben, die größeren Gemeinden angehören und eine inaktive LFBIS-Nummer besitzen, können nur aus nationalen Mitteln gefördert werden. Grundsätzlich ändert sich dadurch jedoch nichts an den allgemeinen Fördervoraussetzungen [51]: die national geförderten Projekte müssen sich zwar in einem separaten Auswahlverfahren unter Beachtung des verfügbaren, nationalen Förderbudgets stellen, werden aber bezüglich einer möglichen Förderzusage nach den gleichen Auswahlkriterien bewertet und gereiht [51].

Auswahlkriterien für eine mögliche Förderung einer PV-Anlage in land- und forstwirtschaftlichen Betrieben 2017

Tabelle 8.3: Auswahlkriterien für eine mögliche Förderung einer PV-Anlage in land- und forstwirtschaftlichen Betrieben 2017 (eigene Darstellung nach [51]).

Auswahlkriterium		**Mögliche Punkte**
Positiver Umweltbeitrag Reduktion Tonnen CO_2/Jahr *)	> 10 Tonnen/Jahr	3
	> 5 bis 10 Tonnen/ Jahr	2
	Bis 5 Tonnen / Jahr	1
Ökologische/ Nachhaltige Aspekte:	Dachanlagen**)	3
	Befestigte Anlagen	2
	Unbefestigte Anlagen	1
Größe der Anlage	Bis 15 kW	2
	>15 kW	1
Kombination von Maßnahmen: Anlage mit Speicher	Ja	1
	Nein	0
Auswahlkriterium	**Mögliche Punkte**	**Auswahlkriterium**
Auswahlkriterium	**Mögliche Punkte**	**Auswahlkriterium**
Ausrichtung der Anlage: Ost/West***)	Ja	1
	Nein	0
Gesamtpunkteanzahl	10	
Mindestpunkteanzahl	5	

*) Berechnung der CO2 Einsparung mit 0,28 t/a pro kWp.

**) Gebäudeintegrierte Anlagen sind wie Dachanlagen zu behandeln.

***) Ost-West-Anlagen sind Anlagen, welche aus 2 Photovoltaik-Modulfeldern bestehen, die ungefähr in Richtung Westen und Osten orientiert sind.

Berechnungsschema für förderfähige PV- Kosten

- Die beantragten Förderkosten der PV-Anlage werden auf ihre Förderfähigkeit geprüft um die *Summe der förderfähigen Kosten* (Tabelle 2.8.) zu bestimmen.
- Die *Summe der förderfähigen Kosten* wird mit dem *maximalen Fördersatz von 40%*[220] multipliziert, um dadurch den *maximal möglichen Förderbetrag* zu erhalten.
- Die Anlagenleistung wird mit der anlagenspezifischen *Förderpauschale* (Tabelle 2.3) multipliziert, um den sich *daraus ergebenden Faktor* mit *dem maximal möglichen Förderbetrag* zu vergleichen.
- Der geringere Wert von beiden stellt als sogenannter *Förderbarwert* die Förderhöhe dar, welche die PV-Anlage erhält und in Form eines einmaligen Investitionszuschusses [50] ausbezahlt wird.

Förderfähige PV-Kosten in der Land- und Forstwirtschaft

Grundsätzlich förderfähig sind folgende Investitionskosten einer PV-Anlage im Förderprogramm „PV-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft 2017“ (s. Tabelle 8.4):

[220] Der maximale Fördersatz von 40% ist die Förderhöhe, die sich aus den Bestimmungen für Umweltförderungen im Inland durch das europäische Beihilfenrecht ergeben. Dieses soll verhindern, dass Staaten durch Mittelvergabe die eigentlich dem Umweltschutz dienen soll, Unternehmen einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Marktteilnehmern, auf dem europäischen Binnenmarkt, verschaffen [59], [51].

Tabelle 8.4: Förderfähige- und nicht förderfähige Kosten für PV-Anlagen in land- und forstwirtschaftlichen Betrieben (eigene Darstellung nach [51]).

Förderfähige Investitionskosten	Nicht förderfähige Kosten
- PV-Module - Wechselrichter - Batterien, Akkus - Aufständerungen, Nachführsysteme [ein- und zweiachsig] - Installation, Montage, Kabelverbindungen, Schaltschrankumbau - Blitzschutz, Datenlogger - Notwendiger Umbau des Zählerkastens - Planung [max. 10% der anerkennbaren Netto-Investitionskosten	- Mehrwertsteuer - Neuer Zählerkasten, Zählertausch - Entsorgungskosten - Miete, Gebühr für Zählpunkt, Bauanzeige, Gebühren im Allgemeinen - Rechnung von Stromanbieter - Displays - Dacheindeckung, Laderegler - Versicherungskosten - Berechnungen größer als 5.000 Euro (netto) - Materialien, die in Eigenleistung verbaut wurden - Eigenleistungen - Skonti und Rabatte

8.5 Kapitel 2.2.1.4, AT: Förderkriterien und förderfähige Kosten „KEM-2017“

Reihung für Budgetvolumen

1. KEM-Investitionsprojekte innerhalb vorgezogener Einreichfristen
2. ELER-kofinanzierte Projekte
3. Weiterführung von Klima- und Energiemodellregionen
4. Neueinreichungen Klima- und Energiemodellregionen
5. Leitprojekte
6. Weitere KEM- Investitionsprojekten

Auswahlkriterien für die Förderung einer PV-Anlage durch "KEM- 2017"

Tabelle 8.5: Auswahlkriterien für die Förderung einer PV-Anlage im Programm "Klima- und Energiemodellregionen 2017" (eigene Darstellung nach [52]).

Auswahlkriterium	PV-Anlagen	Mögliche Punkte
Positiver Umweltbeitrag Reduktion t CO2/a	> 10 t/a	3
	> 5 bis 10 t/a	2
	bis 5 t/a	1
Regionale Aspekte	KEM in der Weiterführungsphase/Verlängerung	3
	KEM in der Umsetzungsphase	2
	Neue KEM	1

Vorhabensspezifische Kriterien (überwiegend zutreffendes Kriterium auswählen)		
Photovoltaikanlagen Erzeugung erneuerbarer Energie für Eigenbedarf	> 50 %	2
	< 50 %	1
Gesamtpunkteanzahl		10
Mindestpunkteanzahl		5

Weitere Kriterien für Förderzusage durch KEM- 2017

Da das vorhandene Budget die möglichen Fördermittelzusagen für PV-Anlagen begrenzt, erfolgt deren schematische Reihung nach der Menge der erreichten Punkte und bei gleicher Punkteanzahl nach geringeren spezifischeren Förderkosten (Euro/ t CO_2). Bei weniger als 5 Punkten wird noch die Möglichkeit überprüft, ob die PV-Anlage aus rein nationalen Mitteln gefördert werden kann. Mögliche Förderzusagen werden hier nach der zeitlichen Reihenfolge vergeben, in dem die Förderansuchen eingetroffen sind.

Förderfähige und nicht Förderfähige Investitionskosten

Tabelle 8.6: Förderfähigkeit einer PV-Anlage im Rahmen des Förderprogramms "Klima- und Energiemodellregionen 2017" nach förderfähigen Investitionskosten und nicht förderfähigen Investitionskosten (eigene Darstellung nach [52]).

Förderfähige Investitionskosten	**Nicht förderfähige Investitionskosten**	**Förderfähige Anlagenstandorte**
- Rechnungen größer 200 Euro (exkl. USt.) - Barrechnungen kleiner 5.000 Euro (exkl. USt.) - PV-Module - Wechselrichter - Batterien, Akkus, Displays - Aufständerungen, Nachführsysteme - Installation, Montage, Kabelverbindungen, Schaltschrankumbau - Blitzschutz, Datenlogger - notwendiger Umbau des Zählerkastens	- Rechnungen kleiner 200 Euro (exkl. USt.) - Barrechnungen größer 5.000 Euro - Eigenleistungen und Materialentnahmen aus eigenem Bestand - nachträgliche Kostenerhöhungen - Entsorgungskosten - Miete, Gebühr für Zählpunkt, Bauanzeige, Gebühren im Allgemeinen - Rechnung von Stromanbieter - Dacharbeiten, die nicht im direkten Zusammenhangmit der Photovoltaikanlage stehen - Laderegler	- Sozialeinrichtungen - Bildungseinrichtungen - Vereinsgebäude - öffentliche Gebäude - öffentliche Infrastruktur

Förderfähige Investitionskosten	Nicht förderfähige Investitionskosten	Förderfähige Anlagenstandorte
- Planungskosten (im Ausmaß von maximal 10 % der anerkennbaren Netto-Investitionskosten)	- Versicherungskosten - Skonti und Rabatte	

8.6 Kapitel 2.2.1.5, AT: Förderkriterien, Antragsunterlagen und weitere Schritte nach Fördergenehmigung für „Stromerzeugung in Insellage“

Kriterien mit Einfluss auf PV-Förderhöhe

Die Förderhöhe wird dabei durch folgende Bestimmungen wesentlich mitbeeinflusst [57]:

- Abzug von Skonti und Rabatten bei Berechnung der Förderung, auch wenn diese nicht in Anspruch genommen wurden
- Keine Berücksichtigung der Mehrwertsteuer, d.h. bei Rechnungen zählt der netto – Wert
- Keine Berücksichtigung von Rechnungen < 200 Euro netto
- Anerkennung bei Barzahlung von Rechnung: max. 5.000 Euro netto pro Lieferant
- Keine Anerkennung von Personaleigenleistungen

Anerkennung von folgenden Eigenleistungen, sofern diese als zweckmäßig und deren Kosten als angemessen und marktüblich eingestuft werden:

- Gerätekosten (Abschreibungen, Verzinsung, Reparatur, Betriebsmittel, sowie alternativ dazu Kosten der aktuellen „Österreichischen Baugeräteliste“), jedoch keine Zuschläge und Gemeinkosten im Rahmen der Gerätekosten
- Materialentnahmen aus eigenem Bestand „Lagerentnahme“

Notwendige Unterlagen für Antragsstellung für „Anlagen zur Eigenversorgung in Insellage“ und weitere Schritte nach Fördergenehmigung

Unterlagen für die Antragsstellung sind:

- technische Beschreibung der PV-Anlage
- Ertrags- und Verbrauchsprognose der elektrischen Energie
- Angebote und Kostenvoranschläge für wesentliche Anlagenteile
- Bericht des Kreditinstituts bei Investitionsvolumen von mehr als 500.000 Euro

Nach der Fördergenehmigung, wird ein Förderungsvertrag aufgelegt, der vom Förderwerber gegengezeichnet werden muss und technische Auflagen, Information- und Aufzeichnungspflichten sowie andere Verpflichtungen enthalten kann [58]. Schließlich muss bei der Endabrechnung für Leistungen für die ein Angebot vorgelegt werden musste und Leistungen, deren Kosten 10.000 Euro und anteilig 5% der Projektkosten übersteigen, mindestens ein Vergleichsangebot vorgelegt werden, damit sichergestellt werden kann, dass die Kosten angemessen waren [57].

8.7 Kapitel 2.2.2.2, AT: Herkunftsnachweise-, Pauschale- und Förderbeiträge für Ökostrom im Rahmen des ÖSG 2012

Ökostrom- Herkunftsnachweise

Mitgliedsstaaten der EU müssen nach der „Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung aus erneuerbaren Energien“ die Herkunft von erzeugter Elektrizität aus erneuerbaren Quellen garantieren können. Diese Garantie wird nach dem ÖSG 2012 durch den Herkunftsnachweis in Form einer Bescheinigung erbracht. Das Gesetz legt weiter fest, dass für jede Einheit erzeugter Energie nur ein Herkunftsnachweis ausgestellt werden darf und dieser standardmäßig für 1 MWph gilt. Anerkannten Stromerzeugern kann zudem auf dessen Wunsch für die eingespeisten Strommengen, Herkunftsnachweise vom Netzbetreiber ausgestellt werden. Verkauften Ökostrommengen muss auf Käufer-Verlangen eine entsprechende Menge an Herkunftsnachweisen mitgegeben werden.

Wichtig ist, dass Ökostrom nur dann als Ökostrom verkauft werden kann, wenn die Übertragung des Herkunftsnachweises an den Käufer erfolgt [257]. Für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Herkunftsnachweise ist die E-Control zuständig [258]. Dieser Preis des Herkunftsnachweises soll *„[…] den Mehrwert widerspiegeln, der einer Einheit elektrischer Energie auf Grund ihrer Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen aus österreichischen Anlagen beigelegt wird […]“* [259]. Konkrete Inhalte, die Herkunftsnachweis enthalten muss, finden sich in Art. 15 EU-RL 2009/28/EG.

Ökostrompauschale je Netzebene

Tabelle 8.7: Ökostrompauschalen je Netzebene und pro Netznutzer nach der Ökostrompauschalverordnung 2015, Fassung vom 08.11.2017 (eigene Darstellung nach Veröffentlichungsdaten der E-Control [260])

Netzebene	**Ökostrompauschale pro Netznutzer [Euro/Jahr]**
1- 4	104.444
5	15.517
6	955
7[221]	33

Ökostromförderbeiträge je Netzebene und Netzentgeltkomponente

Tabelle 8.8: Ökostromförderbeiträge je Netzebene und Netzentgeltkomponente für das Jahr 2017 (eigene Darstellung nach der Ökostromförderbeitragsverordnung 2017, [261]).

