

Überprüfung der aktuellen Förderung von Photovoltaikanlagen für Prosumer mit Stromspeicher in Luxemburg

Institut für Gebäude-Energieforschung Dr. Markus Lichtmeß (ingefo)

Markus Lichtmeß

Im Auftrag von

Ministeriums für Energie und Raumentwicklung, Luxemburg

Version 1.4

Kurzbericht im Entwurf

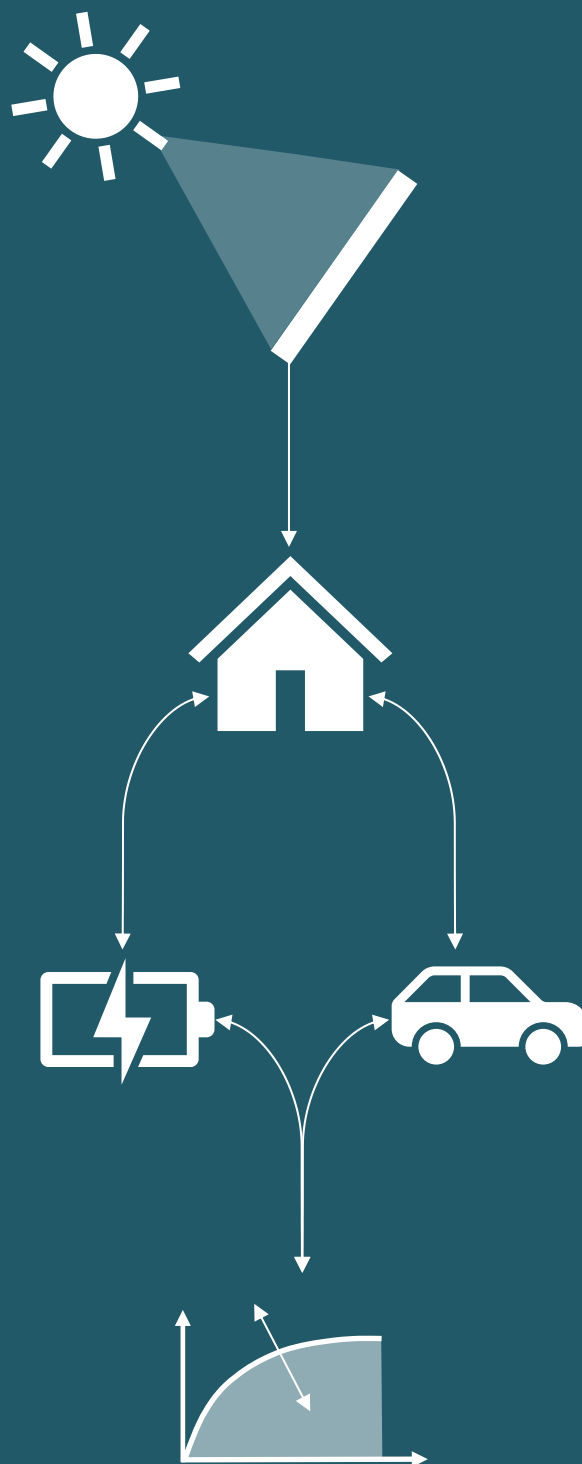
6. September 2022

Redaktionelles Update 29.09.2022

[Schlüsselwörter: Einspeisevergütung, Prosumer, Photovoltaik, Autarkie, Eigenverbrauch, Stromspeicher, Batterie]

Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung	3
1.1 Stromspeicher	4
1.2 Begrifflichkeiten	5
1.3 Berechnungsschema	5
2 Normierte Ergebnisse	6
2.1 Anlagen ohne Stromspeicher	6
2.2 Anlagen mit Stromspeicher	7
2.3 Auslegungsempfehlung	10
3 Individuelle Ergebnisse	10
3.1 Randbedingungen	12
3.2 Wirtschaftlichkeitskenngrößen	13
3.3 Ergebnisse	13
3.3.1 Volleinspeisung	14
3.3.2 Eigenverbrauch	15
3.3.3 Förderhöhe bei variablen Kosten	16
3.3.4 Sensitivität höhere initiale Energiekosten	18
3.3.5 Allgemeine Darstellung	19
4 Diskussion der Ergebnisse	20
5 Literaturverzeichnis	22
6 Anhang	23
6.1 Förderung bei variablen Kosten	23
6.1.1 Einfamilienhaus mit Technikstrom	23
6.1.2 Einfamilienhaus ohne Technikstrom	23
6.1.3 Mehrfamilienhaus mit Technikstrom	24
6.1.4 Mehrfamilienhaus ohne Technikstrom	25
6.1.5 Nichtwohngebäude mit Technikstrom	25
6.1.6 Nichtwohngebäude ohne Technikstrom	26
6.2 Förderung bei variablen Kosten – Sensitivität	27
6.2.1 Gebäudeauswertungen Variante 1	27
6.2.2 Gebäudeauswertungen Variante 2	31
6.2.3 Gebäudeauswertungen Variante 3	35
6.3 Allgemeine Auswertung	40
6.3.1 Erforderliche Förderhöhe	40
6.3.2 Amortisation ohne Förderung	43
6.3.3 Amortisation mit Förderung	45
6.4 Gebäudebezogene Ergebnisse	47
6.4.1 Einfamilienhaus mit Technik	47
6.4.2 Einfamilienhaus ohne Technik	49
6.4.3 Mehrfamilienhaus mit Technik	51
6.4.4 Mehrfamilienhaus ohne Technik	53
6.4.5 Nichtwohngebäude mit Technik	55
6.4.6 Nichtwohngebäude ohne Technik	57



In Luxemburg werden Photovoltaikanlagen über zwei Mechanismen gefördert. Bei der traditionellen Volleinspeisung gibt es neben einer Investitionsbeihilfe auch einen geförderten Einspeisetarif. Für Prosumer-Anlagen mit Eigenverbrauch fällt die Investitionsbeihilfe höher aus. Allerdings wird dafür keine geförderte Einspeisevergütung gewährt. Zur Steigerung des Eigenverbrauchs können Stromspeicher eingesetzt werden und deren Nutzung hat in den letzten Jahren zugenommen. Die Einbeziehung von Stromspeichern im vorhandenen Fördersystem soll für Anlagen bis 30 kW_p dahingehend überprüft werden. Dafür werden umfangreiche Simulationen durchgeführt und der energetische und wirtschaftliche Einfluss von Stromspeichern bewertet. Pauschale leistungsbezogene Größen können zu einer Überdimensionierung von Speichern führen. Für eine sinnvolle Auslegung von Stromspeichern sind mehrere Aspekte einzubeziehen. Mit den folgenden Regeln kann ein Speicher für Wohngebäude überschlägig dimensioniert werden:

