

# **Potenzialerschließung oder Renditeoptimierung? Wirkung bestehender Geschäftsmodelle zur Erreichung der Klimaschutzziele am Beispiel Berlins**

Bernhard Siegel, Joseph Bergner  
Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin  
FB1 · Wilhelminenhofstr. 75 A · 12459 Berlin  
Internet: <https://pvspeicher.htw-berlin.de>  
E-Mail: [pv2city-info@htw-berlin.de](mailto:pv2city-info@htw-berlin.de)  
Tel.: 030/5019-3634

## **1 Einleitung**

Berlin hat sich mit dem Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm ehrgeizige Ziele gesetzt. Unter anderem soll der Anteil der Stromversorgung aus PV auf 25 % gesteigert werden [1]. Dies ist vor dem Hintergrund des Ausbaustands von 0,4 % mehr als ambitioniert [2]. Aufgrund des Verbots der Doppelförderung innerhalb der EU wird sich hierbei im Wesentlichen auf den Erfolg der Geschäftsmodelle im Rahmen des Erneuerbare-Energie-Gesetzes (EEG) verlassen. Die Untersuchung stellt die Geschäftsmodelle auf den Prüfstein und bewertet das Maß der Zielerreichung anhand des jeweils möglichen, erschließbaren Potenzials.

## **2 Ausgangslage**

### **2.1 Datengrundlage der Untersuchung**

Grundlage der simulationsbasierten Untersuchung ist der Berliner Solaratlas [3]. Die Annahmen zur Ausnutzung der Potenzialflächen wurden aktualisiert, sodass sich für Berlin insgesamt ein Solarpotenzial von 6,3 GW ergibt. Ferner wurden Informationen zur Gebäudenutzung aus dem Liegenschaftskataster in die Datenbank übernommen [4]. Darauf aufbauend wurden Verbrauchsannahmen für jedes der Gebäude getroffen und ein Lastprofil zugewiesen. Der Stromverbrauch des Berliner Gebäudebestands wird somit auf einzelne Gebäude aufgeteilt. Weitere Details sind der Studie „Das Berliner Solarpotenzial“ zu entnehmen [5].

### **2.2 Implementierte Geschäftsmodelle**

Es gibt verschiedene Geschäftsmodelle zum Betrieb von PV-Anlagen, von denen die folgenden vier gängigen Modelle in der Simulation abgebildet werden:

1. (Privilegierte) Eigenversorgung mit Überschusseinspeisung: Es besteht Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber\*in und Stromverbraucher\*in. Diese wird ggf. über ein Pachtmodell hergestellt. Der direktverbrauchte Strom hat somit den Wert der vermiedenen Strombezugskosten.

2. Direktstrom mit Überschusseinspeisung: Lokaler Strom wird zu 10 % unter dem angenommenen Strombezugspreis angeboten. Im Falle von Mieterstrom wird ein Zuschuss gezahlt.
3. Volleinspeisung ohne Direktvermarktung: Die gesamte Erzeugung wird eingespeist und nach EEG vergütet.
4. Volleinspeisung mit Direktvermarktung: Die gesamte Strommenge wird eingespeist und über eine Direktvermarktung an der Börse gehandelt.

### 2.3 Annahmen zur Simulationsrechnung

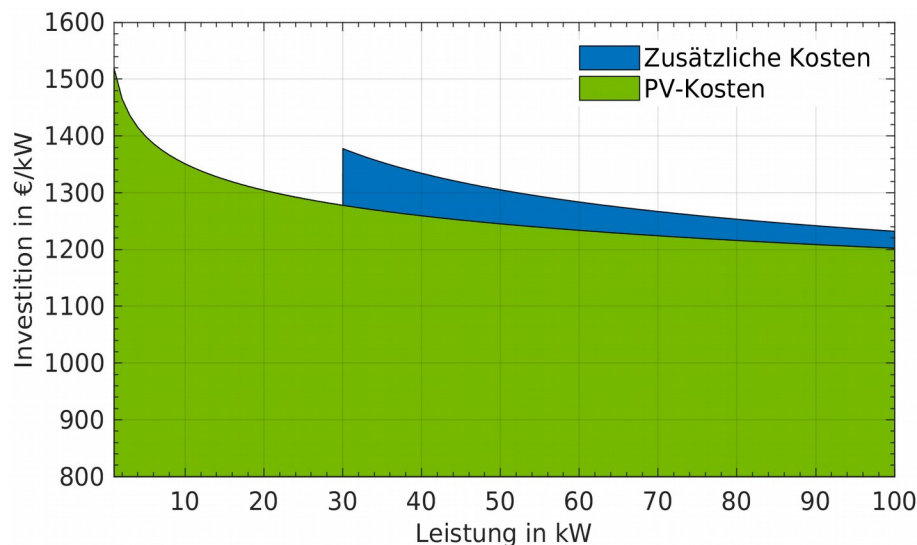
Für die Bilanzierung der Geldflüsse und die Berechnung der Wirtschaftlichkeit sind weitere Parameter notwendig. Diese sind wie folgt in der Simulation abgebildet:

- Zahlung der EEG-Umlage auf Eigenversorgung wird entsprechend des § 61a des EEG abgebildet (Tabelle 1).
- Es gelten die Vergütungen für eingespeisten Strom nach Tabelle 1.
- Die Investitionskosten wurden entsprechend [5] gebildet. Die Kosten für die Investition in eine PV-Anlage mit der PV-Leistung  $P_{pv,r}$  lassen sich mit folgender Gleichung und den Parametern  $I_0 = 1518 \text{ €/kW}$ ,  $p = 0,05065$  und der Mehrwertsteuer  $MWSt = 0,19$  beschreiben:

$$I_{dv} = (I_0 \cdot P_{dv,r}^{-p}) \cdot P_{dv,r} \cdot (1 + MWSt) \quad (1)$$

- Ab 30 kW werden Mehrkosten für den Rundsteuerempfänger und eventuelle Umbauten am Netzanschluss fällig, welche die spezifischen Investitionskosten erhöhen. Die spezifische Nettogesamtkostenfunktion für die Investition in eine PV-Anlage ist in Abbildung 1 dargestellt.
- Der Strombezugspreis für Wohngebäude beträgt 28 ct/kWh, für alle anderen Immobilien 17 ct/kWh. Hinzu kommen Kosten von 100 €/a pro Stromzähler.
- Bei Gewerbebetrieben kann die Eigenversorgung in 50 % der Fälle durch ein Pachtmodell realisiert werden.
- Für Mehrfamilienhäuser in Eigenversorgung kann lediglich der Allgemein- bzw. Hausstrom (Flure, Fahrstuhl, Haustechnik etc.) geltend gemacht werden. Dieser wurde als von der Geschossfläche und der Jahreszeit abhängige Grundlast modelliert.
- Kombinierte Modelle (Direktvermarktung + Eigenversorgung) wurden nicht betrachtet.
- Im Falle von Mieterstrom (Wohngebäude mit mehr als einer Mietpartei) können 100 % der Mietparteien zum Absatz des Mieterstroms gewonnen werden. Dabei wird ein Strompreis von 90 % des Referenzpreises angeboten. Erlöse aus dem Verkauf von Netzbezug bleiben unberücksichtigt.
- Für die mit der Direktvermarktung ab 100 kW erzielten Erlöse wird angenommen, dass die mittleren Börsenstrompreise 3,5 ct/kWh entsprechen, wie im Jahr 2017. Die erzielten Börsenstromerlöse entsprechen lediglich 2,5 ct/kWh zuzüglich 0,4 ct/kWh Managementprämie, sodass sich eine reduzierte äquivalente Einspeisevergütung von 9,36 ct/kWh ergibt.
- Davon abweichend wird bei der Volleinspeisung mit Direktvermarktung der Day-Ahead Börsenpreis zugrunde gelegt. Für die Ermittlung der Erlöse werden die Marktwerte für Solarenergie (2016) vom anzulegenden Wert abgezogen und der Day-Ahead Börsenpreis hinzugezählt.

- Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit gilt eine Mindestrendite von 4 %, unterhalb derer ein Projekt nicht realisiert wird. Bei Betrachtung des Barwerts wird entsprechend mit 4 % abgezinst.



**Abbildung 1:** Verwendete Kostenfunktion der Installationskosten.

**Tabelle 1:** Leistungsabhängige Parameter des EEG nach [6] (Stand Januar 2019).

	bis 10 kW	bis 40 kW	bis 100 kW	ab 100 kW
Eigenverbrauchsumlage in ct/kWh	0	2,72	2,72	2,72
Einspeisevergütung in ct/kWh	11,47	11,15	9,96	0
Direktvermarktung	freiwillig	freiwillig	freiwillig	verpflichtend

### 3 Simulationsrechnung

#### 3.1 Untersuchungsdesign

Für die gängigen Geschäftsmodelle im EEG wird untersucht, inwieweit eine Erschließung aller ökonomisch sinnvollen Dächer auch mit einer Erschließung der entsprechenden Solarpotenziale einhergeht.

Alle möglichen PV-Anlagengrößen werden für jedes der im Untersuchungsgebiet liegenden Gebäude mit Solarpotenzial simuliert und dem Stromverbrauch gegenübergestellt. Es werden alle sich ergebenden Zahlungsströme für die vier Geschäftsmodelle bilanziert und anschließend erfolgt die Auswahl der optimalen PV-Anlagengröße für das Gebäude innerhalb des jeweiligen Geschäftsmodells. Hierbei werden je drei verschiedene Optimierungen getrennt voneinander betrachtet. Diese sind:

- Maximale Projektrendite (interner Zinsfuß, IRR),
- maximaler finanzieller Vorteil (Nettobarwert, NPV) sowie
- maximale Dachflächenbelegung (Leistung).

Bei den Optimierungen a) und b) gelten die oben genannten Bedingungen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Mindestrendite). Für die Optimierung c) gelten keine Mindestkriterien.

### 3.2 Fragestellung

Die Geschäftsmodelle werden anhand der jeweils ausgewählten PV-Anlagen miteinander verglichen. Hierbei dient die Optimierung c) als Vergleichsmaßstab, da dort 100 % des Solarpotenzials erschlossen werden. Betrachtet werden:

- 4.1. Die Anzahl der insgesamt als wirtschaftlich betrachteten Gebäude.
- 4.2. Die insgesamt realisierte PV-Leistung.