Netzebene	**Netzentgelt-komponente Netznutzungsentgelt [Leistung]**	**Netzentgelt-komponente Netznutzungsentgelt [Arbeit]**	**Netzentgelt-komponente Netzverlustentgelt**
Netzebene 1 und 2	1,394 Euro/kW	0,023 Euro/kWh	0,008 Euro/ kWh
Netzebene 3	7,821 Euro/kW	0,147 Euro/ kWh	0,018 Euro/ kWh
Netzebene 4	10,747Euro/kW	0,222 Euro/ kWh	0,021 Euro/ kWh
Netzebene 5	10,713Euro/kW	0,279 Euro/ kWh	0,025 Euro/ kWh
Netzebene 6	10,769 Euro/kW	0,418 Euro/ kWh	0,020 Euro/ kWh
Netzebene 7	12,144 Euro/kW gemessene Leistung	0,685 Euro/ kWh gemessene Leistung	0,053 Euro/ kWh
	0 Euro/kW unterbrechbar	0,503 Euro/ kWh unterbrechbar	
	6,738 Euro/Zählpunkt nicht gemessene Leistung	1,159 Euro/kWh nicht gemessene Leistung	

[221] Ausgenommen finanzschwache Haushalte der Netzebene 7

8.8 Kapitel 2.2.2.4, AT: Fördervoraussetzungen, förderfähige Investitionskosten der OeMAG-Förderung Einspeisevergütung + Investitionszuschuss

Voraussetzungen für eine Förderzusage

- Vorliegen aller für die Anlagen- Errichtung notwendigen (behördlichen) Genehmigungen, Bewilligungen und Anzeigen nach dem „Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz“ (EIWOG) und sonstigen Ausführungsgesetzen[222]
- Vorliegen allfälliger zusätzlicher Nachweise (z.B. Feinstaubreduktionsmaßnahmen)
- Erfüllung der gesetzlichen und der in den von der Energie-Control GmbH genehmigten Allgemeinen Bedingungen (AB-ÖKO) vorgesehenen Bedingungen
- Ausreichendes, zur Verfügung stehendes kontrahierbares Einspeisetarifvolumen (Förderkontingent)
- Aufnahme in das Förderkontingent
- Abschluss des Förder-Vertrags mit der OeMAG
- Einspeisung in das öffentliche Netz (die Kosten für den Netzanschluss sind vom PV-Anlagenbetreiber zu zahlen [262])
- Erfüllung der Mitwirkungsverpflichtungen gemäß AB-ÖKO

Förderfähige und nicht förderfähige Investitionskosten im Rahmen der Tarifförderung

Voraussetzung:

- Zusammenhang der Kosten mit der Anlagenerrichtung
- Kosten-Nachweis durch Rechnungen einer befugten EU-Gewerbeperson für die jeweilige Tätigkeit

[222] Photovoltaikanlagen müssen elektrizitätsrechtlich nach dem EIWOG und den Ausführungsgesetzen der Bundesländer bewilligt werden. Je nach Einzelfall müssen verpflichtend vorliegen: Bewilligung/Genehmigung/Anzeige und/oder Betriebsanlagenbescheid und/oder baurechtlicher Bescheid und/oder wasserrechtliche Bewilligung und/oder forstrechtliche Bewilligung und/oder abfallwirtschaftsrechtliche Bewilligung und/oder UVP-Bescheid [81].

Tabelle 8.9: Förderfähige und nicht förderfähige Investitionskosten einer PV-Anlage im Rahmen der Tarifförderung gemäß § 12 ÖSG 2012, (eigene Darstellung nach [88]).

Förderfähige Kosten	**Nicht förderfähige Kosten**
- Module inklusive Trägergerüst - Montage - Verrohrung, Armaturen - Steuer-, Mess- und Regeleinrichtungen - Planungs- und Beratungsleistungen - Gutachten inklusive der erforderlichen Vorleistungen und Versuche - Bescheidung durch die Landesregierung	- gebrauchte Anlagenteile, Reservematerialien oder Zusatzmodule ohne Funktion - Eigenleistungen[223] - Materielle Leistungen, die vor dem Zeitpunkt der Antragstellung erbracht oder bezogen wurden - Grundstückskosten (wie auch Pacht, Grundstücks- und/oder Gebäudemiete, Kosten für Dienstbarkeiten, Dachflächenmiete) - Steuern (bei überwiegender Privatnutzung oder bei Inanspruchnahme der Kleinunternehmerregelung ist die Umsatzsteuer förderfähig), Verwaltungsabgaben, Gerichts- und Notariatsgebühren - Anschluss- oder Verbindungsentgelte sowie Netzanschlusskosten, Gebühren für den Zählpunkt, Zählertausch, Zählerkasten oder Entsorgungskosten - Kosten für Wege oder Straßen, Öffentlichkeitsarbeit, Bewirtungen, Entschädigungen, Ersatzteile Kosten für die Planung - Stromspeicher jeglicher Bauart, Hybrid-Wechselrichter - Finanzierungskosten - Grabungsarbeiten, die nicht im direkten Zusammenhang mit der Elektroinstallation stehen

8.9 Kapitel 2.2.3, Volleinspeisung, Überschusseinspeisung, Inselbetrieb im Kontext PV-Strom & AT- Umsatzsteuer

Volleinspeisung, Überschusseinspeisung, Inselbetrieb

Der sogenannte **„*Volleinspeiser*“** speist die erzeugte Strommenge zu 100% über einen Einspeisezähler (der „Einspeisezähler“ wird auch als „Solarstromzähler“ bezeichnet [100] (s. Abbildung 8.2)) in das Ortsnetz ein und verkauft den Strom

[223] Leistungen des Ökostromerzeugers oder eines Unternehmens, an dem der Ökostromerzeuger überwiegend beteiligt ist

damit an die OeMAG oder das zuständige Energieversorgungsunternehmen (E-VU). Ein Bezug von Strom für den eigenen Bedarf erfolgt ebenfalls zu 100% aus dem Ortsnetz und wird über einen Verbrauchszähler erfasst [100], [91]. Volleinspeisung ist vor allem dann sinnvoll, wenn der eigene Stromverbrauch tagsüber sehr gering ist und damit wenig erzeugter PV-Strom selbst genutzt werden kann [263].

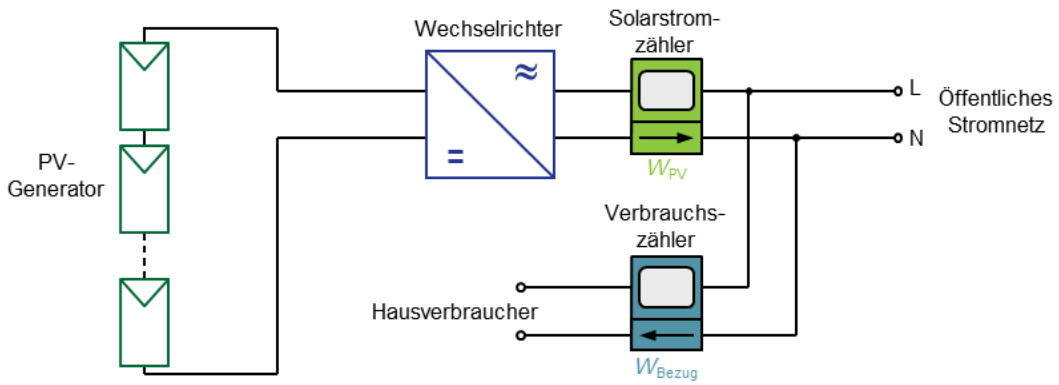


Abbildung 8.2: Schematische Darstellung einer PV-Anlage, die als Volleinspeiser betrieben wird (Darstellung in [100]).

Ein ***„Überschusseinspeiser“*** nutzt hingegen erzeugte Strommengen zur Deckung des eigenen Bedarfs. Strommengen, die den momentanen Eigenbedarf übersteigen, werden an das zuständige EVU oder die OeMAG veräußert. Übersteigt hingegen der Strombedarf die selbst erzeugte Menge, wird Strom aus dem Ortsnetz zugekauft [91]. Ein Zweirichtungszähler erfasst dabei getrennt die Einspeisung und den Strombezug in das Stromnetz. Die Erfassung des insgesamt erzeugten PV-Stroms erfolgt durch einen zusätzlichen Solarstromzähler [100] (s.). Die Eigenverbrauchsmenge ergibt sich aus der Differenz zwischen der selbst erzeugten Strommenge (am Solarstromzähler abzulesen) und der eingespeisten Strommenge (am Zweirichtungszähler abzulesen) [263]. Technisch möglich ist dies, da im Zweirichtungszähler zwei separate Zählwerke integriert sind, die unabhängig voneinander die eingespeiste und bezogene Strommenge messen [264]. Die Bestimmung der Eigenverbrauchsmenge ist insbesondere für die umsatzsteuerliche Beurteilung der PV-Anlage wichtig, wie im Kapitel 2.2.3.1 gezeigt wird.

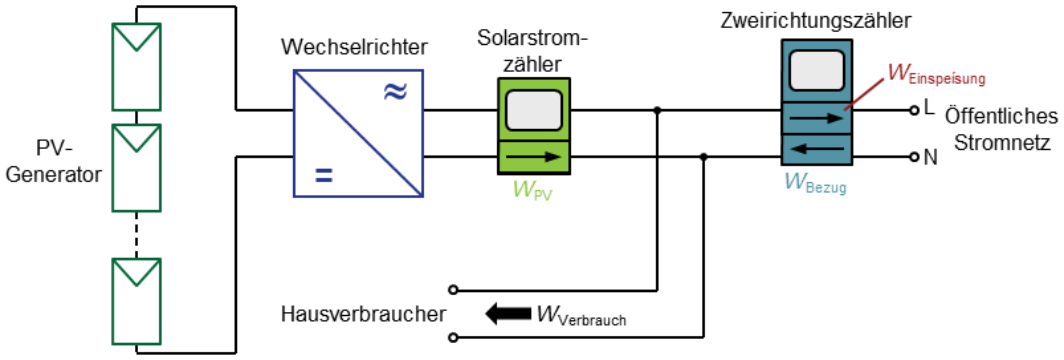


Abbildung 8.3: Schematische Darstellung einer PV-Anlage die als Überschusseinspeiser betrieben wird (Darstellung in [100]).

Fehlende Strombezugsmöglichkeit aus dem Ortsnetz, wie es beispielsweise in Schutzhütten der Fall ist, erfordert einen „***Inselbetrieb***“, bei dem überschüssige Strommengen in einer Batterie gespeichert werden. Im weiteren Verlauf der Arbeit ist dieser Nutzungstyp jedoch nicht weiter relevant.

8.10 Kapitel 2.3.1.2, DE: Leistungsbegriffe (GW und GWp, MWp und MW, kW und kWp) und Definitionen (Solaranlage und Photovoltaikanlage)

MWp und installierte Leistung

In Deutschland wird, im Gegensatz zu dem österreichischen ÖSG 2012, im EEG von „Gigawatt (GW) installierter Leistung“ „Megawatt (MW) installierter Leistung“ und „Kilowatt (kW) installierter Leistung“ für PV-Anlagen gesprochen. Nun bezeichnet die Abkürzung kWp (Kilowatt peak) die Leistung einer PV-Anlage unter normierten Messbedingungen, die auch als Nennleistung [265] oder installierte Leistung bezeichnet wird [266]. Letztere Quelle weist zudem explizit darauf hin, dass bei einer PV-Anlage die installierte Leistung in der Einheit Kilowatt peak angegeben wird [266]. Zur optischen Vereinheitlichung und Vereinfachung wird in der Masterarbeit insofern statt „MW installierter Leistung“ und „kW installierter Leistung“ durchgängig von Megawatt peak „MWp“ und Kilowatt peak „kWp“ gesprochen. (Zur Sicherheit wurde zudem noch bei C.A.R.M.E.N. e.V. „*Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe*“ per E-Mail nachgefragt. Die zuständige Sachverständige der Abteilung „Energie vor Ort“ Frau Vanessa Doering, antwortete per E-Mail auf die „kWp-Frage“ zum EEG mit folgendermaßen: *„[…] Im deutschen EEG wird zwar nur von kW gesprochen, jedoch immer mit dem Zusatz "installierten Leistung". Damit ist ein Rückbezug zur Nennleistung, also zu "kWp" vorhanden. In Deutschland richtet sich die Förderung nach der installierten Leistung […].*) [267].

„Solaranlage“ und „Photovoltaikanlage“

Im EEG 2017 wird nicht von „Photovoltaikanlagen“, sondern von „Solaranlagen“ gesprochen. Mit der Bezeichnung Solaranlagen sind im EEG 2017 aber nicht solarthermische Anlagen gemeint. Dies geht aus der Definition des EEG 2017 hervor, in der Solaranlagen als: „jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie“ definiert werden, was sowohl auf Photovoltaikanlagen als auch solarthermische Kraftwerke zutreffen könnte. Im Kontext der Arbeit könnte für die Ausbauziele relevant sein, dass ein Teil der Ausbauziele sich auf PV-Anlagen und ein anderer Teil sich auf solarthermische Kraftwerke beziehen könnten. Da sich das deutsche Klima sich jedoch nach Angaben des BMWI für den kommerziellen Betrieb solarthermischer Kraftwerke nicht eignet [268], in dessen Informationsbroschüre zum EEG 2017: „Fragen und Antworten zum EEG 2017“ ausschließlich von Photovoltaikanlagen die Rede ist (vgl. [269]) und sowohl die Bundesregierung von einem Zubau von Photovoltaik von 2.500 MWp pro Kalenderjahr [270] (entspricht dem EEG angegeben Zubau-Wert der „Solaranlagen“), als auch die Bundesnetzagentur bezüglich aktuellen Ausbauzahlen und Vergütungshöhen ausschließlich von Photovoltaik spricht [271], wird im weiteren Verlauf der Arbeit davon ausgegangen, dass das EEG mit „Solaranlagen“ Photovoltaikanlagen meint. Aus Gründen der Leserlichkeit wird, wie zuvor in der Arbeit, die Bezeichnung Photovoltaikanlage beibehalten.

8.11 Kapitel 2.3.1.3.2, DE: Weiterführende Bestimmungen zur Einspeisevergütung

Sonstige Bestimmungen zur Einspeisevergütung

In der Tabelle 2.13 des Kapitels 2.3.1.3.2 sind lediglich Anlagen bis 100 kWp installierter Leistung angeführt. Anlagenbetreiber können eine Sonderform der Einspeisevergütung in bestimmten Fällen aber auch für Anlagen über 100 kWp Leistung erhalten. Möglich wird dies dadurch, dass die Direktvermarktung von Strom ein gewisses Risiko darstellt[224] [117] und der Gesetzgeber im EEG die Möglichkeit festgelegt hat, eine Einspeisevergütung in Form der sogenannten „*Ausfallvergütung*“ in Anspruch zu nehmen, wobei diese wesentlich geringer als die reguläre Einspeisevergütung ausfällt[225] und nicht dauerhaft ausgezahlt wird[226] [§21]. Diese Option wurde im EEG ursprünglich eingeführt, um Anlagenbetreibern durch das verminderte Vermarktungsrisiko ihres Stroms, einen Anreiz zu bieten, in die Direktvermarktung einzusteigen [117]. Auch wenn sie an keine be-

[224] Beispielsweise besteht ein Insolvenzrisiko für Direktvermarktungsunternehmer [117].
[225] Es kommt zu einem Abzug des eigentlichen Anspruchswerts bzw. des anzulegenden Wertes um -20% [§53].
[226] Auszahlungsdauer: Bis zu drei aufeinander folgende Kalendermonate und bis sechs Kalendermonate pro Kalenderjahr [§ 21].

sonderen Voraussetzungen[227] gebunden ist, stellt sie aufgrund ihrer geringeren Vergütungshöhe für den Anlagenbetreiber unter normalen Umständen keine attraktive Alternative zur Marktprämie dar [117].