- Solarpotential: Leistung der Photovoltaikanlage > 0,5 kW_p je 1.000 kWh Jahresstromverbrauch
- Begrenzung auf die Anlagenleistung: Speichergöße < 1,5 kWh je 1 kW_p Leistung der Photovoltaikanlage
- Begrenzung auf den Verbrauch: Speichergöße < 1,5 kWh je 1.000 kWh Jahresstromverbrauch

Im Luxemburger Fördersystem können Stromspeicher mit in die anrechenbaren Kosten einbezogen werden (50 % der Kosten bis max. 1.250 €/kW_p) – sofern es politisch gewünscht ist Stromspeicher aktiv zu fördern. Anlagen mit sinnvoll ausgelegten Stromspeichern sind unter Berücksichtigung der vorhandenen Fördersätze in der Regel wirtschaftlich – auch wenn Anlagen ohne Speicher im Vergleich besser dastehen. Der Einsatz von Speichern führt – bei derzeitigen Preisen – meist zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Varianten ohne Speicher. Der Fokus auf eine Eigenverbrauchsoptimierung ist hinsichtlich der Erreichung der Klimaschutzziele kein sinnvoller Parameter, da in diesem Fall Photovoltaikanlagen unter Umständen kleiner dimensioniert werden und das Solarpotential von Gebäuden nicht vollständig ausgeschöpft wird. Die Einbeziehung in das Fördersystem sollte nicht dazu führen, dass Photovoltaikanlagen tendenziell kleiner und Speicher größer werden und es sollten keine Speicher gefördert werden, die überdimensioniert sind. Darüber hinaus kann perspektivisch bei steigender Elektrifizierung des Individualverkehrs mit bidirektionalem Laden der Einsatz von Hausspeichern in Frage gestellt werden. Tabelle 1 zeigt eine mögliche Begrenzung für eine sinnvolle Speicherauslegung. Die Strombedarfe können je Gebäudetyp und Wärmeerzeuger pauschal festgelegt werden.

Tabelle 1. Maximale Speichergößen für Wohngebäude¹

Stromverbrauch	Leistung der Photovoltaikanlage						
	4 kW _p	5 kW _p	6 kW _p	7 kW _p	8 kW _p	9 kW _p	10 kW _p
2.000 kWh/a	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
3.000 kWh/a	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
4.000 kWh/a	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
5.000 kWh/a	6,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
6.000 kWh/a	6,0	7,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
7.000 kWh/a	6,0	7,5	9,0	10,5	10,5	10,5	10,5
8.000 kWh/a	6,0	7,5	9,0	10,5	12,0	12,0	12,0
9.000 kWh/a	– ²	7,5	9,0	10,5	12,0	13,5	13,5
10.000 kWh/a	– ²	7,5	9,0	10,5	12,0	13,5	15,0

¹ Ermittlung mit nahezu deckungsgleichen Ergebnissen aus [17].

1 AUFGABENSTELLUNG

In Luxemburg werden Photovoltaikanlagen an Gebäuden mit einer Einspeisevergütung des Energieministeriums [1] und einer Investitionsbeihilfe über das Umweltministerium [2] gefördert. Es existieren verschiedene Vergütungsformen für erzeugten Strom aus verschiedenen Quellen. Von Einzelтарifen über Marktprämien bis zu Ausschreibungen. Die Anwendung ist von der Rechtsform (natürliche und juristische Person, Genossenschaft oder Gesellschaft des bürgerlichen Rechts) und der Anlagengröße abhängig. In der Vergangenheit wurden Anlagen überwiegend mit Volleinspeisung betrieben. Da Anlagen mit Volleinspeisung unabhängig vom Stromverbrauch des Gebäudes betrieben werden, ist die Festlegung der Fördermodalitäten relativ gut planbar und im Wesentlichen anhängig von der Preisentwicklung der Anlagen. Unter anderem auch aufgrund steigender Strombezugpreise werden Anlagen mit Eigenverbrauch für viele Nutzer interessanter. Diese Einspeiseform ist in Luxemburg seit einigen Jahren möglich. Die Wirtschaftlichkeit solcher Prosumer-Anlagen hängt neben den Investitionskosten und der Vergütung für die Einspeisung auch vom Strombezugspreis und vom erreichten Eigenverbrauch ab, der sich mit Stromspeichern (Batterien) steigern lässt. Das aktuelle Förderprogramm für Anlagen mit Eigenverbrauch sieht nur eine Investitionsbeihilfe und keine geförderte Einspeisevergütung vor. Folgende Tabelle zeigt die Förderbedingungen für Anlagen bis zu einer Leistung von 30 kW_p für das Jahr 2023.

Tabelle 2. Übersicht Förderung von PV-Anlagen bis 30 kW_p

System	Investitionsbeihilfe	Einspeisevergütung 2023
Volleinspeisung	20 % ≤ 500 €/kW _p	bis 10 kW _p = 0,146 €/kWh (15a) bis 30 kW _p = 0,137 €/kWh (15a)
Eigenverbrauch	50 % ≤ 1.250 €/kW _p	Abnahmetarif (~ 0,035 €/kWh)

In Deutschland gelten seit Anfang August 2022 neue Einspeisetarife für Eigenverbrauch und Volleinspeisung. Folgendes Bild zeigt die derzeit in Luxemburg und Deutschland vorgesehenen Förderungen. Die Höhe der Einspeisevergütung alleine lässt keinen direkten Vergleich bezüglich der Förderqualität zu, da in Luxemburg eine Investitionsbeihilfe hinzukommt.

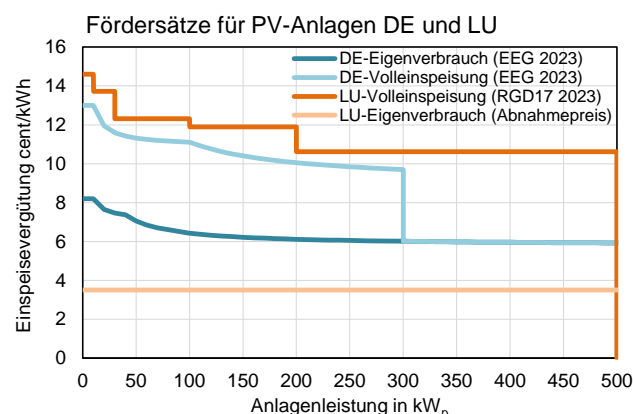


Abbildung 1. Vergleich der Einspeisetarife für Solarstrom.