Es wird ferner eine Betrachtung durchgeführt, bei der für jedes Gebäude alle Geschäftsmodelle für die Optimierungen a) und b) zur Verfügung stehen. Es ergibt sich somit zusätzlich:

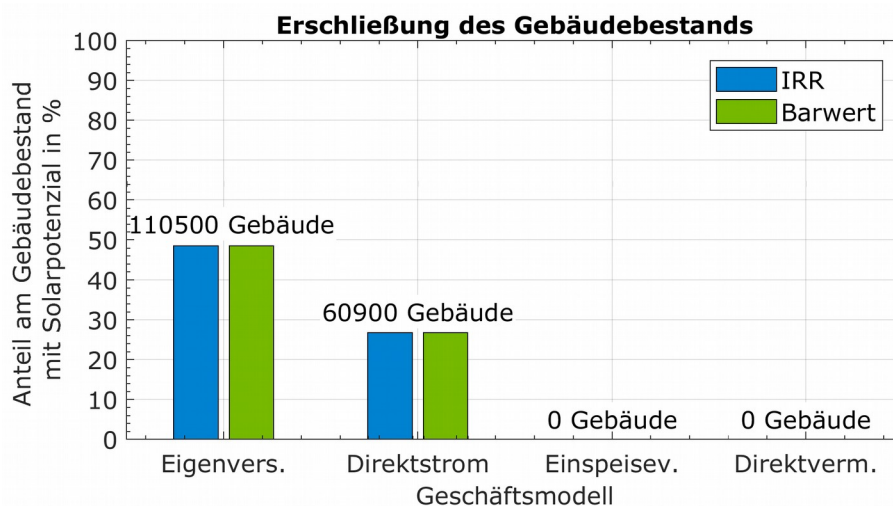
- 4.3. Ein Vergleich der Geschäftsmodelle untereinander.
- 4.4. Die Analyse der Zielgruppen jedes Geschäftsmodells.

Letztlich kann so Auskunft darüber gegeben werden, inwieweit die Geschäftsmodelle geeignet sind, das städtische Solarpotenzial zu erschließen.

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Wirtschaftlich erschließbarer Gebäudebestand

Die Geschäftsmodelle werden anhand ihrer Eignung, das Solarpotenzial zu erschließen, verglichen. In Abbildung 2 ist die Anzahl der in jedem Geschäftsmodell realisierten PV-Anlagen dargestellt.



**Abbildung 2:** Vergleich der Anzahl wirtschaftlich erschließbarer Gebäude nach Geschäftsmodell und Optimierung auf Rendite (IRR) oder Barwert. Die Zahlenwerte sind gerundet dargestellt und jeweils für beide Optimierungen identisch.

Für Eigenversorgung kommen knapp die Hälfte (49 %) der insgesamt etwa 227600 Gebäude mit Solarpotenzial infrage, während es bei Direktstromangeboten nur 27 %

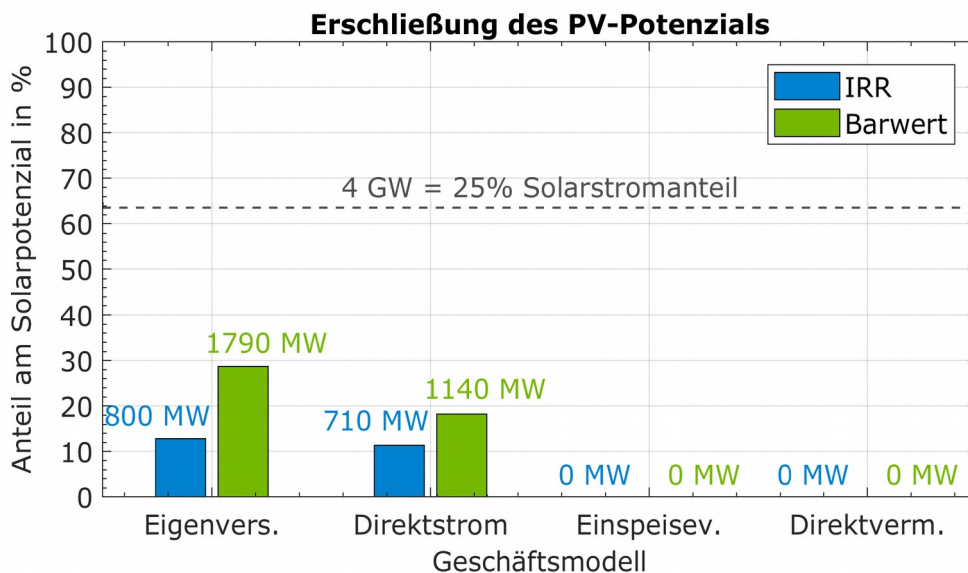
sind. Die volleinspeisenden Modelle rechnen sich hingegen in der Simulation bei keinem einzigen Gebäude. Die Wahl des Geschäftsmodells ist hier also entscheidend für die Größe des wirtschaftlich erschließbaren Gebäudebestands.

Es ist zu erkennen, dass die Wahl der Optimierungsmethode a) oder b) keinen Einfluss auf die Gebäudeanzahl hat.

#### 4.2 Wirtschaftlich erschließbares PV-Potenzial

In Abbildung 3 ist die jeweils installierte Modulfläche für jedes Geschäftsmodell summiert und im Verhältnis zum Gesamtpotenzial Berlins (6,3 GW) dargestellt [5]. Zusätzlich ist gekennzeichnet die 4 GW an PV-Leistung, die bei einem Jahresertrag von 850 kWh/kW insgesamt notwendig sind, um den Berliner Jahresstrombedarf von 13,6 TWh zu einem Viertel zu decken [7]. Die gestrichelte Linie entspricht also dem Zielwert des Berliner Energie- und Klimaschutzprogramms [1].

Dabei ist zu erkennen, dass es einerseits Unterschiede zwischen den Geschäftsmodellen gibt. Andererseits stehen auch deutliche Differenzen innerhalb von Geschäftsmodellen in Abhängigkeit von der Optimierung a) auf die Projektrendite oder b) auf den Barwert hervor.



**Abbildung 3:** Vergleich unterschiedlicher simulierter Geschäftsmodelle anhand der insgesamt installierten Leistung in Bezug auf das Berliner Solarpotenzial bei jeweiliger Optimierung der PV-Anlagengröße auf Rendite (IRR) oder Barwert.