Eine weitere Möglichkeit die verpflichtende Direktvermarktung zu umgehen, um die Einspeisevergütung trotz einer summierten, installierten Leistung mehrerer Anlagen über 100 kWp auf demselben Grundstück, Gebäude oder Betriebsgelände in Anspruch zu nehmen, ergibt sich durch den § 24:

Dieser legt fest, dass EE- Anlagen der gleichen Erzeugungstechnologie auf demselben Grundstück, Gebäude oder Betriebsgelände, unabhängig von ihren Eigentumsverhältnissen und in Abhängigkeit ihrer Bemessungsleistung oder installierten Leistung (bei PV-Anlagen), für den zuletzt gesetzten Generator als eine Anlage angesehen werden, sofern sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Monaten in Betrieb genommen worden sind. Ein Anlagenbetreiber kann jedoch trotz der oben beschriebenen räumlichen Nähe, eine summierte Anlagenleistung mehrerer PV-Anlagen von mehr als 100 kWp über die Einspeisevergütung fördern lassen, indem er zunächst eine 100 kWp- Anlage installiert und den geforderten Zeitabstand von 12 Monaten wahrt, bevor die nächsten 100 kWp installiert werden [272].

Ein ähnliches Vorgehen kann für einen Anlagenbetreiber möglich sein, dem Fläche für eine Freiflächenanlage und zudem eine Gebäude- oder Lärmschutzwandfläche zur Verfügung steht, da Freiflächenanlagen nicht mit PV-Anlagen auf, in Gebäuden oder an Lärmschutzwänden, zusammengefasst werden (§24 Abs.2)[228].

[227] Voraussetzungen wie beispielsweise der Ausfall von Einnahmen oder der Insolvenz des Direktvermarktungsunternehmers

[228] Mehrere Freiflächenanlagen werden ungeachtet dessen trotzdem zusammengefasst (§24 Abs.2).

8.12 Kapitel 2.3.1.3.3, DE: Vergütungssätze für Marktprämie & weiterführende Informationen zu Ausschreibungen

Tabelle 8.10: Vergütungssätze der Marktprämie für PV-Anlagen gerundet auf 2 Nachkommastellen, die nach dem 01.01. 2017 im Betrieb genommen wurden, für das Jahr 2017 (eigene Darstellung nach den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Vergütungssätzen in [110]).

Erlösobergrenze Cent/kWh - Marktprämienmodell (seit 01.01.2016 ab 100kWp verpflichtend)				
Inbetriebnahme	**Anlagen auf Wohngebäuden, Lärmschutzwänden und Gebäuden**			**Sonstige Anlagen bis 750 kWp**
	bis 10 kWp	**bis 40 kWp**	**bis 750 kWp**	
ab 01.01.2017 *	12,70	12,36	11,09	8,91
Degression **	0,00%			
ab 01.02.2017	12,70	12,36	11,09	8,91
Degression **	0,00%			
ab 01.03.2017	12,70	12,36	11,09	8,91
Degression **	0,00%			
ab 01.04.2017	12,70	12,36	11,09	8,91
Degression **	0,25%			
ab 01.05.2017	12,67	12,33	11,06	8,89
Degression **	0,25%			
ab 01.06.2017	12,64	12,30	11,03	8,87
Degression **	0,25%			
ab 01.07.2017	12,60	12,27	11,01	8,84
Degression **	0,00%			
ab 01.08.2017	12,60	12,27	11,01	8,84
Degression **	0,00%			
ab 01.09.2017	12,60	12,27	11,01	8,84
Degression **	0,00%			
ab 01.10.2017	12,60	12,27	11,01	8,84
Degression **	0,00%			
ab 01.11.2017	12,60	12,27	11,01	8,84
Degression **	0,00%			
ab 01.12.2017	12,60	12,27	11,01	8,84
Durchschnittliche Vergütung Marktprämie im Jahr 2017	**12, 64**	**12,31**	**11,04**	**8,87**

Entwicklung der Zuschläge der Ausschreibungsrunden von 2015 bis 2017

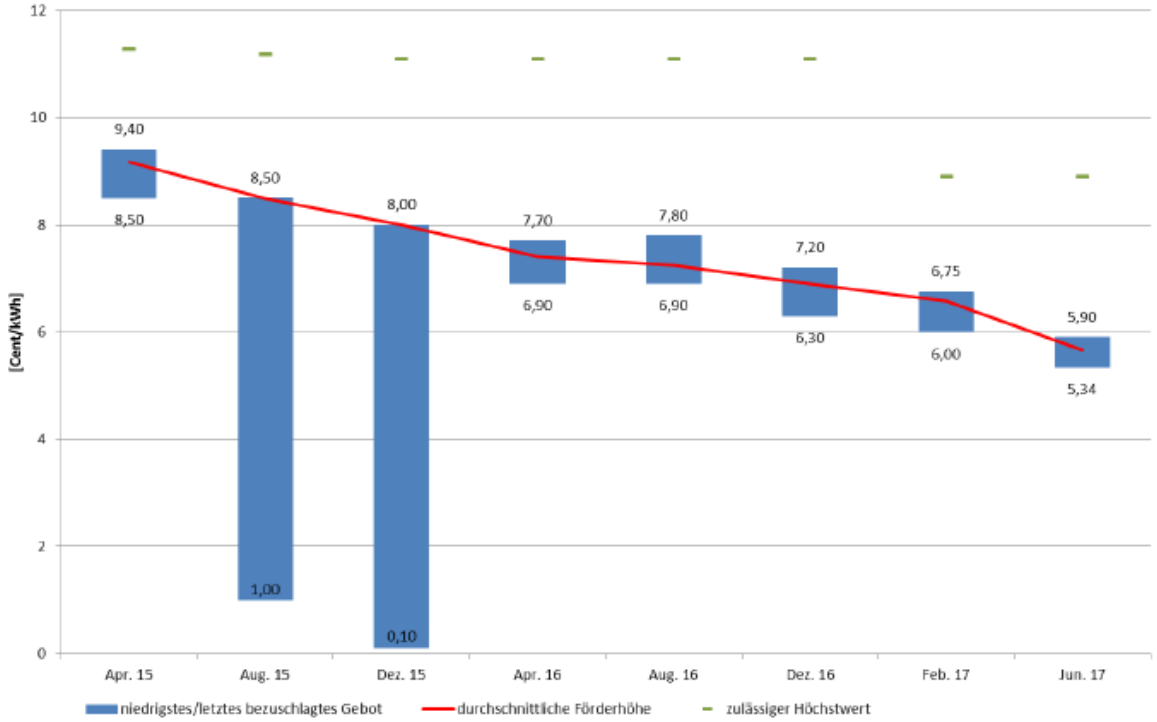


Abbildung 8.4: Entwicklung der Zuschläge der Ausschreibungsrunden seit April 2015 bis Juni 2017 in Ct/kWh (Darstellung in [279]).

Voraussetzungen für die Gebotsabgabe und den Erhalt einer Auszahlungsberechtigung für die Marktprämie bei Ausschreibungen

Bevor ein Gebot abgegeben werden kann, muss der Anlagenbetreiber bis zum Gebotstermin eine sogenannte *„Sicherheit“*[229] leisten, um eventuell anstehende Pönalen[230] abzusichern (§31). Der Bieter muss innerhalb von 18 Monaten[231] nach Erhalt des Zuschlags, aber spätestens innerhalb von 24 Monaten[232] eine sogenann-

[229] Die Sicherheit die ein PV-Anlagenbetreiber leisten muss, setzt sich aus einer Erstsicherheit von 5 Euro/kW installierender Leistung bei Gebotsabgabe und einer zusätzlichen Zweitsicherheit in Höhe von 45 Euro/kW installierender Leistung im Falle eines Zuschlags, zusammen [§37 a].

[230] Der Solaranlagenbetreiber muss eine Pönale an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber leisten [§55]:

- in Höhe von 5 Euro/kWh zu installierender Leistung, wenn die Zweitsicherheit (siehe Fußnote 31) nicht rechtzeitig geleistet wurde und dadurch der Zuschlag für die Förderung erlischt
- sobald es zu einer Entwertung von mindestens 5% der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebotes kommt [im Sinne des § 35 a]. In diesem Fall Beträgt die Höhe der Pönale 50 Euro/kW multipliziert mit der entwerteten Gebotsmenge
- falls die Zweitsicherheit aufgrund eines Nachweises nach §37 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 Buchstabe C oder D auf 20 Euro/kW installierender Leistung verringert ist, verringert sich auch die Pönale entsprechend auf 25 Euro/kWp.

[231] Erfolgt der Antrag der Zahlungsberechtigung erst nach Ablauf des 18. Kalendermonats, verringert sich der ermittelte anzulegende Wert bei Solaranlagen um 0,3 Ct/kWh [§54 Abs.1].

[232] Nach 24 Monaten erlischt der Zuschlag und somit der Möglichkeit eine Zahlungsberechtigung zu beantragen [§37d Abs. 2]. Zusätzlich werden eventuell geleistete Pönalen eingezogen [273].

te Zahlungsberechtigung für seine Photovoltaikanlage beantragen[233] (§38), mit deren Ausstellung der Anspruch gegen den Netzbetreiber auf Erhalt einer Marktprämie geltend gemacht wird (§23 Abs. 3). Der Zuschlag, der einer PV-Anlage für einen bestimmten Standort zugeteilt wurde, lässt sich noch durch einen Antrag einer Zahlungsberechtigung für eine andere, standortfremde PV-Anlage auf diese übertragen, was jedoch nur möglich ist, solange eine Zahlungsberechtigung noch nicht ausgestellt wurde [273]. Die Zahlungsberechtigung wird nur ausgestellt, wenn die PV-Anlage bis zum Antrag in Betrieb genommen wurde und der Bieter zum Zeitpunkt der Antragsstellung der Anlagenbetreiber ist (§ 38 a Abs.1).

Verringerung des anzulegenden Wertes bei Ausschreibungen

In bestimmten Fällen kann sich der anzulegende Wert, der durch Ausschreibungen für PV-Anlagenbetreiber ermittelt wurde und deren Zahlungsanspruch bestimmt, um 0,3 Ct/kWh verringern:

1. wenn der Anlagenbetreiber es nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags versäumt, innerhalb von 18 Monaten einen Antrag auf Ausstellung der Zahlungsberechtigung zu stellen [§54],
2. wenn die im Gebot angegeben Flurstücke der Anlage, nicht mit dem eigentlichen Anlagenstandort übereinstimmen [§54].

[233] Der Bieter muss zum Zeitpunkt der Antragsstellung der Anlagenbetreiber sein [§38 a Abs. 1]

8.13 Kapitel 2.3.1.3.4, DE: Strompreiszusammensetzung für HH 3.500 kWh, anzulegende Werte für Mieterstromzuschlag

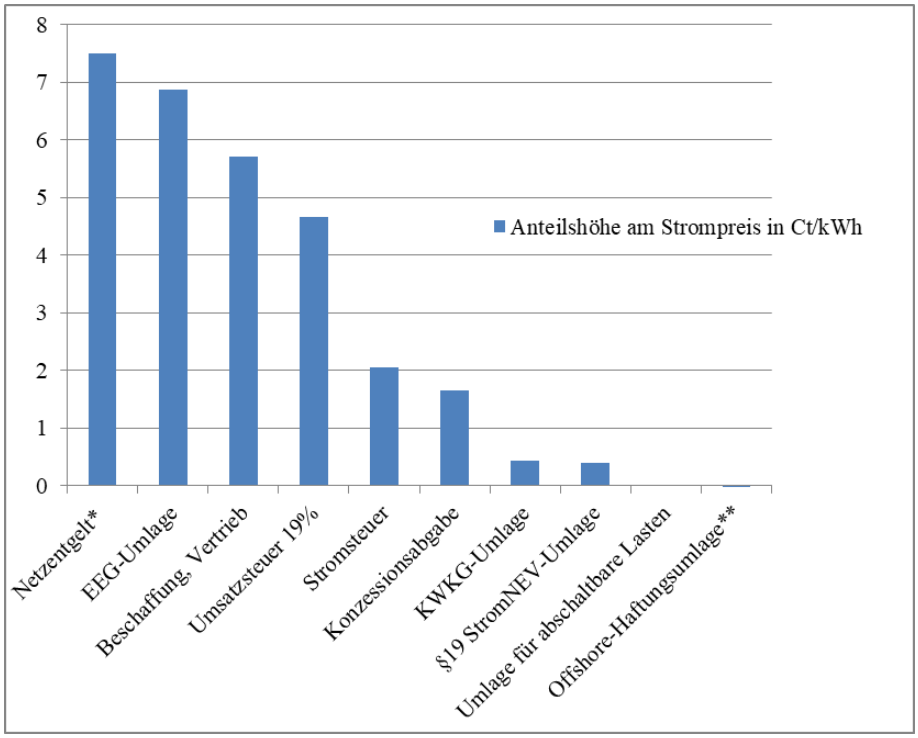


Abbildung 8.5: Beispielhafte Darstellung der Strompreis-Bestandteile für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2017 bei einem durchschnittlichen Strompreis von 29,28 Ct/kWh (eigene Darstellung nach [146]).

Tabelle 8.11: Beispiel für den (durchschnittlichen) Mieterstromzuschlag für PV-Anlagenbetreiber, der sich anhand der anzulegenden Werte berechnen lässt (eigene Darstellung nach den angegebenen Werten in [110]).

PV - Anlagen-leistung	**bis 10 kWp**	**bis 40 kWp**	**bis 100 kWp**
Degression **	0,00%		
ab 01.08.2017	12,60	12,27	11,01
Degression **	0,00%		
ab 01.09.2017	12,60	12,27	11,01
Degression **	0,00%		
ab 01.10.2017	12,60	12,27	11,01
Degression **	0,00%		
ab 01.11.2017	12,60	12,27	11,01
Degression **	0,00%		
ab 01.12.2017	12,60	12,27	11,01
Durchschnittlicher AW-Wert 2017	**12, 60**	**12,27**	**11,01**
Abzüglich 8,5 Ct/kWh (§23 b) und 0,4 Ct/kWh (§ 53)	**3,70 Ct/kWh**	**3,37 Ct/kWh**	**2,11 Ct/kWh**

8.14 Kapitel 2.3.1.3.5, DE: Verringerungsmöglichkeiten für anzulegenden Wert

Verringerung des anzulegenden Wertes

Neben den in Kapitel 2.3.1.3.5 genannten negativen Strompreisen, kann eine Verringerung des anzulegenden Wertes nach [117] und §51 bis §52 des EEG, auch bei folgenden Ereignissen und in folgender Höhe auftreten:

1. *Verringerung des anzulegenden Wertes auf 0*
   - Bei Pflichtverstößen, wie dem Verstoß gegen Meldepflichten bezüglich Leistungserhöhungen oder Neuanmeldungen einer Anlage, dem Verstoß gegen das Eigenversorgungsverbot, für Anlagen deren Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist oder bei Verstoß gegen Auflagen, die eine prozentuale Aufteilung des Stroms auf verschiedene Veräußerungsformen nach §21b betreffen.