Bei Anlagen mit Eigenverbrauch verpflichtet man sich in Luxemburg über die Lebenszeit der Anlage für diese Einspeiseform. Selbst verbrauchter Strom muss nicht aus dem Netz bezogen werden und überschüssiger Strom wird in das Netz

² Geringe solare Überschüsse, Photovoltaikanlage < 0,5 kW_p/MWh.

eingespeist und vom Stromversorger abgenommen – zu einem Abnahmetarif, der sich am Börsenstrompreis orientiert und eine Aufwandsentschädigung für die Vermarktung beinhaltet. Dafür fällt im Vergleich zur Volleinspeisung die Investitionsbeihilfe deutlich höher aus. Es werden 50 % der anrechenbaren Investitionskosten subventioniert bis zu einer maximalen Förderhöhe von 1.250 €/kW_p. Stromspeicher zählen derzeit nicht zu den anrechenbaren Kosten. Im Rahmen der vorhandenen Förderung von Photovoltaikanlagen stellen sich die Fragen:

- Können Stromspeicher mit in das bestehende Fördersystem einbezogen werden?
- Ist bei der Berücksichtigung von Speichern dabei die Angabe einer Dimensionierungsbandbreite sinnvoll.

Die durchgeführten Analysen dieser Kurzstudie beziehen sich auf Anlagen mit einer Leistung von bis zu 30 kW_p.

1.1 STROMSPEICHER

Mit einer Batterie kann ein Teil des tagsüber überschüssig erzeugten Stroms zwischengespeichert und in der Nacht oder an einem darauffolgend sonnenarmen Tag an das Gebäude angegeben werden. Stromspeicher werden im Bereich üblich für diese Art der Anwendung ausgelegt. Abbildung 2 veranschaulicht qualitativ die Speichernutzung in einer Tagesbilanz. Da Stromspeicher selbst keinen Strom erzeugen, sondern nur den Strombezug aus dem Netz reduzieren, erfolgt die Auslegung vorwiegend aus monetären Gesichtspunkten. Der umweltrelevante Beitrag eines Stromspeichers liegt in erster Linie in der Stabilisierung des Stromnetzes, um vor allem an sonnenreichen Tagen die erzeugten Stromspitzen besser zu beherrschen. Wenn der Zubau der solaren Stromerzeugung weiter zunimmt, steigen entsprechend auch die tagsüber anfallenden Überschüsse. Zur Nutzung dieser Überschüsse eignen sich, neben zentralen Speicher- oder Energieumwandlungslösungen, auch dezentrale Speicher oder semi-dezentrale Quartierspeicher.

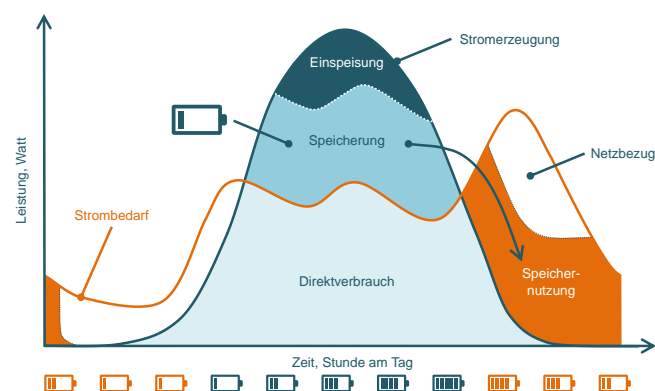


Abbildung 2. Qualitative Darstellung der Strombilanz für ein Wohngebäude, dazu die Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage. Der erzeugte Strom unterhalb des Lastprofils kann direkt verbraucht werden, darüber hinaus kann Strom in den Speicher gespeist werden. Überschüssiger Strom wird in das Stromnetz eingespeist. Nachts kann das Gebäude aus dem Stromspeicher versorgt werden. Bild aus [3].

Im Rahmen der zunehmenden Elektrifizierung des Individualverkehrs nimmt zukünftig entsprechend auch der Strombedarf zu. Die Fahrzeuge stellen im Fall von bidirektionalem Laden³ allerdings auch eine beachtliche Speicherkapazität zur Verfügung. Fahrzeugspeicher haben eine deutlich größere Speicherkapazität als übliche Stromspeicher (Hausspeicher) von Photovoltaikanlagen und sind vergleichsweise kostengünstiger und ohnehin Bestandteil eines Fahrzeugs. Bei entsprechender Verbreitung von Elektrofahrzeugen – bis zum elektrischen Zweitwagen – ist die Verwendung von zusätzlich individuellen Stromspeichern für Photovoltaikanlagen daher in Frage zu stellen. Die Ausnutzung und Auslegung eines Stromspeichers hängen wesentlich von folgenden Faktoren ab:

- Höhe und Verlauf (Stromlastprofil, folgend SLP) des Gebäudestrombedarfs.
- Größe und Orientierung der Photovoltaikanlage und erzeugte Strommenge.
- Speicherkapazität und Lade-/Entladeleistung.
- Kosten der Photovoltaikanlage und des Stromspeichers, sowie die Lebensdauer der Komponenten.
- Strombezugskosten und Vergütung von eingespeistem Strom.

Die Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichers kann überschlägig bestimmt werden. Ausgehend von der Annahme, dass Speicher überwiegend tagesbezogen ausgelegt werden und Speicher neben einer kalendarischen Lebensdauer auch eine Zykluslebensdauer (Be- und Entladungen) haben, können vereinfacht die Grenzkosten bestimmt werden, ab denen sich die Verwendung eines Speichers lohnt. Dafür wird von der Annahme gebraucht gemacht, dass die Investitionskosten über die Lebenszeit des Speichers durch eingesparte Energiekosten wieder erwirtschaftet werden. Ein Speicher mit einer Kapazität von 5 kWh soll mit 250 vollständigen Be- und Entladezyklen pro Jahr betrieben werden. Dadurch ergibt sich – ohne Berücksichtigung von Verlusten – ein Energieumsatz von 1.250 kWh/a. Strom, der nicht aus dem Stromnetz bezogen und eingekauft werden muss. In Luxemburg liegt der Strombezugspreis bei derzeit rund 0,20 €/kWh [4], [5], [6]. Zieht man davon den allgemeine Abnahmetarif von 0,035 €/kWh ab, da der Strom nicht eingespeist wird, ergibt sich eine jährliche Einsparung von 206 €/a. Geht man von einer mittleren Lebenserwartung für Speicher von 15 Jahren [7] aus, ergeben sich rund 3.100 € eingesparte Energiekosten. Für eine einfache Amortisationsrechnung sind das die Investitionskosten des Speichers, damit über die Lebensdauer des Speichers die Investitionskosten durch Energieeinsparung wieder erwirtschaftet werden. Bezogen auf 5 kWh entspricht das spezifischen Speicherkosten von 618 €/kWh. Bezieht man das Beispiel auf Deutschland mit einem Strompreis von etwa 0,35 €/kWh^{4,5}, liegen die Grenzkosten bei 1.000 €/kWh. Diese sehr vereinfachte und überschlägige Rechnung dient als grobe Orientierung.