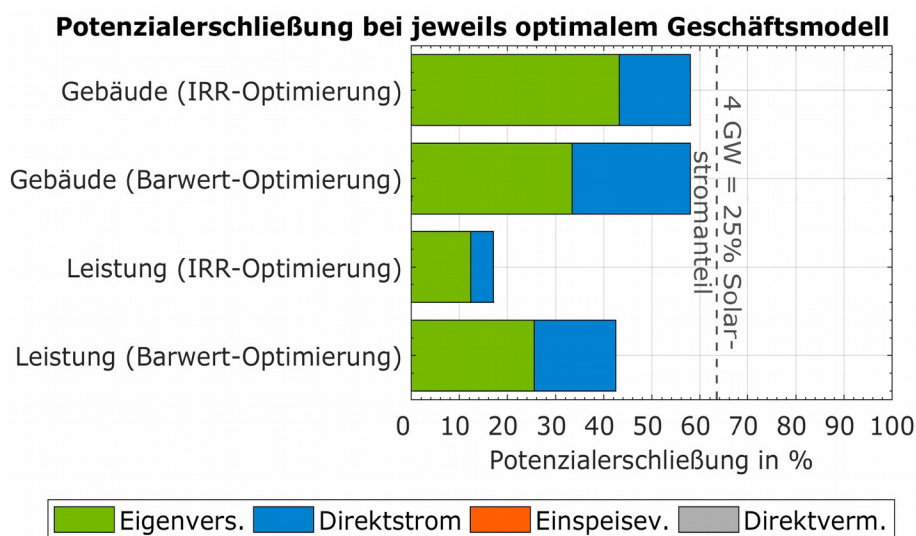
29 % des Berliner Solarpotenzials könnten im Eigenversorgungsmodell realisiert werden. Dieser Wert reduziert sich um mehr als die Hälfte auf 13 %, wenn statt dem Barwert der Investition die Projektrendite als Optimierungsgröße verwendet wird. Die Bandbreite der Ergebnisse ist beachtlich: Aufgrund der Wahl einer anderen Vergleichszahl als Optimierungsgröße ändert sich die realisierte PV-Leistung um annähernd 1 GW (990 MW).

Direktstromangebote können 11 % (IRR-Optimierung) bis 18 % (Barwert-Optimierung) des Potenzials erschließen. Auch hier ist der Unterschied zwischen den Optimierungen a) und b) mit 430 MW enorm.

Es kann grundsätzlich festgehalten werden, dass die jeweilige Größe der realisierbaren PV-Anlage bei identischer Anzahl erschlossener Gebäude deutlich von der Kennzahl der wirtschaftlichen Optimierung abhängt. Ferner sind volleinspeisende Geschäftsmodelle bei den gegebenen Rahmenbedingungen schlecht wirtschaftlich darstellbar.

### 4.3 Auswahl des jeweils ertragreichsten Geschäftsmodells

Anhand der durch die Optimierungen a) und b) für jedes Geschäftsmodell ausgewählten optimalen PV-Anlagen wird nun für jedes Gebäude das ertragreichste Modell gewählt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4 für die ausgewählten Geschäftsmodelle summiert dargestellt.



**Abbildung 4:** Vergleich der Zahl der erschlossenen Gebäude und der PV-Leistung bei Optimierung nach Projektrendite (IRR) oder Barwert.

Bei beiden Optimierungen werden gleich viele Gebäude erschlossen. Die 132100 Gebäude entsprechen einem Anteil von 58 % des geeigneten Gebäudebestands. Allerdings entspricht dies nicht dem Anteil der realisierbaren PV-Leistung am Gesamtpotenzial. Bei individueller Optimierung nach Höhe des Barwerts werden 42 % des Potenzials erschlossen (2,66 GW). Wird jedoch jeweils immer nur das Geschäftsmodell mit der höchsten Rendite gewählt, so reduziert sich die Gesamtleistung nochmals auf unter die Hälfte (1,07 GW bzw. 17 %).

Insgesamt fällt auf, dass das Eigenversorgungsmodell meistens das rentabelste ist. Der Verteilung der erschlossenen PV-Leistung nach handelt es sich dabei nicht nur um kleine PV-Anlagen.

Es folgen die Direktstromkonzepte, im Falle von Mietshäusern also Mieterstrom, welche einen Großteil der erschlossenen Leistung ausmachen.

Volleinspeisende Geschäftsmodelle kommen aufgrund der relativ hohen Stromgestehungskosten auf Gebäuden bei gleichzeitig niedrigen Erlösaussichten nicht zum Einsatz.

#### 4.4 Erschlossene Gebäudetypen und Zielgruppen

Die Unterschiede zwischen den Geschäftsmodellen bei der Zahl der erschlossenen Gebäude sind markant. So können Eigenversorgungsmodelle bei etwa doppelt so vielen Immobilien Anwendung finden wie Modelle der Direktlieferung. Gleichzeitig sind deren kumulierte PV-Leistungen bei Optimierung a) deutlich näher beieinander. Deshalb erscheint eine Betrachtung der jeweiligen Gebäudebestände interessant.

Die Unterscheidung erfolgt anhand der Gebäudenutzungen in die Bereiche Wohnen, Gewerbe und Öffentliche Gebäude [4]. Ferner werden Wohngebäude anhand ihrer Größe in Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH) sowie Mehrfamilienhäuser (MFH) unterteilt. In Tabelle 2 ist die Verteilung des für PV-Anlagen geeigneten Gebäudebestands Berlins dargestellt.