2. *Verringerung des anzulegenden Werts auf den Monatsmarktwert*
- Bis zum Ablauf des Kalendermonats, der auf Beendigung des Verstoßes folgt, bei Pflichtverstößen gegen technischen Vorgaben, wie der Möglichkeit zur ferngesteuerten Reduktion der Stromerzeugung[234] und bei Verstößen gegen die Mitteilungspflichten bei Inanspruchnahme oder den Wechsel der Veräußerungsform im Sinne der §21 b Abs. und §21 c.
- Für den gesamten Kalendermonat, falls ein Anlagenbetreiber das Recht zur Inanspruchnahme einer Ausfallvergütung zeitlich überschreitet[235] und mindestens für den Kalendermonat, falls eine Anlagenbetreiber trotz Bezug einer Einspeisevergütung am Regelenergiemarkt teilgenommen oder seinen Strom dem Netzbetreiber nicht zur Verfügung gestellt hat[236].

3. *Verringerung des anzulegenden Wertes auf den Monatsmarktwert zuzüglich der darauffolgenden sechs Kalendermonate*
- Falls Anlagenbetreiber gegen das Doppelvermarktungsverbot ihres Stromes im Sinne des § 80 verstoßen.

  Auch hier gilt es zu beachten, dass eine Absenkung des anzulegendem Werts auf den Monatsmarktwert dazu führt, dass die Förderung entfällt, was sich rechnerisch aus der Formel zu Berechnung der Marktprämie in Anlage 1 des EEGs ergibt (Marktprämie = Anzulegender Wert - Monatsmarktwert) [117]

[234] Näheres hierzu siehe im Abschnitt Netzanschluss- Bestimmungen und Voraussetzungen sowie im § 9.
[235] Näheres hierzu siehe § 21 Abs.1 Nummer 2 erster Halbsatz.
[236] Näheres hierzu siehe § 21 Abs. 2

d) Verringerung des anzulegenden Wertes um 20%

- Falls Anlagenbetreiber es versäumen die notwendigen Angaben zur Registrierung oder Leistungserhöhung einer bereits gemeldeten Anlage, an das Anlagenregister zu schicken.

e) Verringerung des anzulegenden Wertes bei Regionalnachweisen

Regionalausweise[237], die für Anlagen ausgestellt werden, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, verringern diesen um 0,1 Ct/kWh (§53 b).

f) Verringerung des anzulegenden Wertes bei Stromsteuerbefreiung

Falls Strom durch ein Netz durchgeleitet wird und dadurch von der Stromsteuer nach dem Stromsteuergesetz befreit wird, verringert sich dessen anzulegender Wert in der Höhe der vermiedenen Stromsteuer (§53 c).

g) Verringerung des anzulegenden Wertes für PV-Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen bestimmt worden ist (§23)

1. Bei verspäteter Inbetriebnahme der Anlage[238] (§54 Abs. 1) verringert sich der durch Ausschreibungen ermittelte Wert für eine PV-Anlage um 0,3 Ct/kWh.
2. Falls die Zahlungsberechtigung für eine PV-Anlage auf einen anderen Standort übertragen wird bzw. der Standort der PV-Anlage nicht dem Standort entspricht, der ursprünglich im Gebot angegeben wurde (des §54 Abs. 2)

8.15 Kapitel 2.3.1.3.7, DE: sonstige relevante Informationen für PV-Anlagen

Sonstige anlagenrelevante Regelungen und Bestimmungen

Der eigentliche Anschluss der Anlage an das öffentliche Netz hat nach dem EEG 2017 grundsätzlich dort zu erfolgen, wo ihr Abstand (Luftlinie) am kürzesten und ihre Spannungsebene geeignet ist. Dies kann bei einer oder mehreren Anlagen mit einer maximalen Leistung von 30 kWp auf demselben Grundstück, mit einem bereits vorhandenen Netzanschluss, abweichen: Hier gilt der Grundstücks- Ver-

[237] Regionalnachweise können vom Umweltbundesamt ausgestellt werden, wenn der erzeugte erneuerbaren Energien Strom einer Anlage ganz oder teilweise innerhalb einer Entfernung von 50 km um das Postleitzahlengebiet befindet, in dem der Strom vom Letztverbraucher verbraucht wird (§ 79 a). Da Strom mit Regionalnachweisen vom Gesetzesgeber ein existierender „Mehrwert“ unterstellt wird (wie die Anpreisung des Stroms beim Letztverbraucher als „ regional erzeugter Strom“), wird dessen Förderung wie oben beschrieben um 0,1 Ct/kWh verringert [329].

[238] Im Sinne des §54 Abs.1 kommt es zu einer verspäteten Inbetriebnahme, *„[…] soweit die Ausstellung der Zahlungsberechtigung für die Gebotsmenge, die der Solaranlage zugeteilt worden ist, erst nach Ablauf des 18. Kalendermonats beantragt worden ist, der auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgt […]“.*

knüpfungspunkt mit dem Netz als geeignetster Verknüpfungspunkt (§ 8 Abs. 1). Falls ein abweichender Verknüpfungspunkt zu keinen erheblichen Mehrkosten für den Netzbetreiber führt, kann der Anlagenbetreiber auch einen für ihn geeigneteren Verknüpfungspunkt wählen (§ 8 Abs. 2).

Im EEG 2017 ist festgelegt, dass die Leistungen mehrerer Anlagen unterschiedlicher Eigentümer zum Zweck der Leistungsermittlung addiert werden müssen, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und die Zeitpunkte der Inbetriebnahme nicht länger als 12 Monate auseinanderliegen (§9). Dies kann Auswirkungen für den Anlagenbetreiber haben, wie im Folgenden erläutert wird.

Kommt es beispielsweise aufgrund einer Leistungsaddition einer zusätzlich gebauten PV-Anlage eines Eigentümers ***b*** auf demselben Grundstück oder Gebäude, auf dem bereits eine PV-Anlage eines anderen Eigentümers ***a*** innerhalb eines Zeitraums von 12 Monaten errichtet wurde, zu einer Leistungs-Überschreitung der beschriebenen 30 kWp-Grenze der PV-Anlage des Eigentümers ***a***, so kann Eigentümer ***a*** daraus entstehende Kosten für die Anlagenaufrüstung vom Eigentümer ***b*** zurückverlangen (§9 Abs.3).

Standortmöglichkeiten für Freiflächenanlagen

Im EEG 2017 wurden die Flächen-Optionen für die Errichtung von Freiflächenanlagen[239] gegenüber seinen Vorgängergesetzen erweitert, indem den Bundesländern das Recht eingeräumt wurde selbst zu bestimmen, ob PV-Anlagen, neben den sonst bebaubaren Flächen, zusätzlich auch auf Acker- und Grünlandflächen auf benachteiligten Gebieten errichtet werden dürfen (§37 c). Von dieser Möglichkeit haben die Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern bereits Gebrauch gemacht, da beide Länder einen Flächenmangel bezüglich kostengünstiger oder geeigneter Flächen sehen und sich damit im Wettbewerb gegenüber flächenreicheren Bundesländern im Osten und Norden besser aufstellen möchten [274], [275]. Folgende weitere Errichtungsmöglichkeiten einer PV-Freiflächenanlage sind nach §37 Abs.1 und [275] grundsätzlich möglich:

- Versiegelte Flächen
- Konversionsflächen[240] aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung,

[239] Eine Freiflächenanlage ist nach § 3: „[…] *jede Solaranlage, die nicht auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist […]"*

[240] Eine Konversionsfläche ist eine brachliegende Fläche, die eine Nutzungsänderung erfahren soll, da durch eine ehemalige militärische, gewerbliche oder industrielle Nutzung oft eine ökologische

- Seitenrandstreifen, entlang von Autobahnen und Schienenwegen mit einem Abstand von 110 Metern
- Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben
- Freiflächen in Gewerbe- und Industriegebieten
- Flächen, für die ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt wurde (hauptsächlich Deponieflächen)

8.16 Kapitel 2.3.2.1, Zinssätze KfW-Programm 270

Tabelle 8.12: Zinssätze 2017 des KfW-Programms 270 Standard (Darstellung nach den veröffentlichten Zinssätzen des KfW-Programms 270 Standard).

Programm **Laufzeit / tilgungsfreie Anlaufjahre / Zinsbindung**	**KP Nr.**	**Anmerkung**	**maximaler Zinssatz EKN % Sollzins (Effektivzins) 1)** Bei Programmen mit risikogerechtem Zinssystem gelten die Preisklassen									**Auszahlung %**	**Bereitstellungsprovision p.M. %2)**	**Zinssätze gültig ab**
			A	B	C	D	E	F	G	H	I			
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 5/ 1/ 5	270	3) 5)	1,25 (1,26)	1,65 (1,66)	1,95 (1,96)	2,45 (2,47)	3,05 (3,09)	3,75 (3,80)	4,25 (4,32)	5,35 (5,46)	7,65 (7,87)	100	0,25	13.09. 2017
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 10/ 2/ 10	270	3) 5)	1,70 (1,71)	2,10 (2,12)	2,40 (2,42)	2,90 (2,93)	3,50 (3,55)	4,20 (4,27)	4,70 (4,78)	5,80 (5,93)	5,80 (5,93)	100	0,25	13.09. 2017
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 15/ 3/ 15	270	3) 5)	2,50 (2,52)	2,90 (2,93)	3,20 (3,24)	3,70 (3,75)	4,30 (4,37)	5,00 (5,09)	5,50 (5,61)	6,60 (6,77)	8,90 (9,20)	100	0,25	13.09. 2017
KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 20/ 3/ 10	270	3) 5)	2,15 (2,17)	2,55 (2,57)	2,85 (2,88)	3,35 (3,39)	3,95 (4,01)	4,65 (4,73)	5,15 (5,25)	6,25 (6,40)	8,55 (8,83)	100	0,25	13.09. 2017

Beeinträchtigung und/oder Altlasten und/oder schädliche Bodenveränderungen vorliegen und damit die Fläche für die Stadtplanung nicht nutzbar ist [330].

KfW - Programm Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 20/ 3/ 20	270	3) 5)	2,95 (2,98)	3,35 (3,39)	3,65 (3,70)	4,15 (4,22)	4,75 (4,84)	5,45 (5,56)	5,95 (6,08)	7,05 (7,24)	9,35 (9,68)	100	0,25	13.09. 2017

(1) Effektivzinssatz für die Dauer der Zinsbindungsfrist. Soweit nicht anders angegeben, wurden die ausgewiesenen Effektivzinssätze unter programmspezifischen Annahmen berechnet; sie gelten jeweils für den Fall, dass in dem jeweiligen Kreditprogramm taggenau die maximal möglichen Laufzeitjahre ab dem 30.12. des laufenden Kalenderjahres, die maximal mögliche Anzahl tilgungsfreier Anlaufjahre und der maximal mögliche Zinsbindungszeitraum in Anspruch genommen werden. Diese Daten sind dem Merkblatt des jeweiligen Kreditprogrammes zu entnehmen. Von diesen Angaben abweichende Darlehensbedingungen können im Einzelfall zu einem abweichenden Effektivzinssatz in der Darlehenszusage führen. Der hier ausgewiesene Effektivzinssatz bezieht keine von der Hausbank im Einzelfall bei der Effektivzinsberechnung nach der Preisangabenverordnung zu berücksichtigenden Kosten des Darlehens ein, z.B. im Zusammenhang mit einer grundpfandrechtlichen Sicherung. Daher kann der maßgebliche Effektivzinssatz von dem hier ausgewiesenen Effektivzinssatz abweichen.
2) beginnend zwei Bankarbeitstage und einen Monat (vier Monate in den Programmen Wohneigentum, Altersgerecht Umbauen und Energieeffizient Sanieren – Ergänzungskredit bzw. zwölf Monate in den Programmen KfW-Energieeffizienzprogramm – Energieeffizient Bauen und Sanieren, KfW-Energieeffizienzprogramm – Produktion Einstiegsstandard/-Premiumstandard, KfW-Energieeffizienzprogramm - Abwärme, Energieeffizient Bauen und Sanieren sowie IKU – Energieeffizient Bauen und Sanieren, IKU - Energetische Stadtsanierung - Quartiersversorgung) nach Zusagedatum für noch nicht ausgezahlte Kreditbeträge.
3) die Ermittlung der Preisklassen ist in der Anlage zur Konditionenübersicht für den Endkreditnehmer zum Risikogerechten Zinssystem erläutert.
5) Beihilfefreier Zinssatz.

8.17 Kapitel 2.3.4.3, DE: Voraussetzungen für eine Strom-Eigenversorgung, Mitteilungspflichten PV-Anlagen größer 7 kWp

Voraussetzungen für selbstverbrauchten Strom, um als Eigenversorgung bewertet zu werden

Die für die Eigenversorgung notwendige Personenidentität gilt bei mehreren Personen, die eine gemeinsame PV-Anlage auf dem Dach eines Mehrparteienhauses betreiben[241], nur für außerhalb der individuellen Wohnungen betriebene Gerätschaften, wie beispielweise dem Flurlicht, da die Betreiber als Personengruppe nicht personenidentisch mit einer einzelnen Person sind, die in ihrer Wohnung individuell Strom verbraucht [104][242]. Im Gegensatz dazu wird von der strikten Personenidentität abgesehen, wenn beispielsweise auf die Verbrauchsgeräte des PV- Anlagenbetreibers durch Mitbewohner in derselben Wohnung (wie Familienkonstellationen) oder kurzzeitig durch Gäste, Putzhilfen oder Handwerker zugegriffen wird [104].

Die Definition schreibt im Weiteren einen unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zwischen der Stromerzeugungsanlage und den elektrischen Verbrauchsgeräten des Stromerzeugers vor, in denen der erzeugte Strom genutzt wird. Dies ist in jedem Fall gegeben, wenn Stromerzeugungsanlage und Verbrauchsgeräte sich auf demselben Grundstück, Gebäude oder demselben, räumlich zusammenhängenden Betriebsgelände befinden [104].