Die Wirtschaftlichkeit von Systemen im Gesamten stellt sich unter Umständen anders dar und die weiteren Analysen werden unter Berücksichtigung dynamischer Effekte durchgeführt.

³ V2H: Vehicle-to-Home, V2G: Vehicle-to-Grid.

⁴ Abzüglich einer Einspeisevergütung von derzeit 0,082 €/kWh.

⁵ Der mittlere Strompreis im Juli 2022 liegt nach [27] bei 0,37 €/kWh und nach [6] bei 0,33 €/kWh für 2. HJ 2021.

1.2 BEGRIFFLICHKEITEN

Eigenverbrauch | Eigenverbrauchsanteil

Der Eigenverbrauch entspricht der von einer Photovoltaikanlage erzeugten Strommenge, die im Gebäude direkt oder zeitverzögert über einen Stromspeicher verbraucht wird. Der Eigenverbrauchsanteil entspricht einer prozentualen Angabe. Diese Größe ist maßgeblich für die Wirtschaftlichkeitsberechnung, da sie einen Einfluss auf den Strombezug aus dem Netz und die Vergütung des eingespeisten Stroms hat. Sie wird häufig zur Dimensionierung von Photovoltaikanlagen herangezogen. Der Eigenverbrauchsanteil berechnet sich mit $e = \text{Eigenverbrauch} / \text{Stromerzeugung}$.

Autarkie | Autarkiegrad

Der Autarkiegrad entspricht dem anteiligen Strombedarf des Gebäudes, der über eine Photovoltaikanlage gedeckt wird. Die Verbrauchsdeckung kann direkt oder zeitverzögert über den Stromspeicher erfolgen. Diese Größe kann auch als Maß für die Unabhängigkeit vom Stromnetz bezeichnet werden. Bei einem Autarkiegrad von 0 % muss der gesamte Strombedarf über das Stromnetz bezogen werden und bei einem Autarkiegrad von 100 % ist theoretisch keine Netzversorgung erforderlich. Diese Größe wird oft auch zur Dimensionierung von Stromspeichern und Photovoltaikanlagen herangezogen. Der Autarkiegrad berechnet sich mit $a = \text{Eigenverbrauch} / \text{Strombedarf}$.

1.3 BERECHNUNGSSCHEMA

Für die durchgeführten Berechnungen wird ein stündliches Energiebilanzmodell verwendet [8] [9] [10] [11] und es werden entsprechende Klimadaten für Luxemburg einbezogen [12]. Das Lastgangverhalten von Gebäuden wird über standardisierte Stromlastprofile (folgend SLP) abgebildet. Dazu wird für Wohngebäude das Standardprofil H01.1 erzeugt, welches auf einem mittleren Lastprofil mit sehr kleinen Zeitschritten basiert [13]. Für andere Gebäudekategorien werden veröffentlichte mittlere Lastprofile verwendet [14]. Die Stromlastprofile werden gemäß der folgenden Tabelle ausgewertet und auf den Berechnungszeitschritt einer Stunde normiert.

Tabelle 3. Verwendete Stromlastprofile⁶

Stromlastprofil
H01.1 – Haushalt (nur Wohnen)
H01.2 – Haushalt (ggf. geringfügig gewerblicher Bedarf)
G0 – Gewerbe allgemein, Mittelwert der Gesamtgruppe
G1 – Gewerbe, werktags 8-18 Uhr
G2 – Gewerbe, überwiegender Verbrauch in den Abendstunden
G3 – Gewerbe durchlaufend
G4 – Gewerbe, Läden aller Art
G5 – Gewerbe, Bäckerei mit Backstube
G6 – Gewerbe, Wochenendbetrieb (Schwerpunkt)
L0 – Landwirtschaft allgemein, Mittelwert der Gesamtgruppe
BD – Bandlast

Abbildung 3 zeigt die verwendeten Stromlastprofile (SLP) schematisch als relativer Verlauf für einen mittleren Tag im Jahr. Beim Stromlastprofil G1 fällt der größte Anteil des Strombedarfs während der Nutzungszeit zwischen 8-18 Uhr an. Das ist auch der Zeitraum während dem eine Photovoltaikanlage Strom erzeugt. Für dieses Lastprofil sind

dementsprechend die größten Werte für den Eigenverbrauch zu erwarten. Beim Lastprofil H01.1 für Wohngebäude fällt typischerweise ein Großteil des Strombedarfs während den Abendstunden ohne solare Einstrahlung an. Der direkte Eigenverbrauch wird geringer ausfallen, lässt sich aber mit einem Stromspeicher ausweiten.

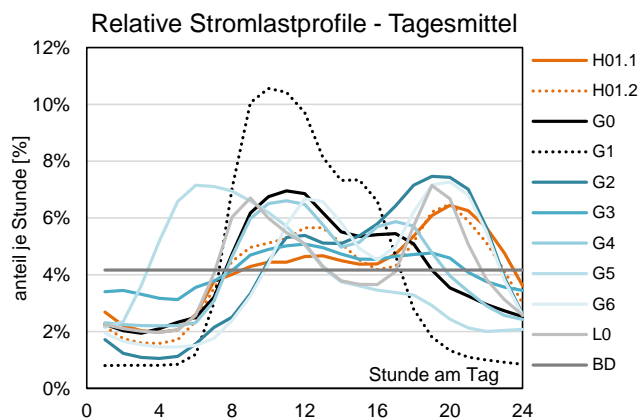


Abbildung 3. Verwendete Stromlastprofile (SLP), dargestellt als relativer Verlauf für einen mittleren Tag im Jahr.