**Tabelle 2:** Berliner Gebäudebestand mit PV-Potenzial.

	EFH	MFH	Öffentliche Gebäude	Gewerbe
Gebäudebestand mit PV-Potenzial	103100	91400	7300	26000
Anteil in %	45	40	3	11
PV-Potenzial in MW	800	2600	600	2200
Anteil in %	13	42	10	35

Die Ergebnisse der Optimierung a) nach der maximaler Projektrendite sind in Abbildung 5 dargestellt. Dem gegenüber stehen die Ergebnisse der Optimierung b) nach dem Barwert in Abbildung 6. Es sind die Summen der vier Geschäftsmodelle einzeln sowie die Summe des jeweils besten Geschäftsmodells entsprechend der Optimierungen dargestellt. Letztere entsprechen den Werten aus Abschnitt 4.3.

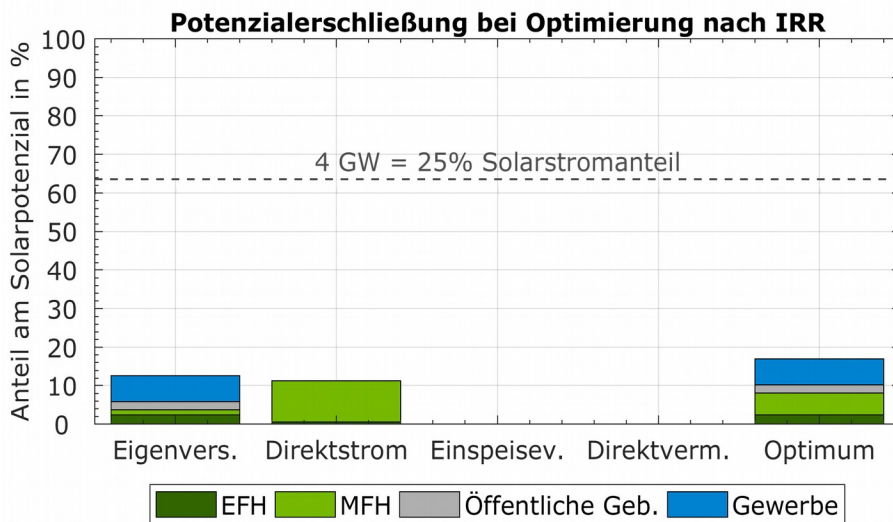
Die Verteilung auf die Gebäudekategorien ergibt bei Optimierung a), dass sich Eigenversorgungskonzepte auf allen Gebäudetypen umsetzen lassen. Wie bereits in Abbildung 4 erkennbar, ist es sehr oft das rentabelste Geschäftsmodell. Insbesondere im Gewerbebereich liegen hier großen Erschließungsmöglichkeiten. Die teilweise Befreiung von der EEG-Umlage ist hier wesentlich für die günstige Kostensituation verantwortlich. Wegen der Abhängigkeit der Rendite vom Stromverbrauch des Gebäudes werden insgesamt nur gut 800 MW installiert.

Naheliegenderweise sind Direktstromkonzepte, also u. a. Mieterstrom, besonders für MFH geeignet. Das liegt einerseits an der guten Erlösmöglichkeit durch die hohen vermiedenen Strombezugskosten des Netzstroms. Im Vergleich zum Eigenversorgungsmodell, bei dem nur der gemeinsame genutzte Strombedarf z. B. für die Treppenhausbeleuchtung gedeckt werden kann, bestimmen bei Mieterstrom die Verbräuche in den Wohnungen die Absatzmenge. Gleichzeitig sind die vorhandenen Dachflächenpotenziale im Verhältnis zum Stromverbrauch im Gebäude eher gering, so-



dass insgesamt gut 700 MW an PV-Leistung wirtschaftlich sinnvoll installiert werden können.

Bei der Wahl des jeweils besten Geschäftsmodells stellt sich eine Verteilung auf die Gebäudetypen ein, die dem Verhältnis der jeweiligen Anteile am Gebäudebestand Berlins entsprechen.



**Abbildung 5:** Vergleich unterschiedlicher simulierter Geschäftsmodelle sowie optimales Geschäftsmodell anhand der insgesamt installierten Leistung je Gebäudetyp in Bezug auf das Berliner Solarpotenzial bei Optimierung nach Rendite.

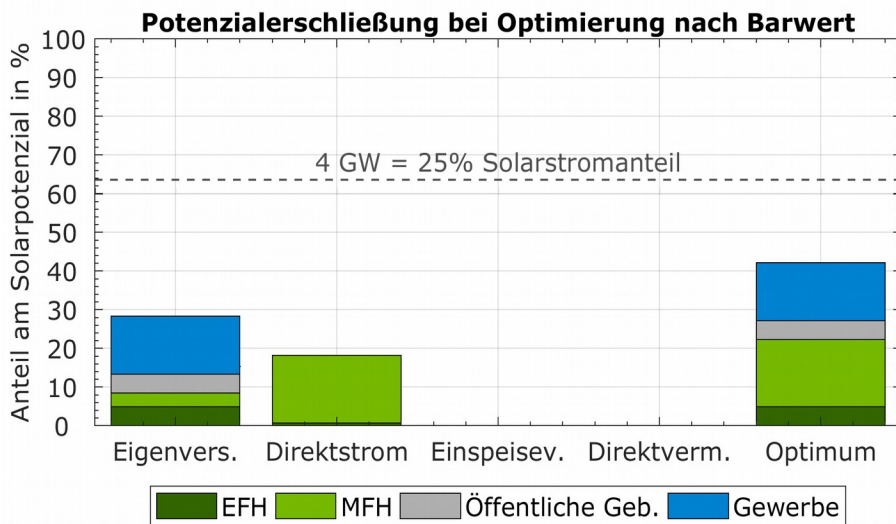
Wie bereits in Abschnitt 4.2 dargestellt, ergeben sich mit der Zielgröße des Barwerts der Investition deutlich andere Auslegungen von PV-Anlagen. Die Verteilung auf die Gebäudetypen bei Optimierung b) entspricht der Verteilung in Tabelle 2.