[241] Beispielsweise als Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR)
[242] Hierzu gibt es noch zahlreiche weitere Konstellationen. Beispielsweise erfüllt eine Genossenschaft auch nicht die Bedingungen der Eigenversorgung, wenn die Stromlieferung der Genossenschaft als juristische Person an ihre Mitglieder als natürliche Person und Letztverbraucher geliefert wird (weitere Informationen hierzu siehe Leitfaden der Bundesnetzagentur 2016).

Schließlich wird noch erwähnt, dass der erzeugte Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet werden darf- wobei es sich hierbei um ein öffentliches Netz der allgemeinen Versorgung handelt und als Durchleitung sowohl die kaufmännisch-bilanzielle, als auch die physikalische Stromeinspeisung gemeint ist [104].

Neben den genannten Punkten in der Definition muss für eine Eigenversorgung zudem noch sichergestellt sein, dass die Stromerzeugung zeitgleich mit dessen Verbrauch (innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls[243]) geschieht [276]. Der PV-Anlagenbetreiber darf somit nur den Strom für Eigenversorgung berechnen, der das Erfordernis der Zeitgleichheit erfüllt. Dies hat zur Folge hat, dass nur der jeweils niedrigere Wert innerhalb des Intervalls als Eigenversorgung geltend gemacht werden darf, wie die nachfolgende Abbildung deutlich macht s. Abbildung 8.6) [104].

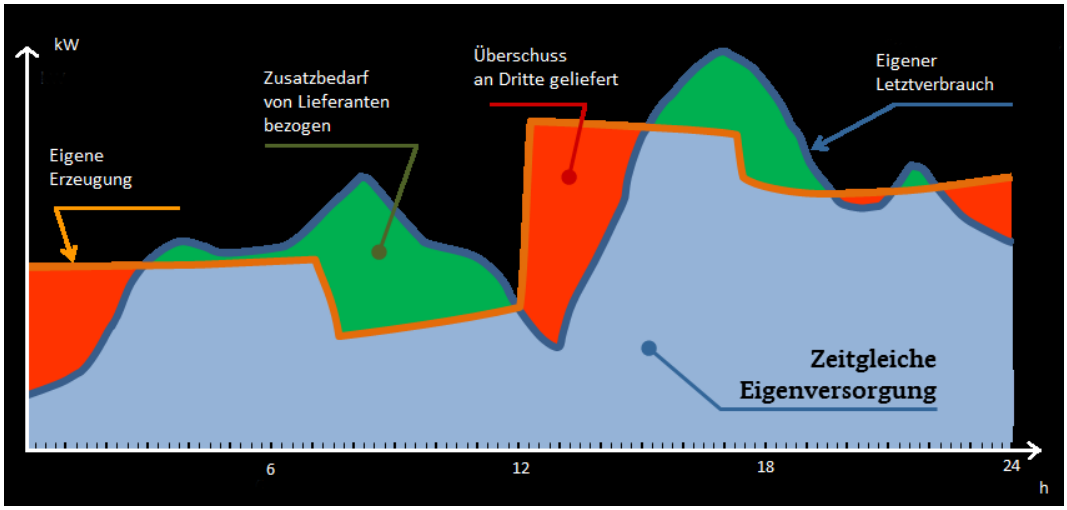


Abbildung 8.6: Hellblaue Fläche unter dunkelblauer und orangener Kurve symbolisiert die als Eigenversorgung nutzbare Strommenge [104].

Für Überschuss-Strom (Abbildung 8.6: rote Fläche) der an Dritte geliefert wird, gelten für den Solaranlagenbetreiber die gesetzlichen Mitteilungspflichten eines Elektrizitätsunternehmens und dessen EEG-Umlagepflicht, während die EEG-Umlagepflicht für den bezogene Zusatzbedarf vom Lieferanten getragen wird (Abbildung 8.6: grüne Fläche) [104].

[243] Durch die Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz, wird der Solaranlagenbetreiber einem Bilanzkreis (siehe unter Definitionen zum EEG-2017: Bilanzkreis) zugeordnet, in der der Bilanzkreisverantwortliche für eine ausgeglichene Bilanz von eingespeisten und entnommenen Strommengen innerhalb eines Viertelstunden-Intervalls sorgen muss [§ 4 Abs. 1 und 2 Strom-NZV].

Die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch muss der PV-Anlagenbetreiber technisch sicherstellen oder eine Messung der IST-Einspeisung vornehmen, um die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch zu bestimmen[244] [104].

Mitteilungspflichten für PV-Anlagen über 7 kWp

Das EEG schreibt im § 74 a[245] vor, dass ein PV-Anlagenbetreiber dessen installierte Anlagenleistung 7 kWp überschreitet, einer Mitteilungspflicht unterliegt. Diese muss er bis spätestens bis zum 1. Januar gegenüber dem Netzbetreiber erfüllen, damit dieser die Abwicklung der EEG-Umlage-Erhebung sicherstellen und klären kann, ob eine EEG-Umlagepflicht vorliegt [277]. Sofern zumindest eine anteilige EEG-Umlagepflicht vorliegt, sind umlagepflichtige Strommengen eines Abrechnungsjahres bis spätestens bis zum 28. Februar[246], des folgenden Kalenderjahres gegenüber dem Netzbetreiber mitzuteilen[247]. Auf Verlangen muss der PV-Anlagenbetreiber als Eigenversorger mitteilungspflichtige Daten auch an die Bundesnetzagentur weiterleiten (§76). Für PV-Anlagenbetreiber dessen installierte Anlagenleistung unter 7 kWp liegt, entfällt die Mitteilungspflicht unter der Voraussetzung, dass er seinen Strom nicht an einen Letztverbraucher liefert, da sonst die üblichen Mitteilungs- und EEG-Umlagepflichten als Elektrizitätsversorgungsunternehmen[248] gelten [277]. Verbraucht ein Letztverbraucher oder Eigenversorger so viel Strom, dass die Umlagebefreiung des letzten Kalenderjahres einen Wert von 500.000 Euro oder mehr beträgt, so muss dieser bis zum 31. Juli des Folgejahres die Höhe der Umlagebefreiung, eine mögliche Registereintragung (bspw. Handels- oder Vereinsregister), mögliche Unternehmensformen, sowie weitere Angaben leisten (§74 Abs.3).

Das Recht auf eine verminderte oder entfallene EEG-Umlagepflicht kann ganz oder teilweise revidiert werden, falls der PV-Anlagenbetreiber die zuvor genann-

[244] Beispiele für entsprechende Messeinrichtungen sind Registrierende Leistungsmessung (RLM) oder die Zählerstandsgangmessung, während die technische Sicherstellung durch eine adäquate Anordnung von Arbeitszählern bzw. einer Kaskaden-Messanordnung erreicht werden kann [104].

[245] Eigenversorger (und Letztverbraucher) müssen dem Netzbetreiber, der zur Erhebung der EEG-Umlage berechtigt ist, nach § 74 a folgende Angaben zukommen lassen: Angabe, ob und ab wann ein Fall im Sinn des § 61 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 (Eigenversorgung oder sonstiger Verbrauch von Strom nicht vom EVU geliefert) vorliegt; die installierte Leistung der selbst betriebenen Stromerzeugungsanlagen; Angabe, ob und auf welcher Grundlage die EEG-Umlage sich verringert oder entfällt; Änderungen, die für die Beurteilung, ob die Voraussetzungen eines Entfallens oder einer Verringerung der EEG-Umlage weiterhin vorliegen relevant sind oder sein können, sowie den Zeitpunkt, zu dem die Änderungen eingetreten sind.

[246] Handelt es sich bei dem Netzbetreiber um einen Übertragungsnetzbetreiber, verlängert sich die Frist auf den 31. Mai [§74 a].

[247] Der Entfall Mitteilungspflicht für Solaranlagen unter 7 kWp installierter Leistung, gilt nicht für § 74a Abs. 1 Nr.4: Änderungen, die Auswirkungen auf die Beurteilung der notwendigen Voraussetzungen für ein Vorliegen einer EEG-Umlageminderung oder EEG-Umlageentfalls haben könnten, müssen trotzdem angegeben werden.

[248] Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist nach § 3 EEG *„[…] jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert […]“.*

ten Mitteilungspflichten nicht zeitgerecht bis zum 28. Februar erfüllt. Die entfallene EEG-Umlagepflicht erhöht sich in diesem Fall um 20% (§ 61 g), während sich die verringerte EEG-Umlagepflicht von 40% auf 100% erhöht.

8.18 Kapitel 3, AT + DE: weiterführende Informationen zu Methoden, fixer und variabler Strompreis, Stromtarife, E-Control-Tarifkalkulator, Eigenverbrauchsquoten, AT: OeMAG Vergütungshöhe nach Marktpreis

Regionsabhängige Unterschiede bei Stromtarifen

Durch die Einbeziehung der Bundesländer zur Bestimmung des Kostenverhältnisses im Strompreis (variable Kosten zu fixen), wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Teile des Netztarifs regionsabhängig variieren [278], [279] und sich damit das Verhältnis von fixen und variablen Kosten verschieben kann. Hierzu zählen das den variablen Kosten zuzuordnende Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt, sowie das zu den fixen Kosten zählende Entgelt für Messleistungen [278], [279]. Zudem erheben manche Gemeinden (wie beispielsweise Wien) auf Grundlage der jeweiligen Landesgesetzgebung zusätzlich noch eine Gebrauchsabgabe, die für die Benutzung von öffentlichem Grund und Boden anfällt [280], [281]. Sie ist den variablen Kosten zuzurechnen, da sie als prozentualer Anteil des Energie-Arbeitspreises und/oder des Netztarifs berechnet wird, welche ganz bzw. anteilig variabel sind. Beim Energiepreis variiert sowohl der variable Energie-Arbeitspreis in seiner Höhe, als auch die fixe Grundpauschale, da diese Werte vom Stromanbieter abhängen. Die restlichen in Tabelle 2.11 angeführten Komponenten sind tarifunabhängig und somit österreichweit gleich hoch.

Annahmen im Zusammenhang mit dem „*E-Control-Tarifkalkulator*“

Es werden im Zusammenhang mit der Verwendung des Tarifkalkulators folgende Annahmen getroffen:

- Der Tarifkalkulator zeigt Tarife an, die meistens ab dem Jahr 2018 gültig sind. Hier wird die Annahme getroffen, dass die Verwendung dieser Tarife legitim ist, da die angezeigten Stromtarife meist nur eine Preisgarantie von 1 bis 3 Jahren aufweisen und sich dann ändern. Im Kontext mit der langen Laufzeit einer PV-Anlage, kommt es für den Strombesitzer somit unweigerlich zu Tarifänderungen.
- Die Zusammensetzung der Stromtarife schwankt je nach Anbieter, Konditionen, Bundesland und Jahr. Bundesweite Untersuchungen zu dem Verhältnis von variablen zu fixen Stromkosten, die unterschiedlichen Größenklassen der Jahresstromverbräuche berücksichtigen, konnten jedoch nicht

gefunden werden. Deshalb stellt die Untersuchung mithilfe des Tarifkalkulators die bestmögliche Alternative dar.

- Es wird davon ausgegangen, dass die Anzahl der ausgewerteten Tarife (18 pro Jahresstromverbrauchs-Klasse) ausreicht, um einen repräsentativen Wert des Verhältnisses zwischen fixen und variablen Kosten darzustellen. Bei allen ausgewerteten Tarifen lag der variable Anteil der Kosten deutlich über dem fixen (geringste Menge an variablen Kosten: 79,16%), die Schwankungsbreite beträgt 10%. Somit kann davon ausgegangen werden, dass das berechnete Verhältnis den realen Größenverhältnissen entspricht. Für den Rahmen dieser Masterarbeit wird die dargelegte Vorgehensweise deswegen als ausreichend angesehen. Bei Bedarf könnte dies durch Untersuchungen über das bundesweite Verhältnis zwischen fixen und variablen Bestandteilen der Stromkosten, über alle Tarife und Konditionen der Stromanbieter hinweg, ergänzt werden

Annahmen im Zusammenhang mit dem Tarifkalkulator „*Check24.de*“

- Auswahl von Tarifen aus dem Jahr 2018
- Keine Wechselrabatte
- Die Menge an ausgewerteten Tarifen wird als ausreichend angenommen, um einen repräsentativen Wert für die Aufteilung von fixen zu variablen Kosten zu erhalten
- Auswahl von Tarifhöhen mit ähnlichen Jahresgesamtpreisen, wie die Jahresgesamtpreise, die sich durch eine Multiplikation der Jahresstromverbräuche mit den durchschnittlichen Strompreisen des Jahres 2017 ergeben

Technische Hintergründe für maximal mögliche Eigenverbrauchsquoten

Solange Verbraucher im eigenen Haushalt Strom benötigen, kann die PV-Anlage bei zeitgleicher Erzeugung, den erzeugten Strom für den Eigenverbrauch bereitstellen. Da die Erzeugung der PV-Anlage an das Vorhandensein von solarer Strahlung gebunden ist [29], treten jedoch Zeiten auf, an denen die PV-Anlage entweder mehr Strom erzeugt als die vorhandenen Stromverbraucher gerade benötigen oder die Verbraucher gerade Strom benötigen, wenn zu wenig oder gar kein Strom erzeugt wird (s. Abbildung 8.7).

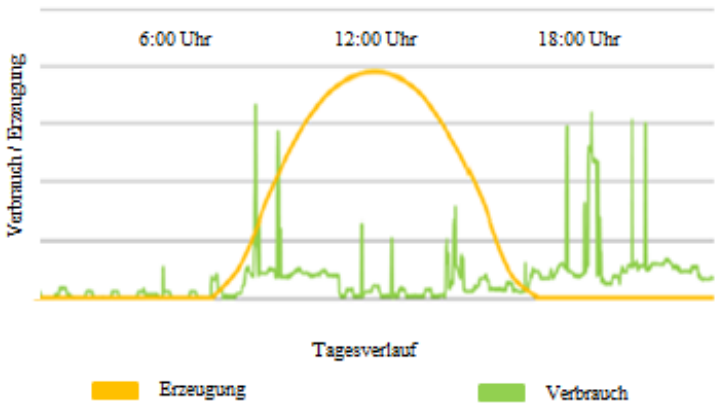


Abbildung 8.7: Beispielhafte Stromerzeugung einer PV-Anlage (gelbe Angebotskurve) und abweichender Verbrauch (grüne Lastkurve) (abgeänderte Darstellung nach [101]).