Mittlere typische Stromverbräuche werden für Wohngebäude in der Regel nach der Haushaltsgröße und für bestimmte Effizienzbereiche angegeben [15]. Für neue Gebäude werden in Luxemburg ab dem 01.01.2023 Wärmepumpen und voraussichtlich auch der Einsatz von Photovoltaikanlagen im Referenzgebäude obligatorisch [16]. Die Berücksichtigung dieses Mehrverbrauchs kann vereinfacht zwar durch Addition typischer Verbrauchsdaten für die Bereiche Heizen, Warmwasser und ggf. Lüften erfolgen, allerdings kann darüber nicht das individuelle Betriebsverhalten von Wärmepumpen berücksichtigt werden. Auch die Verwendung von temperaturabhängigen Stromlastprofilen (TLP) führt nicht zu einer befriedigenden Berücksichtigung, da auch dort nur ein mittleres Verhalten abgebildet wird, der zwar den Einfluss der Wärmepumpen im Mittel berücksichtigt, das Taktverhalten von Wärmepumpen jedoch nicht abgebildet wird [8].

Dementsprechend werden auch Analysen für Gebäude durchgeführt. Dabei wird für jedes Gebäude eine thermische Simulation durchgeführt und darauf basierend die Betriebscharakteristik einer Wärmepumpe mit Pufferspeicher differenzierter abgebildet – analog dazu auch die Nutzung von Kältemaschinen. Abbildung 4 zeigt schematisch die Vorgehensweise bei der Berechnung. Basierend auf den Eingangsdaten (Einstrahlung, Temperatur, Wind und dem jeweiligen Stromlastprofil) werden unter Berücksichtigung der Größe der Photovoltaikanlage und der stündlichen Energiebilanz des Gebäudes und der entsprechenden haustechnischen Systeme eine Anlagensimulation durchgeführt. Im Ergebnis werden die Stromerzeugung der Photovoltaikanlage und ggf. unter Einbeziehung eines Stromspeichers, der Eigenverbrauch sowie die Netzeinspeisung und der Netzbezug berechnet. Die Energiedaten werden mit einem Kostenmodell für Investitionen sowie für Betriebs- und Wartungskosten verknüpft und eine dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung für die jeweilige Variante durchgeführt.

⁶ Veröffentlichte Stromlastprofile der KommEnergie GmbH [14]. Das Profil H0.1 entspricht einem repräsentativen elektrischen Lastprofil für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekundiger Datenbasis HTW-Berlin [13].

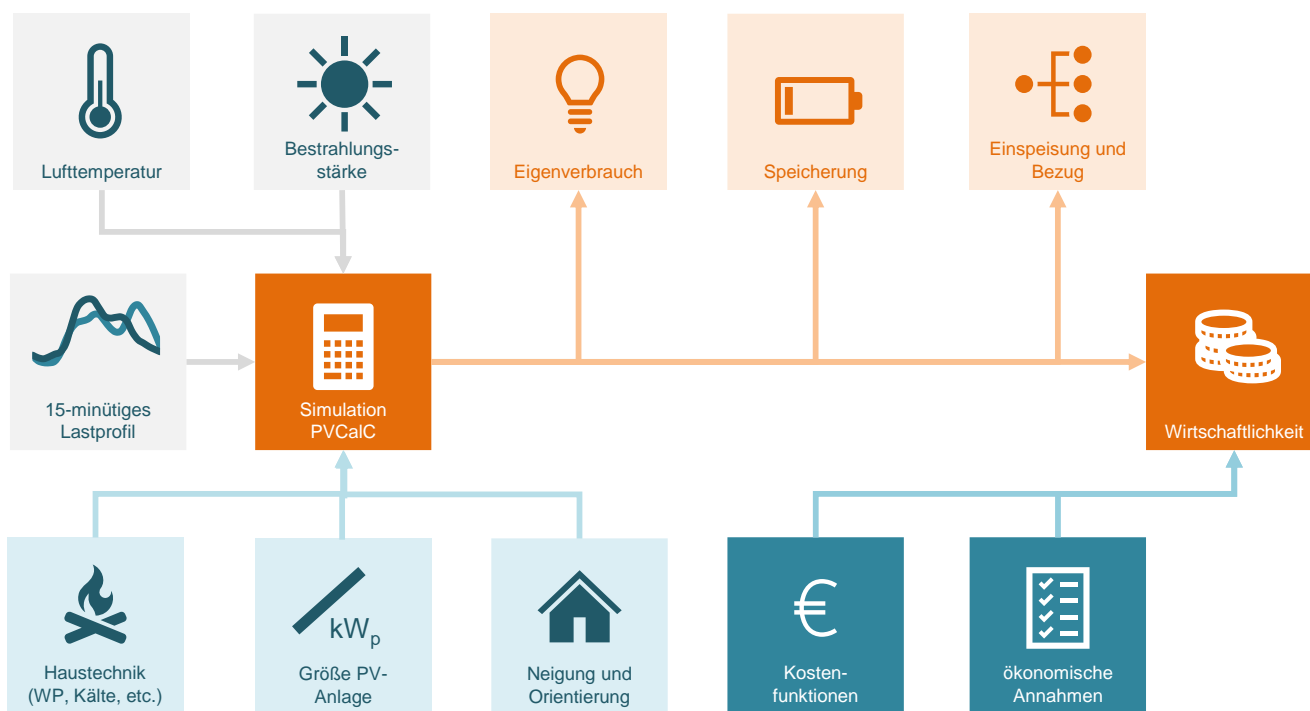


Abbildung 4. Schematische Darstellung zur Vorgehensweise bei der Analyse.

2 NORMIERTE ERGEBNISSE

In einem ersten Schritt sollen sinnvolle Auslegungskriterien für Speicher abgeleitet werden. Für diese allgemeine Auswertung werden die Berechnungskonfigurationen normiert bewertet. Dabei wird die Leistung der Photovoltaikanlage und die Größe des Stromspeichers bezogen auf eine Megawattstunde (1.000 kWh/a) jährlichen Strombedarf dargestellt. Dadurch können Gebäude mit unterschiedlich hohem Stromverbrauch miteinander verglichen werden.