Mit dem Eigenversorgungsmodell kann erneut am meisten PV-Potenzial erschlossen werden. Die PV-Leistung von über 1,7 GW wird auf allen Gebäudetypen realisiert. Es überwiegen Gewerbeflächen mit 940 MW. Der Rest verteilt sich auf öffentliche Gebäude (300 MW), die zahlreichen EFH (310 MW) und auf den Geschosswohnungsbau (220 MW).

Das Direktstrommodell überzeugt fast ausschließlich bei den MFH. Durch die geänderte Optimierung erhöht sich die realisierbare Fläche der PV-Anlagen allerdings um 60 % auf über 1,1 GW. Für öffentliche und gewerbliche Immobilien, die geringere Strombezugskosten aufweisen und keinen Mieterstromzuschlag erhalten, eignet sich dieses Geschäftsmodell nur selten.

Bei der Wahl des Geschäftsmodells, das jeweils die größten Erlöse in Form des Barwertes verspricht, ergibt sich eine Kombination der oben genannten Potenziale für Eigenversorgungsmodelle mit dem Potenzial für Mieterstrom.

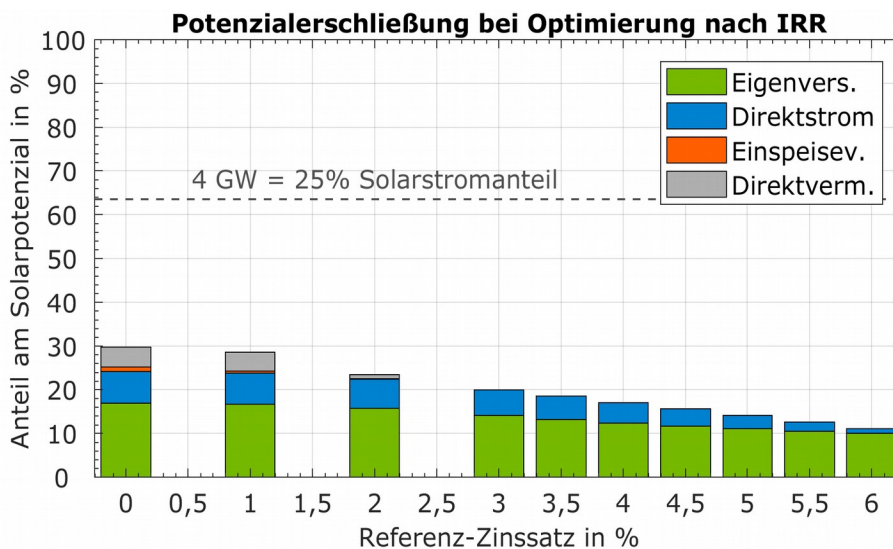




**Abbildung 6:** Vergleich unterschiedlicher simulierter Geschäftsmodelle sowie optimales Geschäftsmodell anhand der insgesamt installierten Leistung je Gebäudetyp in Bezug auf das Berliner Solarpotenzial bei Optimierung nach Barwert.

#### 4.5 Parametervariation des Referenz-Zinssatzes

Um die Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von der Einflussgröße des Referenz-Zinssatzes bewerten zu können, wird dieser Parameter in einem Bereich von 0 % bis 6 % variiert. Die Ergebnisse sind getrennt nach den Optimierungen a) in Abbildung 7 und b) in Abbildung 9 dargestellt.



**Abbildung 7:** Potenzialerschließung bei einer Parametervariation des Referenz-Zinssatzes nach Optimierung a).

Für die Optimierung a) hat die Variation der erforderlichen Mindestrendite einen geringen Einfluss auf die Potenzialerschließung. Werden statt der anfänglich angenommenen 4 % nur noch 3 % Rendite eingefordert, so erhöht sich das dadurch erschlossene Solarpotenzial um 180 MW auf 1,25 GW. Volleinspeisende Modelle sind dabei

weiterhin nicht wirtschaftlich. Werden nur Projekte realisiert, die 5 % Projektrendite erwirtschaften, vermindert sich die PV-Leistung um 190 MW auf 880 MW insgesamt. Selbst bei einem Referenz-Zinssatz von 0 % werden mit insgesamt 1,86 GW nur 30 % des Potenzials erschlossen. Die Anlagenauslegung nach der Projektrendite ergibt demnach selbst bei geringen Ansprüchen an die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage keine für den Klimaschutz sinnvolle Dimensionierungsempfehlung.