Im ersten Fall wird die überschüssige Stromerzeugung in das öffentliche Netz eingespeist [97], während im anderen Fall der fehlende Strom aus dem öffentlichen Netz zugekauft werden muss. Selbst wenn eine Photovoltaikanlage also rein rechnerisch den Stromverbrauch eines Haushaltes decken könnte, ist durch die zeitliche Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch eine 100% Eigenverbrauchsquote nicht möglich. Mertens führt in seinem Buch „Photovoltaik“ dazu als Beispiel eine 4 köpfige Familie an, die eine 5 kWp–Anlage betreibt und eine Jahreserzeugung von 4.500 kWh aufweist [100]. Eine PV-Eigenverbrauchsquote (EQ) von 30% wird in diesem Fall als realistisch angenommen. Erhöhen lässt sich der Eigenverbrauchsanteil nach Mertens, indem Verbraucher wie beispielsweise Geschirrspüler oder Waschmaschine mithilfe eines Energiemanagements-Systems nur noch am Tag laufen [100], sodass circa 45% EQ möglich sind (vgl. Anhang Kapitel 2.2.3). Die SMA Technology AG geht anhand umfangreicher Analysen von möglichen Eigenverbrauchsquoten zwischen 20% und 40% aus, die auch ohne Energiemanagement-System erreicht werden können (je nach Anlagenleistung und Anzahl der Haushaltsmitglieder) [282]. Eine weitere Möglichkeit den Eigenverbrauch zu erhöhen, besteht in der Verwendung von Batteriespeichern [100], was jedoch im Rahmen der vorliegenden Masterarbeit nicht betrachtet wird.

Zur Fußnote 133

2,75 kWp PV-Anlage			5,5 kWp PV-Anlage		
Jahresstromverbrauch		Eigenverbrauchsquote	Jahresstromverbrauch		Eigenverbrauchsquote
650	kWh	10%	1.300	kWh	10%
1.500	kWh	20%	3.050	kWh	20%
2.550	kWh	30%	5.150	kWh	30%
3.950	kWh	40%	7.900	kWh	40%

Beispiel zur möglichen Eigenverbrauchserhöhung durch besseres Energiemanagement

Die unteren beiden Abbildungen (Abbildung 8.8 und Abbildung 8.9) zeigen beispielhaft, wie sich durch Lastverschiebung der Eigenverbrauchsanteil erhöhen lässt. Dadurch, dass der Verbrauch der zu Abendstunden gegen 20:00 Uhr anfällt und Strombezug aus dem öffentlichen Netz erfordert (hier in grau), in die Nachmittagsstunden auf 16:00 verlegt wird, kann mehr PV-Energie direkt verbraucht werden (hier in grün), statt diesen Strom einspeisen zu müssen (hier in blau).

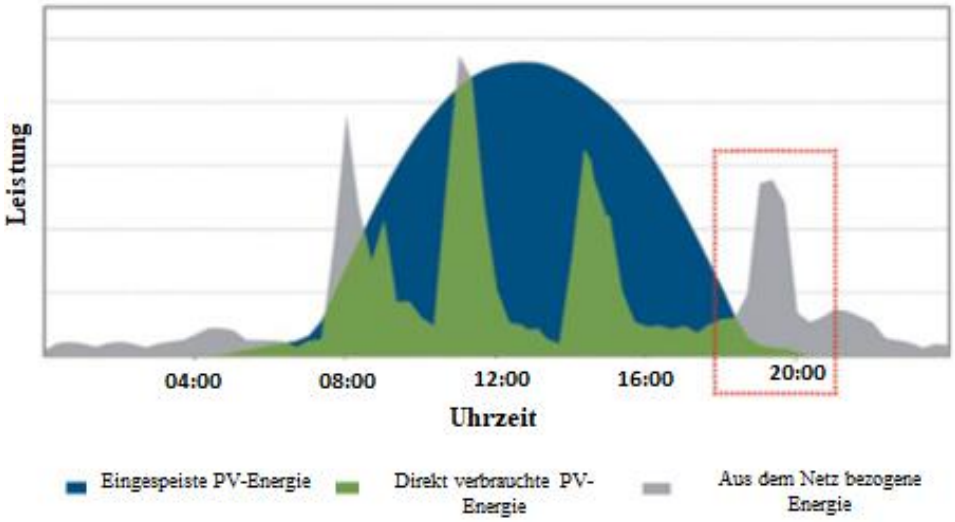


Abbildung 8.8: Lastprofil ohne Energiemanagementsystem (Darstellung in [100]).

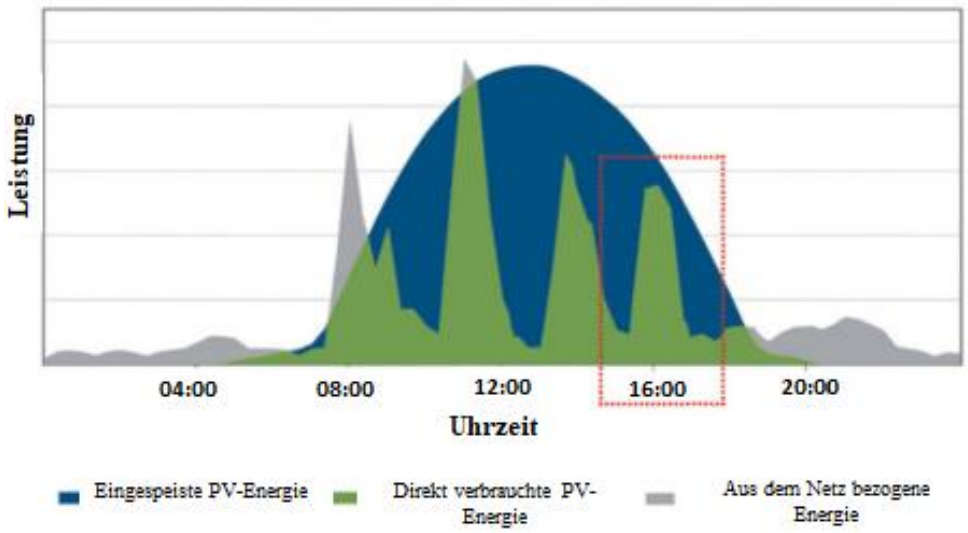


Abbildung 8.9: Lastprofil mit Energiemanagementsystem (Darstellung in [100]).

Berechnung der durchschnittlichen OeMAG- Vergütungshöhe nach Marktpreis in AT

Tabelle 8.13: Mittelwert der gezahlten Vergütungen über den Zeitraum Q1/2011 bis Q4/2017 in Ct/kWh (eigene Darstellung nach [283],[284][285]).

Jahresquartale	Aktueller Marktpreis gemäß §41 ÖSG 2012	- Aliquote Ausgleichsenergieaufwendungen	= Ausgezahlte Vergütung
Q1/2011	5,10	0,05	5,06
Q2/2011	6,03	0,05	5,98
Q3/2011	5,80	0,05	5,75
Q4/2011	5,68	0,05	5,63
Q1/2012	5,23	0,07	5,17
Q2/2012	4,93	0,07	4,86
Q3/2012	4,63	0,07	4,57
Q4/2012	4,68	0,07	4,62
Q1/2013	4,52	0,09	4,44
Q2/2013	4,01	0,09	3,92
Q3/2013	3,68	0,09	3,59
Q4/2013	3,88	0,09	3,79
Q1/2014	3,75	0,13	3,62
Q2/2014	3,49	0,13	3,37
Q3/2014	3,44	0,13	3,32
Q4/2014	3,46	0,13	3,33
Q1/2015	3,43	0,14	3,29
Q2/2015	3,30	0,14	3,16
Q3/2015	3,23	0,14	3,09
Q4/2015	2,95	0,14	2,82
Q1/2016	2,81	0,13	2,67
Q2/2016	2,34	0,13	2,21
Q3/2016	2,80	0,13	2,67
Q4/2016	2,86	0,13	2,73
Q1/2017	3,35	0,09	3,26
Q2/2017	3,09	0,09	3,00
Q3/2017	3,03	0,09	2,94
Q4/2017	3,62	0,09	3,53
Mittelwert ausgezahlte Vergütung (gerundet auf eine Nachkommastelle)			3,8

8.19 Kapitel 4.2.1.1, Szenario 1a; AT: Auswirkung EQ-Senkung nach Förderzeitraum auf IZ; AT+ DE: Variation der VS

Szenario 1a

Tabelle 8.14: Variation des Szenarios 1a in AT: Volleinspeisung anstatt 30% Eigenverbrauch, nach dem Förderzeitraum von 13 Jahren für den Restnutzungszeitraum (eigene Darstellung).

BK	VS	AT			
		EQ			
		0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	-0,1%	0,8%	1,6%	2,5%
	Basis	-0,1%	0,6%	1,3%	2,0%
	-10% zu Basis	-0,1%	0,4%	1,0%	1,5%
hoch	+10% zu Basis	-7,4%	-6,1%	-4,8%	-3,5%
	Basis	-7,4%	-6,3%	-5,3%	-4,3%
	-10% zu Basis	-7,4%	-6,6%	-5,8%	-5,0%

8.20 Kapitel 4.2.1.2, Szenario 1b; AT + DE: Differenz Kreditrückzahlung sofort & nach 2 Jahren

Szenario 1b

Tabelle 8.15: IZ- Werte im Vergleich zwischen Rückzahlung sofort (0) und Rückzahlung nach 2 Jahren (2) in Österreich (eigene Darstellung).

BK	VS	Rückzahlung	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	0	2,1%	3,1%	4,2%	5,4%
		2	1,9%	3,0%	4,2%	5,6%
	Basis	0	1,4%	2,3%	3,3%	4,4%
		2	1,4%	2,3%	3,3%	4,4%
	-10% zu Basis	0	1,2%	1,9%	2,6%	3,3%
		2	0,9%	1,6%	2,4%	3,2%
hoch	+10% zu Basis	0	-3,3%	-2,4%	-1,5%	-0,5%
		2	-3,8%	-2,9%	-2,0%	-1,0%
	Basis	0	-4,0%	-3,3%	-2,6%	-1,8%
		2	-4,5%	-3,9%	-3,1%	-2,3%
	-10% zu Basis	0	-4,8%	-4,2%	-3,7%	-3,1%
		2	-5,4%	-4,9%	-4,3%	-3,8%
IZ Gesamt				**0**	**0,0%**	
				2	**- 0,3%**	

Tabelle 8.16: IZ- Werte im Vergleich zwischen Rückzahlung sofort (0) und Rückzahlung nach 2 Jahren (2) in Deutschland (eigene Darstellung).

BK	VS	Rückzahlung	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	0	-0,7%	2,4%	5,3%	8,3%
		2	-1,1%	2,2%	5,7%	9,3%
	Basis	0	-0,7%	1,9%	4,5%	7,0%
		2	-1,1%	1,8%	4,7%	7,7%
	-10% zu Basis	0	-0,7%	1,5%	3,6%	5,7%
		2	-1,1%	1,3%	3,7%	6,1%
hoch	+10% zu Basis	0	-5,4%	-2,1%	1,0%	4,0%
		2	-6,3%	-2,7%	0,7%	4,2%
	- 10% zu Basis	0	-5,4%	-2,5%	0,1%	2,7%
		2	-6,3%	-3,2%	-0,3%	2,6%
	- 10% zu Basis	0	-5,4%	-3,0%	-0,8%	1,4%
		2	-6,3%	-3,7%	-1,3%	1,1%
IZ Gesamt				**0**	**1,0%**	
				2	**0,7%**	

Tabelle 8.17: Auswirkungen einer Senkung der Betriebskosten auf die Rentabilität einer mischfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlage in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung).

BK-Differenz	**VS**	**AT/ DE**	**EQ**				**Mittelwert**
			0%	**10%**	**20%**	**30%**	
Differenz IZ: Betriebskosten hoch/ Betriebskosten niedrig	+10% zu Basis	AT	5,3%	5,5%	5,7%	6,0%	5,6%
		DE	4,8%	4,4%	4,3%	4,3%	4,4%
	Basis	AT	5,6%	5,8%	6,0%	6,2%	5,9%
		DE	4,8%	4,5%	4,3%	4,3%	4,5%
	-10% zu Basis	AT	6,0%	6,1%	6,3%	6,4%	6,2%
		DE	4,8%	4,5%	4,4%	4,3%	4,5%
Mittelwert Gesamt		**AT**					**5,9%**
		DE					**4,5%**

Tabelle 8.18: Auswirkungen einer Steigerung der Eigenverbrauchquote um jeweils 10% einer mischfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlage in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**AT/ DE**	**EQ-Differenz**			**Mittelwert**	**Gesamt-Wert 0% bis 30%**
			0%/ 10%	**10%/ 20%**	**20%/ 30%**		
niedrig	+10% zu Basis	AT	1,0%	1,1%	1,2%	1,1%	3,4%
		DE	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	9,0%
	Basis	AT	0,8%	0,9%	1,0%	0,9%	2,7%
		DE	2,6%	2,5%	2,5%	2,6%	7,7%
	-10% zu Basis	AT	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	2,1%
		DE	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	6,3%
hoch	+10% zu Basis	AT	0,8%	0,9%	1,0%	0,9%	2,7%
		DE	3,4%	3,1%	3,0%	3,1%	9,4%
	Basis	AT	0,7%	0,7%	0,8%	0,7%	2,2%
		DE	2,9%	2,7%	2,6%	2,7%	8,1%
	- 10% zu Basis	AT	0,5%	0,5%	0,6%	0,5%	1,6%
		DE	2,4%	2,2%	2,2%	2,3%	6,8%
Mittelwerte Gesamt		**AT**				**0,8%**	**2,4%**
		DE				**2,6%**	**7,9%**

Tabelle 8.19: Auswirkungen einer Änderung der vermiedenen Strombezugskosten (VS-Änderung) um jeweils 10% und um 20% (+10% zu -10%) einer mischfinanzierten 5,1 kWp PV-Anlage in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung).