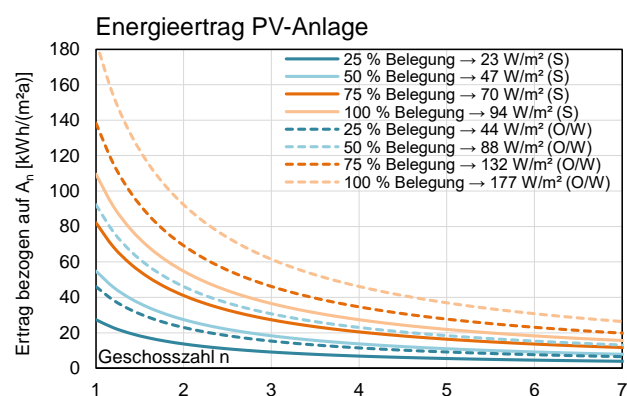


Abbildung 5. Energieertrag bezogen auf die Energiebezugsfläche A_n abhängig von der Dachbelegung und der Geschoszahl. $P_{Modul} = 405 \text{ W}_p$, $A_{Modul} = 1,93 \text{ m}^2$. Die Dachfläche wird vereinfacht über die Energiebezugsfläche und die Geschoszahl abgeschätzt und entspricht im Ansatz einem Flachdach ($A_{Flachdach} = A_{BGF} / \eta_{Ge}$ bei $A_n = 0,85 \cdot A_{BGF}$). Bei der Belegung werden zwei Aufstellungsvarianten berücksichtigt. Süd mit 30° (995 kWh/kW_p) und zur Bestimmung des Reihenabstands wird ein Sonnenhöhenwinkel von 20° angesetzt. Das entspricht einem Dachflächenbedarf von etwa $2,5 \text{ m}^2$ pro m^2 Modulfläche. Ost/West mit 15° (888 kWh/kW_p) und einem Wartungskorridor von 50 cm zwischen den gegenseitig angeordneten Modulen. Das entspricht einem Dachflächenbedarf von $1,2 \text{ m}^2$ pro m^2 Modulfläche. Angaben in W/m^2 und der Prozentwert der Belegung sind jeweils auf die Gesamtdachfläche bezogenen.

Bei Einfamilienhäusern werden Photovoltaikanlagen oft so ausgelegt, dass der Jahresstromertrag in etwa dem Jahresstrombedarf entspricht. Bei einem spezifischen Energieertrag der Photovoltaikanlage von 1.000 kWh/kW_p entspricht das einem Verhältnis von $1 \text{ kW}_p/\text{MWh}$.

Bei größeren Gebäuden kann der Jahresausgleich oft nicht erreicht werden, da die Dachfläche bei Mehrgeschossigkeit dafür nicht ausreichend oder der Strombedarf im Verhältnis höher ist. Abbildung 5 zeigt den auf die Energiebezugsfläche A_n bezogenen jährlichen Energieertrag einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) in Abhängigkeit von der Dachbelegung (Ausnutzung des Solarpotentials) und der Geschoszahl.

2.1 ANLAGEN OHNE STROMSPEICHER

Die Berechnungen werden zuerst ohne Stromspeicher durchgeführt und die Ergebnisse für Eigenverbrauch, Autarkie, Einspeisung und Netzbezug für alle betrachteten Stromlastprofile ausgewertet. Die im Rahmen dieser Untersuchung berücksichtigte Förderung von Anlagen bis 30 kW_p ist zwar im Wesentlichen für Wohngebäude vorgesehen, aber es kann auch eine andere Nutzungsstruktur vorliegen.

In den folgenden Bildern wird die Größe der Photovoltaikanlage auf der Abszisse in kW_p je MWh Jahresstromverbrauch dargestellt. Die berechneten Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade variieren je nach angesetztem Stromlastprofil (vgl. Abbildung 6 folgend). Während beim Profil Nichtwohngebäude G1 mit überwiegender Nutzung zwischen 8-18 Uhr die höchsten Eigenverbräuche und Autarkiegrade erreicht werden, ergeben sich erwartungsgemäß die geringsten im Fall einer durchgehenden Bandlast, da der anteilige Strombedarf während Zeiten ohne solare Einstrahlung höher ausfällt.

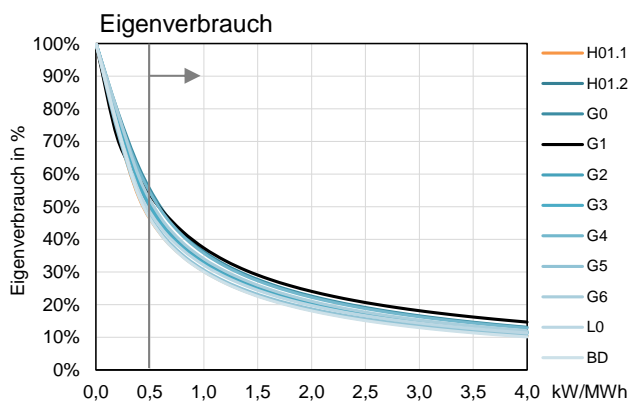


Abbildung 6. Berechnete normierte Eigenverbrauchsanteile für PV-Anlagen ohne Speicher für verschiedene Lastprofile

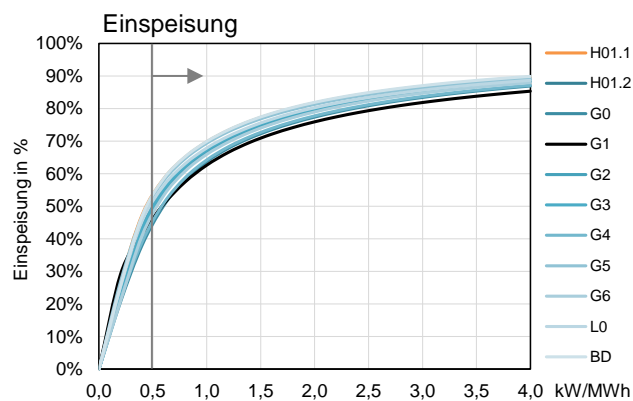


Abbildung 8. Berechnete normierte Einspeisung für PV-Anlagen ohne Speicher für verschiedene Lastprofile

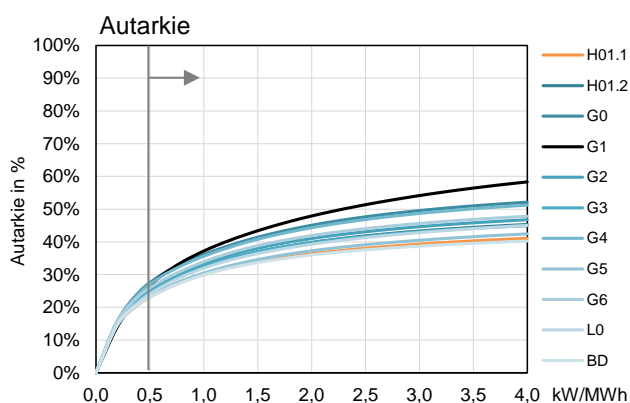


Abbildung 7. Berechnete normierte autarkiegrade für PV-Anlagen ohne Speicher für verschiedene Lastprofile