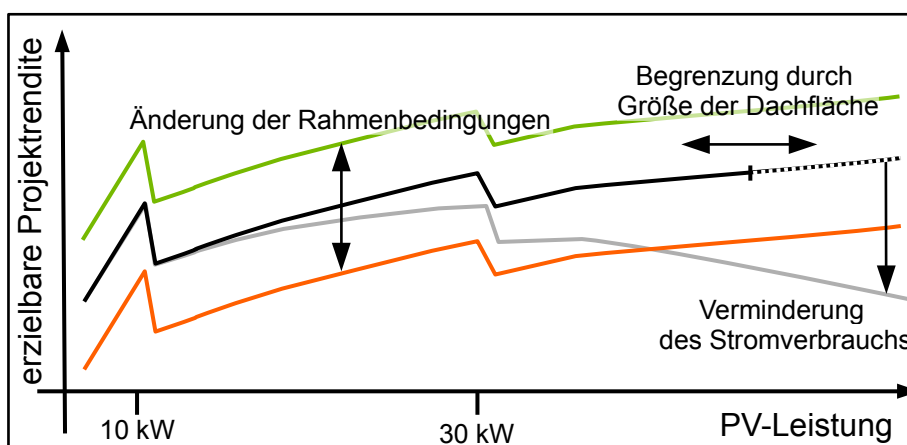
Ursächlich hierfür ist der Kurvenverlauf der Rendite in Abhängigkeit von der PV-Anlagengröße. Dieser Verlauf ist schematisch in Abbildung 8 als schwarze Linie dargestellt. Deutlich zu erkennen ist die deutlich verschlechterte Wirtschaftlichkeit bei 10 kW und 30 kW, wo sich die Rahmenbedingungen des EEG stark ändern. Über weite Bereiche hat die Kurve nur eine geringe Steigung, sodass der Wert nicht stark von anderen Anlagendimensionierungen abweicht. Dies erklärt, warum auch PV-Anlagengrößen, die nicht im Punkt der maximalen Rendite liegen, dennoch wirtschaftlich attraktiv sind. Dies gilt eben insbesondere für größer ausgelegte PV-Anlagen.

Begrenzt wird die mögliche PV-Leistung und damit das Ende der Kurve durch die zur Verfügung stehende Dachfläche (gestrichelt).

Die Höhe des Eigenverbrauchs beeinflusst die Steigung der Kurve. Ist der Eigenverbrauch gering, sinkt die Rendite bei größeren PV-Leistungen ab (grau).

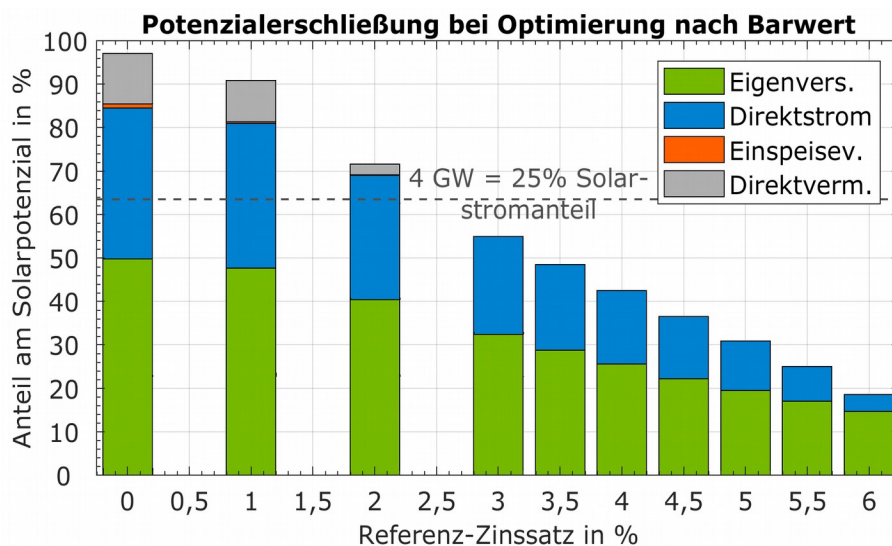
Eine Änderung der Rahmenbedingungen, wie bspw. eine Änderung der Einspeisevergütung, verändert lediglich die Höhe der Rendite, jedoch nicht den grundsätzlichen Kurvenverlauf. Während eine Verschlechterung der Rahmenbedingungen (orange) die Kurve insgesamt zu niedrigeren Renditen verschiebt, steigert eine höhere Einspeisevergütung hingegen die erzielbaren Renditen (grün). Der Scheitelpunkt der Kurve liegt dennoch bei einer sehr kleinen Dimensionierung, sodass der überwiegende Teil der Potenzialflächen ungenutzt bleibt.

Für die Optimierung a) summiert sich dieser unerschlossene Teil auf 70 % des gesamten Potenzials.



**Abbildung 8:** Schematischer Verlauf der Rendite in Abhängigkeit von der PV-Anlagenleistung mit verbesserten (grün) oder verschlechterten (orange) Rahmenbedingungen. Auch die Abhängigkeit von der Größe der Dachfläche (gestrichelt) und des Stromverbrauchs (grau) ist dargestellt.

Bei der Betrachtung der PV-Anlagenauslegung nach Optimierung b) auf den Barwert in Abbildung 9 zeigt sich eine stärkere Abhängigkeit vom angenommenen Referenzzinssatz als bei der Optimierung a).



**Abbildung 9:** Potenzialerschließung bei einer Parametervariation des Referenzzinssatzes nach Optimierung b).

Eine Verminderung des Referenzzinssatzes auf 3 % erhöht die insgesamt erschließbare PV-Leistung um 770 MW auf 3,43 GW. Dennoch bleiben volleinspeisende Geschäftsmodelle unwirtschaftlich. Wird der Referenzzinssatz stattdessen auf 5 % angehoben, vermindert sich das zu erschließende PV-Potenzial um 720 MW auf 1,94 GW.

Es zeigt sich, dass der Anteil des erschließbaren Solarpotenzials umgekehrt proportional mit dem Absenken des Referenzzinssatzes korreliert. So könnten bei Ansetzen der aktuellen Inflationsrate von etwa 2 % als Referenzzinssatz fast drei Viertel des PV-Potenzials erschlossen werden. Insgesamt ließen sich bei auf den Barwert optimierten PV-Anlagenauslegungen ohne Gewinnerwartung 97 % des Berliner Solarpotenzials erschließen, also ein Vielfaches der Anlagen mit Optimierung auf die Projektrendite.