Betriebs-kosten	**VS-Änderung**	**AT/ DE**	**Eigenverbrauchsquote**				**Mittelwert**
			0%	**10%**	**20%**	**30%**	
niedrig	+10% zu Basis	AT	0,4%	0,6%	0,8%	1,1%	0,7%
		DE	0,0%	0,4%	0,9%	1,3%	0,7%
	Basis zu -10%	AT	0,4%	0,6%	0,8%	1,1%	0,7%
		DE	0,0%	0,4%	0,9%	1,3%	0,7%
	+10% zu - 10%	AT	0,8%	1,2%	1,6%	2,1%	1,5%
		DE	0,0%	0,9%	1,7%	2,6%	1,3%
hoch	+10% zu Basis	AT	0,7%	0,9%	1,0%	1,3%	1,0%
		DE	0,0%	0,5%	0,9%	1,3%	0,7%
	Basis zu -10%	AT	0,8%	1,0%	1,1%	1,3%	1,1%
		DE	0,0%	0,5%	0,9%	1,3%	0,7%
	+10% zu - 10%	AT	1,5%	1,8%	2,2%	2,6%	2,0%
		DE	0,0%	1,0%	1,8%	2,6%	1,3%
Österreich	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung um 10%						**0,9%**
	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung gesamt von +10% zu -10%						**1,7%**
Deutschland	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung um 10%						**0,7%**
	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung gesamt von +10% zu -10%						**1,3%**

8.21 Kapitel 4.2.1.3, Szenario 2a, AT: Vgl. Szenario 2a & 1a; DE: Vgl. mit USt & ohne USt. auf Eigenverbrauch; AT + DE: Vgl. Rentabilität AT & DE, vgl. Szenario 2a & 1a, Untersuchung der BK, VS, EQ

Szenario 2a

Tabelle 8.20: Höhe, um die die IZ-Werte des Szenario 2a, die des Szenario 1a in Österreich überschreiten (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**EQ**			
		0%	**10%**	**20%**	**30%**
niedrig	+10% zu Basis	2,8%	2,9%	3,0%	3,2%
	Basis	2,8%	2,9%	3,0%	3,1%
	-10% zu Basis	2,8%	2,9%	3,0%	3,1%
hoch	+10% zu Basis	3,2%	3,3%	3,4%	3,5%
	Basis	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%
	-10% zu Basis	3,4%	3,5%	3,5%	3,6%
Höhere Rentabilität im Mittel im Szenario 2a					**3,2%**

Tabelle 8.21: Gegenüberstellung von Szenario 2a und Szenario 1a Österreich, bei gleichen spezifischen Investitionskosten (1621 Euro/kWp). Oberere Werte = Szenario 2a; Untere Werte = Szenario 1a – bei jeweils gleichen Betriebskosten und Vermiedenen Strombezugskosten. In Grün: Bessere Rentabilität (eigene Darstellung).

BK	VS	2a/ 1a	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	2a	2,3%	2,9%	3,5%	4,2%
		1a	2,5%	3,2%	3,9%	4,6%
	Basis	2a	2,1%	2,6%	3,1%	3,6%
		1a	2,2%	2,8%	3,4%	3,9%
	-10% zu Basis	2a	1,8%	2,2%	2,6%	2,9%
		1a	2,0%	2,4%	2,8%	3,3%
hoch	+10% zu Basis	2a	-1,5%	-0,9%	-0,3%	0,3%
		1a	-1,3%	-0,6%	0,1%	0,9%
	Basis	2a	-2,0%	-1,5%	-1,0%	-0,5%
		1a	-1,7%	-1,1%	-0,6%	0,0%
	-10% zu Basis	2a	-2,5%	-2,1%	-1,8%	-1,4%
		1a	-2,2%	-1,8%	-1,3%	-0,9%
Mittelwert Szenario 2a						**0,8%**
Mittelwert Szenario 1a						**1,1%**

Tabelle 8.22: Unterschied in der Höhe der Rentabilität von PV-Anlagen in Österreich und Deutschland Szenario 2a, bei unterschiedlichen Betriebskosten (BK), Vermiedenen Strombezugskosten (VS) und Eigenverbrauchsquote (EQ). Gelb. Die Rentabilität ist um den angegebenen Wert in Österreich höher; Blau: Die Rentabilität ist um den angegebenen Wert in Deutschland höher (eigene Darstellung).

BK	VS	EQ			
		0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	1,4%	1,2%	1,0%	0,9%
	Basis	1,1%	1,0%	0,9%	0,9%
	-10% zu Basis	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%
hoch	+10% zu Basis	0,5%	0,2%	0,0%	0,3%
	Basis	0,2%	0,1%	0,2%	0,4%
	-10% zu Basis	0,2%	0,3%	0,4%	0,5%
Höherer IZ AT im Mittelwert					0,4%

Tabelle 8.23: Höhe, um die die IZ-Werte des Szenario 2a, die des Szenario 1a in Österreich überschreiten (eigene Darstellung).

BK	VS	EQ			
		0%	10%	20%	30%
niedrig	+10%	2,8%	2,9%	3,0%	3,2%
	Basis	2,8%	2,9%	3,0%	3,1%
	-10%	2,8%	2,9%	3,0%	3,1%
hoch	+10%	3,2%	3,3%	3,4%	3,5%
	Basis	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%
	-10%	3,4%	3,5%	3,5%	3,6%
Höhere Rentabilität im Mittel im Szenario 2a					**3,2%**

Tabelle 8.24: Höhe, um die die IZ-Werte des Szenario 2a, die des Szenario 1a in Deutschland überschreiten (eigene Darstellung).

BK	VS	EQ			
		0%	10%	20%	30%
niedrig	+10%	3,1%	2,8%	2,6%	2,4%
	Basis	3,1%	2,8%	2,6%	2,3%
	-10%	3,1%	2,8%	2,5%	2,2%
hoch	+10%	3,7%	3,2%	2,9%	2,6%
	Basis	3,7%	3,3%	2,8%	2,6%
	-10%	3,7%	3,2%	2,8%	2,5%
Höhere Rentabilität im Mittel im Szenario 2a					**2,9%**

Tabelle 8.25: Vergleich der Rentabilität deutscher PV-Anlagen im Szenario 2a mit (USt) und ohne (OUSt) Umsatzsteuer auf Eigenverbrauch (eigene Darstellung).

BK	VS	USt/ OUSt	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10%	USt	3,9%	4,9%	5,9%	6,9%
		OUSt	3,9%	5,4%	6,9%	8,3%
	Basis	USt	3,9%	4,7%	5,5%	6,2%
		OUSt	3,9%	5,2%	6,4%	7,5%
	-10%	USt	3,9%	4,5%	5,0%	5,6%
		OUSt	3,9%	4,9%	5,8%	6,8%
hoch	+10%	USt	1,4%	2,5%	3,6%	4,7%
		OUSt	1,4%	3,1%	4,7%	6,2%
	Basis	USt	1,4%	2,3%	3,1%	4,0%
		OUSt	1,4%	2,8%	4,1%	5,4%
	-10%	USt	1,4%	2,0%	2,6%	3,2%
		OUSt	1,4%	2,5%	3,6%	4,6%
Mittelwert IZ Gesamt	USt		**3,9%**			
	OUSt		**4,6%**			

Tabelle 8.26: Steigerung des internen Zinsfuß durch Senkung der Betriebskosten (BK) einer eigenfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage mit österreichischen Werten jeweils oben und deutschen Werten unten (eigene Darstellung).

Unterschied niedrige BK zu hohe BK	**VS**	**AT/ DE**	**EQ**				**Mittelwert**
			0%	**10%**	**20%**	**30%**	
Differenz: Betriebskosten hoch/ Betriebskosten niedrig	+10%	AT	3,4%	3,4%	3,3%	3,4%	3,4%
		DE	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,4%
	Basis	AT	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
		DE	2,5%	2,4%	2,4%	2,2%	2,4%
	-10%	AT	3,7%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%
		DE	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,5%
Mittelwert Gesamt		**AT**					**3,5%**
		DE					**2,4%**

Tabelle 8.27: Auswirkungen einer Steigerung der Eigenverbrauchquote (EQ) bei eigenfinanzierter 10,1 kWp PV-Anlage um jeweils 10% in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**AT/ DE**	**Unterschied EQ**			**Mittelwert**	**Gesamt-Wert 0% bis 30%**
			0%/ 10%	**10%/ 20%**	**20%/ 30%**		
niedrig	+10%	AT	0,8%	0,8%	0,9%	0,8%	2,5%
		DE	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	3,0%
	Basis	AT	0,6%	0,7%	0,7%	0,7%	2,0%
		DE	0,8%	0,8%	0,7%	0,8%	2,3%
	-10%	AT	0,5%	0,6%	0,5%	0,5%	1,6%
		DE	0,6%	0,5%	0,6%	0,6%	1,7%
hoch	+10%	AT	0,8%	0,9%	0,8%	0,8%	2,5%
		DE	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	3,3%
	Basis	AT	0,6%	0,7%	0,7%	0,7%	2,0%
		DE	0,9%	0,8%	0,9%	0,9%	2,6%
	-10%	AT	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	1,6%
		DE	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	1,8%
Mittelwerte Gesamt		**AT**				**0,7%**	**2,0%**
		DE				**0,8%**	**2,5%**

Tabelle 8.28: Auswirkungen einer Änderung der vermiedenen Strombezugskosten (VS) bei einer eigenfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage um jeweils 10% in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung).

BK	VS	AT/DE	Eigenverbrauchsquote				Mittelwert
			0%	10%	20%	30%	
niedrig	+10% zu Basis	AT	0,2%	0,4%	0,5%	0,7%	0,5%
		DE	0,0%	0,2%	0,4%	0,7%	0,3%
	Basis zu -10%	AT	0,2%	0,4%	0,5%	0,7%	0,5%
		DE	0,0%	0,2%	0,5%	0,6%	0,3%
	+10 zu - 10%	AT	0,5%	0,8%	1,1%	1,4%	0,9%
		DE	0,0%	0,4%	0,9%	1,3%	0,7%
hoch	+10% zu Basis	AT	0,4%	0,5%	0,7%	0,8%	0,6%
		DE	0,0%	0,2%	0,5%	0,7%	0,4%
	Basis zu -10%	AT	0,4%	0,5%	0,7%	0,9%	0,6%
		DE	0,0%	0,3%	0,5%	0,8%	0,4%
	+ 10% zu -10%	AT	0,8%	1,1%	1,4%	1,7%	1,2%
		DE	0,0%	0,5%	1,0%	1,5%	0,8%
Österreich	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung um 10%					AT	**0,5%**
	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung gesamt von +10% zu -10%					DE	**1,1%**
Deutschland	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung um 10%					AT	**0,4%**
	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung gesamt von +10% zu -10%					DE	**0,7%**

8.22 Kapitel 4.2.1.4, Szenario 2b, AT + DE: IZ-Vgl. Kreditrückzahlung sofort & nach 2 Jahren; IZ-Vgl. 2b mit 1b; Untersuchung BK, EQ, VS

Szenario 2b

Tabelle 8.29: Österreichische IZ- Werte von 10,1 kWp PV-Anlagen im Vergleich, bei sofortiger Rückzahlung (0) und Rückzahlung nach 2 Jahren (2) (eigene Darstellung).

BK	VS	Rück-zahlung	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10% zu Basis	0	6,5%	8,0%	9,7%	11,6%
		2	6,8%	8,6%	10,7%	13,3%
	Basis	0	6,2%	7,4%	8,8%	10,2%
		2	6,4%	7,9%	9,5%	11,4%
	-10% zu Basis	0	5,8%	6,7%	7,7%	8,8%
		2	6,0%	7,1%	8,3%	9,7%
hoch	+10% zu Basis	0	1,2%	2,4%	3,7%	5,2%
		2	0,9%	2,2%	3,7%	5,3%
	Basis	0	0,6%	1,6%	2,6%	3,8%
		2	0,3%	1,3%	2,5%	3,7%
	-10% zu Basis	0	0,0%	0,7%	1,5%	2,3%
		2	-0,4%	0,4%	1,2%	2,1%
IZ Gesamt		0	**5,1%**			
		2	**5,4%**			

Tabelle 8.30: Deutsche IZ- Werte von 10,1 kWp PV-Anlagen im Vergleich, bei sofortiger Rückzahlung (0) und Rückzahlung nach 2 Jahren (2) (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**Rück-zahlung**	**EQ**			
			0%	**10%**	**20%**	**30%**
niedrig	+10% zu Basis	0	4,7%	6,6%	8,6%	10,6%
		2	4,8%	7,2%	9,6%	12,2%
	Basis	0	4,7%	6,2%	7,7%	9,2%
		2	4,8%	6,6%	8,5%	10,4%
	-10% zu Basis	0	4,7%	5,7%	6,8%	7,9%
		2	4,8%	6,1%	7,4%	8,7%
hoch	+10% zu Basis	0	0,3%	2,3%	4,2%	6,2%
		2	-0,1%	2,1%	4,3%	6,6%
	Basis	0	0,3%	1,8%	3,3%	4,8%
		2	-0,1%	1,6%	3,3%	5,0%
	-10% zu Basis	0	0,3%	1,4%	2,4%	3,5%
		2	-0,1%	1,1%	2,3%	3,5%
IZ Gesamt				0	**4,8%**	
				2	**5,0%**	

Tabelle 8.31: Die IZ-Werte in Österreich des Szenarios 2b übertreffen die IZ-Werte des Szenarios 1b um die in der Tabelle dargestellten Werte. 2 steht für 2 Jahre rückzahlungsfreie Kreditzeit; 0 steht für sofortige Kreditrückzahlungspflicht (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**Rück-zahlung**	**EQ**			
			0%	**10%**	**20%**	**30%**
niedrig	+10% zu Basis	2	4,9%	5,6%	6,5%	7,6%
		0	4,5%	5,0%	5,5%	6,2%
	Basis	2	5,0%	5,6%	6,2%	7,0%
		0	4,5%	4,9%	5,4%	5,9%
	-10% zu Basis	2	5,0%	5,5%	5,9%	6,5%
		0	4,6%	4,9%	5,2%	5,6%
hoch	+10% zu Basis	2	4,7%	5,2%	5,7%	6,4%
		0	4,5%	4,9%	5,3%	5,8%
	Basis	2	4,8%	5,2%	5,6%	6,1%
		0	4,6%	4,9%	5,2%	5,6%
	-10% zu Basis	2	5,0%	5,3%	5,5%	5,9%
		0	4,8%	5,0%	5,3%	5,5%
Höherer IZ-Wert in Szenario 2b im Durchschnitt					2	**5,7%**
					0	**5,1%**
Höherer IZ-Wert im Durchschnitt bei niedrigen BK im Szenario 2b					2	**6,0%**
					0	**5,2%**
Höherer IZ-Wert im Durchschnitt bei hohen BK im Szenario 2b					2	**5,4%**
					0	**5,0%**

Tabelle 8.32: Die IZ-Werte in Deutschland des Szenarios 2b übertreffen die IZ-Werte des Szenarios 1b um die in der Tabelle dargestellten Werte 2 steht für 2 Jahre rückzahlungsfreie Kreditzeit; 0 steht für sofortige Kreditrückzahlungspflicht (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**Rück-zahlung**	**EQ**			
			0%	**10%**	**20%**	**30%**
niedrig	+10% zu Basis	2	6,0%	4,9%	3,9%	2,8%
		0	5,3%	4,2%	3,2%	2,3%
	Basis	2	6,0%	4,9%	3,8%	2,7%
		0	5,3%	4,2%	3,2%	2,2%
	-10% zu Basis	2	6,0%	4,8%	3,7%	2,6%
		0	5,3%	4,2%	3,2%	2,2%
hoch	+10% zu Basis	2	6,2%	4,8%	3,6%	2,5%
		0	5,7%	4,3%	3,2%	2,1%
	Basis	2	6,2%	4,8%	3,5%	2,4%
		0	5,7%	4,4%	3,2%	2,1%
	-10% zu Basis	2	6,2%	4,8%	3,5%	2,3%
		0	5,7%	4,4%	3,2%	2,1%
Höherer IZ-Wert in Szenario 2b im Durchschnitt					2	**4,3%**
					0	**3,8%**
Höherer IZ-Wert im Durchschnitt bei niedrigen BK im Szenario 2b					2	**4,3%**
					0	**3,8%**
Höherer IZ-Wert im Durchschnitt bei hohen BK im Szenario 2b					2	**4,2%**
					0	**4,0%**

Tabelle 8.33: Eine Senkung der Betriebskosten auf die Rentabilität einer mischfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage in AT (obere Werte) und DE (untere Werte) führt zu den in der Tabelle aufgeführten, höheren IZ-Werten. In AT steht 2 für 2 Jahre rückzahlungsfreie Kreditzeit und 0 für sofortige Kreditrückzahlung (eigene Darstellung).