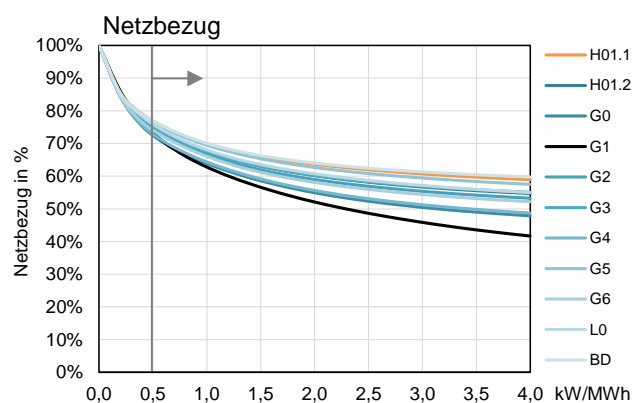


Abbildung 9. Berechnete normierter Netzbezug für PV-Anlagen ohne Speicher für verschiedene Lastprofile

Zum Betreiben eines Stromspeichers müssen ausreichend solare Überschüsse vorhanden sein, die an möglichst vielen Tagen zwischengespeichert und während den Nachtstunden an das Gebäude abgegeben werden können. Die Summe aus Eigenverbrauch und Einspeisung entspricht der erzeugten Strommenge einer Photovoltaikanlage. Der eingespeiste Strom ist daher ein Maß für den solaren Überschuss. Betrachtet man den steilen Verlauf der Kurven bei kleinen Photovoltaikanlagen sollte die Anlagenleistung hier mindestens $0,5 \text{ kW}_p$ pro 1 MWh Jahresstromverbrauch betragen, um ein Mindestmaß an solarem Überschuss ($>50\%$) zu gewährleisten, der in einem Speicher umgesetzt werden kann. Diese Größe ist als absolute Untergrenze zu verstehen. Allgemein gilt, je größer die Photovoltaikanlage ist, desto mehr speicherbares Potential steht zur Verfügung. Diese Angaben decken sich mit Ergebnissen aus [17].

2.2 ANLAGEN MIT STROMSPEICHER

Für die Auslegung des Speichers sind jedoch nicht nur der vorhandene Überschuss maßgebend, sondern auch der Strombedarf des Gebäudes – vor allem während dem Zeitraum ohne solare Einstrahlung, also nachts.

Für die weiteren Berechnungen mit Berücksichtigung von Stromspeichern werden das Stromlastprofil G1 stellvertretend für Nichtwohngebäude und das Stromlastprofil H01.1 für die Wohnnutzung ausgewertet. Die Speichergröße wird hier ebenfalls normiert in kWh/MWh angegeben. In Abbildung 10 bis Abbildung 13 werden die Ergebnisse dargestellt. Die (orange) Kurve mit 0 kWh/MWh entspricht den Deckungsanteilen ohne Speicher für die betrachteten Stromlastprofile der vorigen Bilder (vgl. Abbildung 6 bis Abbildung 9). Bei sehr kleinen Anlagen kann der erzeugte Strom fast vollständig direkt verbraucht werden. Steigt das Verhältnis von Anlagengröße zum Stromverbrauch, sinkt der anteilige Eigenverbrauch und die Autarkie steigt entsprechend an. Man erkennt, dass es ab einem Verhältnis von etwa 1 bis $1,5 \text{ kWh/MWh}$ ein Sättigungsbereich entsteht, ab dem der Eigenverbrauchsanteil bzw. der Autarkiegrad mit größer werdender Photovoltaikanlage nicht mehr signifikant gesteigert werden kann. Eine zu klein ausgelegte Photovoltaikanlage (unter $0,5 \text{ kW}_p/\text{MWh}$) führt allerdings zu einem verschenktem Potential hinsichtlich der möglichen Eigenstromnutzung, da nicht ausreichend solarer Überschuss anfällt. Mit Stromspeichern kann der Eigenverbrauch und die Autarkie erhöht werden. Mit größer werdenden Speichern fällt, über alle Leistungsbereiche der Photovoltaikanlagen, der Zuwachs am Eigenverbrauch und beim Autarkiegrad allerdings immer geringer aus. In diesem Fall stellt der Gebäudestrombedarf die begrenzende Größe dar.

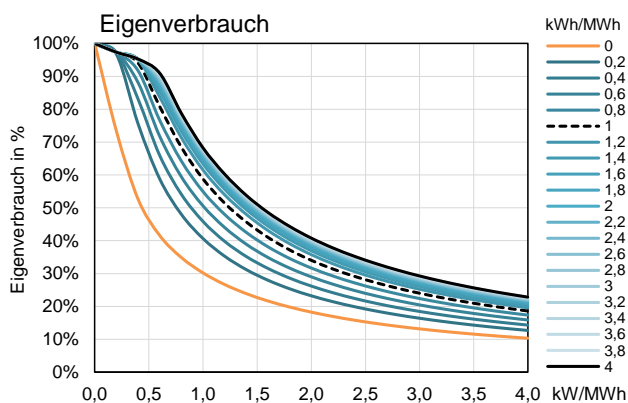


Abbildung 10. Berechnete normierte Eigenverbrauchsanteile für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil H0.1

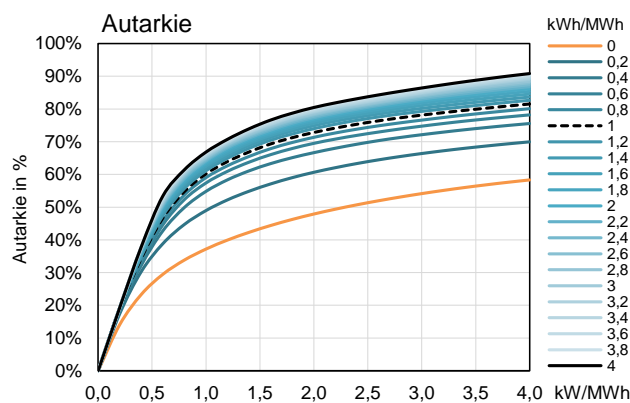


Abbildung 13. Berechnete normierte Autarkieanteile für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil G.1.

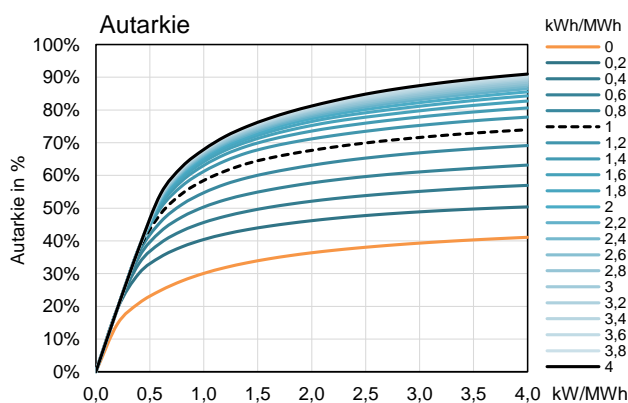


Abbildung 11. Berechnete normierte Autarkieanteile für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil H0.1.