## 5 Zusammenfassung und Interpretation der Ergebnisse

Die Geschäftsmodelle sind nicht für alle Dachflächen gleichermaßen geeignet. Während die Eigenversorgung bei der Hälfte und die Direktstromlieferung (mit oder ohne Mieterstromzuschlag) bei einem Viertel der Gebäude Anwendung finden könnte, erzielen die beiden volleinspeisenden Geschäftsmodelle keine ausreichend hohen Erträge, um eine sinnvolle Realisierung zu gewährleisten. Direktversorgungskonzepte funktionieren am besten als Mieterstrom, wohingegen Gewerbe, öffentliche Gebäude und EFH von der Eigenversorgung am meisten profitieren.

Deutlich wird der Einfluss der Optimierungsgröße: Wird statt der Projektrendite der Nettobarwert betrachtet, können die realisierbaren PV-Leistungen bei Eigenversor-

gungs- und Direktstrommodellen deutlich gesteigert werden. Anders verhielte es sich bei den einspeisenden Geschäftsmodellen. Hier werden die lohnenden Dachflächen in beiden Fällen fast komplett ausgeschöpft.

Die Untersuchung zeigt, dass der Einfluss der maximalen Rendite als Optimierungsgröße überwiegt. So wird ein großer Teil der Dachflächen nicht für PV-Anlagen genutzt, obwohl dies bei Betrachtung des Barwertes weiterhin wirtschaftlich wäre. Insgesamt bleibt dadurch ein Großteil des vorhandenen Dachflächenpotenzials unberücksichtigt. Aktuell ist demnach keines der modellierten Geschäftsmodelle in der Lage, das PV-Potenzial vollständig zu erschließen. Rein marktwirtschaftliche Mechanismen scheinen die eingangs genannte Zielstellung bei Weitem zu verfehlen. Vor diesem Hintergrund sollte das klimapolitische Anreizsystem überdacht werden.

## 6 Schlussfolgerungen

Zur Erreichung der Klimaschutzziele muss in Berlin ein Solarstromanteil von mehr als 25 % an der Stromversorgung erzielt werden. Es konnte gezeigt werden, dass dies unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wohl kaum erreicht werden kann.

Verlässt sich der Senat beim Erreichen der Klimaschutzziele ausschließlich auf marktwirtschaftliche Akteure, nimmt er damit ein Scheitern unmittelbar in Kauf. Denn dies würde bedeuten, dass einerseits nicht alle Dächer und andererseits jeweils nicht die volle Dachfläche erschlossen würden, da keine entsprechenden Renditen erzielt werden können.

Um der Vorsorge zur Klimakrise dennoch gerecht zu werden, muss politisch entschieden werden, wie die Investitionen in die Energiewende geleistet und die ökonomischen Gewinne verteilt werden können.

Zur Erreichung der politisch gewünschten Klimaschutzziele kämen folgende Maßnahmen in Frage:

- **Vorsorge durch Investition:** Institutionen und Marktteilnehmer werden mit dem Auftrag versehen, die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien mit zusätzlich bereitgestellten Mitteln zu realisieren und sich hierbei auf diejenigen Bereiche zu fokussieren, die marktwirtschaftlich nicht adressiert werden (bspw. durch bessere Finanzierung von Stadtwerken, Ausschreibung geförderter Dachflächen an Energiedienstleister, kostenfreie Beratungsangebote, Informationskampagnen, Vernetzung der Akteure).
- **Vorsorge durch Regulierung:** Verpflichtende Maßnahmen zur Umsetzung von Solarenergieprojekten werden implementiert (bspw. durch eine PV-Pflicht bei Gebäudesanierungen und Klimaschutzvereinbarungen mit Unternehmen).
- **Anreize verstärken:** Wirtschaftlichkeit von Solarstrom wird verbessert (bspw. durch Anhebung der Einspeisevergütung, Abbau von Hürden wie der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch, Vereinfachung der Netzanschlussbedingungen) sowie externe Kosten der fossilen Energieträger internalisiert (bspw. durch eine CO<sub>2</sub>-Abgabe).

## Danksagung

Wir danken dem Fördermittelgeber für die Ermöglichung der Ausarbeitung im Rahmen des Projektes PV2City. Das Vorhaben PV2City wird im Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung (BENE) aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin gefördert (Förderkennzeichen 1048-BS-0).

## Literaturverzeichnis

- [1] *Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm (BEK) 2030 – Umsetzungszeitraum 2017-2021*, Bd. Konsolidierte Fassung. 2018.
- [2] IP SYSCON GmbH, „Solaranlagenkataster Berlin - Ergebnisbericht Datenstand Januar 2016“, Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, Berlin, Jan. 2016.
- [3] simuPLAN, „Solaratlas Berlin“.
- [4] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen und Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „Geoportal Berlin / ALKIS Berlin“.
- [5] J. Bergner, B. Siegel, und V. Quaschning, „Das Berliner Solarpotenzial“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, Kurzstudie, 2018.
- [6] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „Veröffentlichung von EEG-Registerdaten und Vergütungssätzen“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG\\_Registerdaten/EEG\\_Registerdaten\\_node.html;jsessionid=167ECBCF2D0A34A9CC5FB2B9CFB01282](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=167ECBCF2D0A34A9CC5FB2B9CFB01282). [Zugegriffen: 23-Nov-2018].
- [7] Stromnetz Berlin GmbH, „Zahlen, Daten, Fakten“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stromnetz.berlin/de/zahlen-daten-fakten.htm>. [Zugegriffen: 16-Aug-2018].