Änderung BK	**VS**	**AT/ DE**		**EQ**				**Mittel-wert**	
				0%	**10%**	**20%**	**30%**		
Differenz: BK hoch/ Betriebskosten niedrig	+10% zu Basis	AT	2	5,9%	6,4%	7,1%	7,9%	6,8%	
			0	5,3%	5,6%	6,0%	6,5%	5,9%	
		DE		5,0%	5,1%	5,3%	5,5%	5,2%	
	Basis	AT	2	6,1%	6,6%	7,1%	7,7%	6,9%	
			0	5,5%	5,8%	6,1%	6,5%	6,0%	
		DE		5,0%	5,0%	5,2%	5,3%	5,1%	
	-10% zu Basis	AT	2	6,4%	6,7%	7,1%	7,6%	7,0%	
			0	5,8%	6,0%	6,2%	6,5%	6,1%	
		DE		5,0%	5,0%	5,1%	5,2%	5,1%	
Mittelwert Gesamt							**AT**	2	**6,9%**
								0	**6,0%**
							DE		**5,1%**

Tabelle 8.34: Auswirkungen einer Steigerung der Eigenverbrauchquote um jeweils 10% einer mischfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage in AT (obere Werte) und DE (untere Werte) (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**AT/DE**		**Änderung EQ**			**Mittel-wert**	**Gesamt-Wert 0% bis 30%**
				0% / 10%	**10% / 20%**	**20% / 30%**		
niedrig	+10% zu Basis	AT	2	1,8%	2,1%	2,5%	2,1%	6,4%
			0	1,5%	1,7%	1,9%	1,7%	5,1%
		DE		2,3%	2,4%	2,6%	2,4%	7,3%
	Basis	AT	2	1,5%	1,7%	1,9%	1,7%	5,0%
			0	1,2%	1,4%	1,5%	1,4%	4,0%
		DE		1,8%	1,8%	1,9%	1,8%	5,5%
	-10% zu Basis	AT	2	1,1%	1,2%	1,4%	1,2%	3,7%
			0	0,9%	1,0%	1,1%	1,0%	3,1%
		DE		1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	3,8%
hoch	+10% zu Basis	AT	2	1,3%	1,5%	1,7%	1,5%	4,4%
			0	1,2%	1,3%	1,5%	1,3%	4,0%
		DE		2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	6,8%
	Basis	AT	2	1,0%	1,1%	1,3%	1,1%	3,4%
			0	1,0%	1,0%	1,1%	1,1%	3,2%
		DE		1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	5,2%
	-10% zu Basis	AT	2	0,8%	0,8%	0,9%	0,8%	2,5%
			0	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%	2,3%
		DE		1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	3,6%

Mittelwerte Gesamt				
	AT	0	**1,2%**	**3,6%**
		2	**1,4%**	**4,2%**
	DE		**1,8%**	**5,4%**

Tabelle 8.35: Auswirkungen einer Steigerung der vermiedenen Strombezugskosten um jeweils 10% einer mischfinanzierten 10,1 kWp PV-Anlage in Österreich (obere Werte) und Deutschland (untere Werte) (eigene Darstellung)..

BK	**VS**	**AT/DE**		**EQ**				**Mittelwert**
				0%	**10%**	**20%**	**30%**	
niedrig	+10% zu Basis	AT	2	0,4%	0,8%	1,2%	1,8%	1,0%
			0	0,4%	0,6%	1,0%	1,4%	0,9%
		DE		0,0%	0,5%	1,1%	1,8%	0,9%
	Basis zu -10%	AT	2	0,4%	0,8%	1,2%	1,7%	1,0%
			0	0,4%	0,7%	1,0%	1,4%	0,9%
		DE		0,0%	0,5%	1,1%	1,4%	0,7%
	+10% zu -10%	AT	2	0,8%	1,5%	2,4%	3,6%	2,1%
			0	0,7%	1,3%	2,0%	2,8%	1,7%
		DE		0,0%	1,1%	2,2%	3,5%	1,7%
hoch	+10% zu Basis	AT	2	0,6%	0,9%	1,2%	1,6%	1,1%
			0	0,6%	0,8%	1,1%	1,4%	1,0%
		DE		0,0%	0,5%	1,0%	1,6%	0,8%
	Basis zu -10%	AT	2	0,7%	1,0%	1,3%	1,6%	1,1%
			0	0,6%	0,9%	1,1%	1,4%	1,0%
		DE		0,0%	0,5%	1,0%	1,6%	0,8%
	+10% zu -10%	AT	2	1,3%	1,8%	2,5%	3,2%	2,2%
			0	1,2%	1,7%	2,2%	2,9%	2,0%
		DE		0,0%	1,0%	2,0%	3,1%	1,5%
AT	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung um 10%						2	**1,1%**
							0	**0,9%**
	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung gesamt von +10% zu -10%						2	**2,2%**
							0	**1,9%**
DE	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung um 10%							**0,8%**
	Mittelwert Vermiedene Strombezugskosten- Änderung gesamt von +10% zu -10%							**1,6%**

8.23 Kapitel 4.2.2, AT+ DE: Gesamtanalyse und Makrovergleich, vgl. AT mit DE, bei alternativer, sofortiger Kreditrückzahlung DE; AT + DE: Untersuchung BK, EQ, VS; Unterschied v. Eigen- und Mischfinanzierung

Tabelle 8.36: Alternative durchschnittliche Höhe des internen Zinsfuß für alle 24 untersuchten Fälle, falls in DE im Szenario 2b die Zinsrückzahlung des KfW-Kredits im ersten Jahr erfolgt. IZ jeweils in AT und DE, geordnet nach Höhe des IZ von oben (bester Wert) nach unten (schlechtester Wert) (eigene Darstellung).

Szenarien	IZ - AT	IZ - DE
Szenario 2b	5,0%	4,8%
Szenario 2a	4,2%	3,9%
Szenario 1a	1,0%	1,0%
Szenario 1b	- 0,5%	- 3,6%
IZ über alle Szenarien	**2,31%**	**3,26%**

Tabelle 8.37: Szenarienwerte Österreich für unterschiedlichen Betriebskosten (BK), Vermiedene Strombezugskosten (VS), Szenarien (SZ) und Eigenverbrauchsquote (EQ) (eigene Darstellung).

BK	VS	SZ	EQ			
			0%	10%	20%	30%
niedrig	+10%	1a	2,5%	3,2%	3,9%	4,6%
		1b	2,1%	3,1%	4,2%	5,4%
		2a	5,3%	6,1%	6,9%	7,8%
		2b	6,8%	8,6%	10,7%	13,3%
	Basis	1a	2,2%	2,8%	3,4%	3,9%
		1b	1,7%	2,5%	3,4%	4,4%
		2a	5,0%	5,7%	6,4%	7,1%
		2b	6,4%	7,9%	9,5%	11,4%
	-10%	1a	2,0%	2,4%	2,8%	3,3%
		1b	1,2%	1,9%	2,6%	3,3%
		2a	4,8%	5,3%	5,8%	6,4%
		2b	6,0%	7,1%	8,3%	9,7%
hoch	+10%	1a	-1,3%	-0,6%	0,1%	0,9%
		1b	-3,3%	-2,4%	-1,5%	-0,5%
		2a	1,9%	2,7%	3,6%	4,4%
		2b	0,9%	2,2%	3,7%	5,3%
	Basis	1a	-1,7%	-1,1%	-0,6%	0,0%
		1b	-4,0%	-3,3%	-2,6%	-1,8%
		2a	1,6%	2,2%	2,9%	3,6%
		2b	0,3%	1,3%	2,5%	3,7%
	-10%	1a	-2,2%	-1,8%	-1,3%	-0,9%
		1b	-4,8%	-4,2%	-3,7%	-3,1%
		2a	1,2%	1,7%	2,2%	2,7%
		2b	-0,4%	0,4%	1,2%	2,1%
Durchschnittliche Rentabilität aller Werte in %						**2,7%**
Durchschnittliche Rentabilität aller Werte > 0						**4,1%**

Tabelle 8.38: Szenarienwerte Deutschland für unterschiedlichen Betriebskosten (BK), Vermiedene Strombezugskosten (VS), Szenarien (SZ) und Eigenverbrauchsquote (EQ) (eigene Darstellung).

BK	**VS**	**SZ**	**EQ**			
			0%	**10%**	**20%**	**30%**
niedrig	+10%	1a	0,8%	2,1%	3,3%	4,5%
		1b	-0,7%	2,4%	5,3%	8,3%
		2a	3,9%	4,9%	5,9%	6,9%
		2b	4,8%	7,2%	9,6%	12,2%
	Basis	1a	0,8%	1,9%	2,9%	3,9%
		1b	-0,7%	1,9%	4,5%	7,0%
		2a	3,9%	4,7%	5,5%	6,2%
		2b	4,8%	6,6%	8,5%	10,4%
	-10%	1a	0,8%	1,7%	2,5%	3,3%
		1b	-0,7%	1,5%	3,6%	5,7%
		2a	3,9%	4,5%	5,0%	5,6%
		2b	4,8%	6,1%	7,4%	8,7%
hoch	+10%	1a	-2,3%	-0,7%	0,7%	2,1%
		1b	-5,4%	-2,1%	1,0%	4,0%
		2a	1,4%	2,5%	3,6%	4,7%
		2b	-0,1%	2,1%	4,3%	6,6%
	Basis	1a	-2,3%	-1,0%	0,3%	1,4%
		1b	-5,4%	-2,5%	0,1%	2,7%
		2a	1,4%	2,3%	3,1%	4,0%
		2b	-0,1%	1,6%	3,3%	5,0%
	- 10%	1a	-2,3%	-1,2%	-0,2%	0,7%
		1b	-5,4%	-3,0%	-0,8%	1,4%
		2a	1,4%	2,0%	2,6%	3,2%
		2b	-0,1%	1,1%	2,3%	3,5%
Durchschnittliche Rentabilität in %						**2,7%**
Durchschnittliche Rentabilität in %, Werte > 0						**3,9%**

Tabelle 8.39: Unterschied Eigen- & Mischfinanzierung in AT und DE; In Gelb: Höherer IZ-Wert bei Mischfinanzierung; in Blau: Höherer IZ-Wert bei Eigenfinanzierung (eigene Darstellung).

Szenarien	AT	DE
Szenario 2b und 2a	1,1%	1,1%
Höherer IZ Wert bei mischfinanzierten 10,1 kWp Anlagen, kombiniert in AT und DE	1,1%	
Szenario 1b und 1a	1,1%	0,0%
Höherer IZ-Wert bei eigenfinanzierten 5,1 kWp Anlagen, kombiniert in AT und DE	0,6%	
Durchschnittlich höherer IZ-Wert bei Änderung der Finanzierungsart, jeweils in AT oder DE	1,1%	0,6%
Durchschnittlich höherer IZ-Wert bei Änderung der Finanzierungsart, insgesamt in AT und DE	0,8%	

8.24 Kapitel 6, DE: Geplante Ausschreibungen für die kommenden Jahre

Tabelle 8.40: Geplante Ausschreibungsvolumina und Gebotstermine für PV-Anlagen nach (eigene Darstellung nach [286]).

Jahr	**Art und Menge des Ausschreibungsvolumens und Gebotstermine**				
	Regulär	***Sonderausschreibung***	***Fördervolumen gesamt für PV Regulär + Sonderausschreibung***	***Gemeinsame Ausschreibungen PV + Wind***	***Innovationsausschreibungen***
2017/ 2018	Februar, Juni, Oktober jeweils 200 MWp; Summe = 600 MWp	-	600 MWp	-	-
2019	Februar 175 MWp, Juni, Oktober, jeweils 150 MWp; Summe = 475 MWp	März, Dezember, jeweils 500 MWp; Summe = 1.000 MW	1.475 MWp	April, November, jeweils 200 MWp; Summe = 400 MWp	September, 250 MWp

Jahr	**Art und Menge des Ausschreibungsvolumens und Gebotstermine**				
	Regulär	***Sonderaus-schreibung***	***Fördervolumen gesamt für PV Regulär + Sonder-ausschreibung***	***Gemeinsame Aus-schreibungen PV + Wind***	***Innovations-ausschreibungen***
2020	Februar 100 MWp, Juni, Oktober, jeweils 150 MWp Summe = 400 MW	März, Juli, jeweils 300 MWp; September, Dezember, jeweils 400 MWp Summe = 1.400 MWp	1.800 MWp	April, November, jeweils 200 MWp; Summe = 400 MWp	September, 400 MWp
2021	Februar 150 MWp, Juni, Oktober, jeweils 100 MWp; Summe = 350 MWp	März, Juli, September, Dezember, jeweils 400 MWp Summe = 1.600 MW	1.950 MWp	April, November, jeweils 200 MW; Summe = 400 MW	September, 500 MWp
ab 2022	Februar, Juni, Oktober, jeweils 200 MWp Summe = 600 MWp	-	600 MWp	April, Übertrag von nicht bezu-schlagten Mengen des Ausschrei-bungsvolumens, der Innovations-ausschreibungen aus dem Jahr 2021, auf gemeinsame Ausschreibungen	-

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre eidesstattlich, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbstständig angefertigt habe. Es wurden keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Formulierungen und Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Diese Masterarbeit wurde noch an keiner anderen Stelle vorgelegt.

Datum 25.01.2021 Unterschrift 