Beim Nutzungsprofil G1 mit überwiegender Nutzung zwischen 8-18 Uhr ergibt sich tendenziell ein ähnliches Bild. Da bereits ohne Speicher etwas höhere Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade erzielt werden und bei diesem Stromlastprofil der relative Strombedarf außerhalb Tageszeit geringer ist, ist der mögliche Zuwachs beim Eigenverbrauch und beim Autarkiegrad auch entsprechend geringer

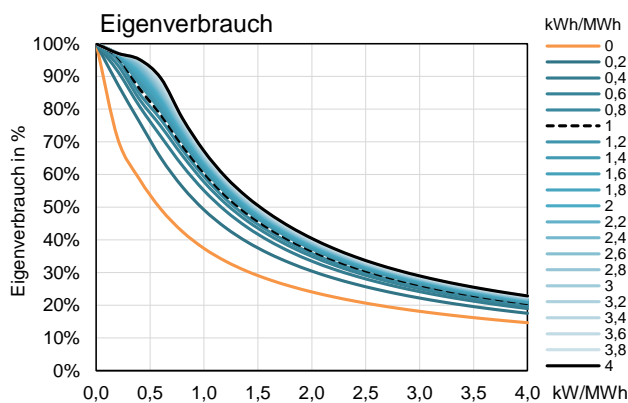


Abbildung 12. Berechnete normierte Eigenverbrauchsanteile für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil G1

Bezieht man die berechneten Autarkiegrade der Varianten mit Stromspeicher auf die jeweiligen ohne Speicher, ergibt sich die Steigerung im Autarkiegrad für die jeweilige Speicherauslegung über die Leistungsbandbreite der Photovoltaikanlagen. Speicher können nur dann sinnvoll betrieben werden, wenn in ausreichendem Maße solare Überschüsse anfallen. In den folgenden beiden Bildern (Abbildung 14 und Abbildung 15) kann das am steilen Zuwachs bis zum Bereich von 0,5 kW_p/MWh und am danach flacheren Verlauf abgelesen werden.

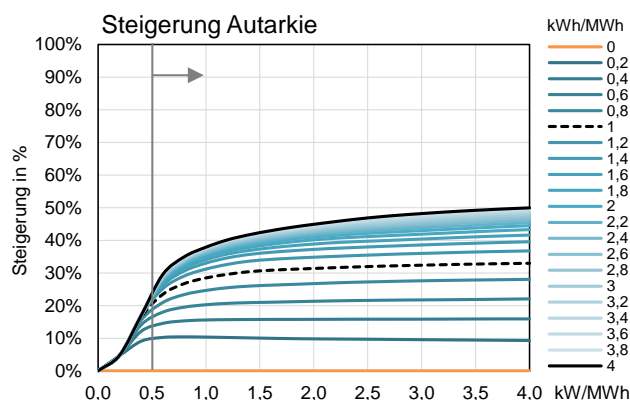


Abbildung 14. Steigerung im Autarkiegrad über Stromspeicher für das Lastprofil H0.1

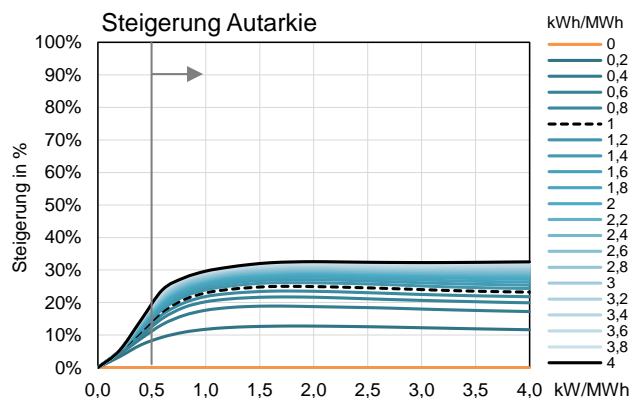


Abbildung 15. Steigerung im Autarkiegrad über Stromspeicher für das Lastprofil G1.

Die folgende Auswertung zeigt die Ergebnisse bezogen auf die Speichergröße in kWh/MWh (Abszisse). Jede Kurve im Diagramm entspricht dem Verlauf des Autarkiegrads beziehungsweise dem Eigenverbrauch für eine bewertete Leistung der Photovoltaikanlage (kW/MWh) bei unterschiedlichen Speicherauslegungen auf der Abszisse. Der Steigerung im Autarkiegrad als auch beim Eigenverbrauch ist bei kleinen Speichern groß und flacht für alle Größen von Photovoltaikanlagen deutlich ab, wenn Speicher bezogen auf den Stromverbrauch des Gebäudes zu groß dimensioniert werden. Die Sättigung tritt bei Wohngebäuden etwas später ein, als beim Profil für Nichtwohngebäude, da hier der anteilige Stromverbrauch während den Nachtstunden größer ist. Zur Vermeidung von überdimensionierten Speichern sollte dieser nicht größer als 1,5 kWh je MWh Jahresstromverbrauch ausgelegt werden. Als Überschlagsrechnung entspricht das auch in etwa dem Stromverbrauch während der Nacht⁷. Beim Stromlastprofil G1 ist das Verhältnis mit 1,0 kWh/MWh etwas kleiner, da tagsüber in der Regel mehr Solarstrom genutzt werden kann und während der Nacht der relative Strombedarf vergleichsweise geringer ist. Insbesondere bei Nichtwohngebäuden hat eine pauschale Auslegungshilfe allerdings auch ihre Grenzen, da das reale Verbrauchsverhalten sehr individuell und von der Standardnutzung abweichend sein kann.

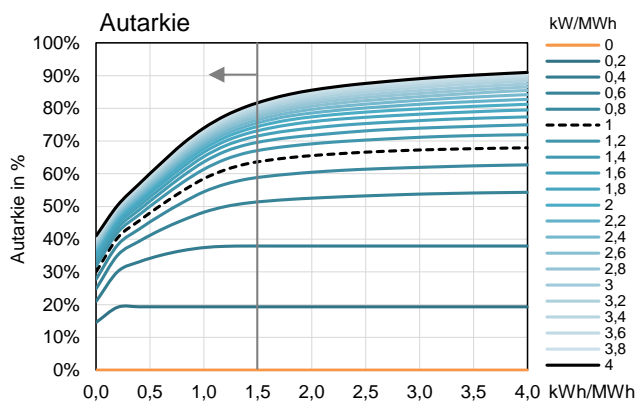


Abbildung 16. Berechnete normierte Autarkiegrade für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil H0.1

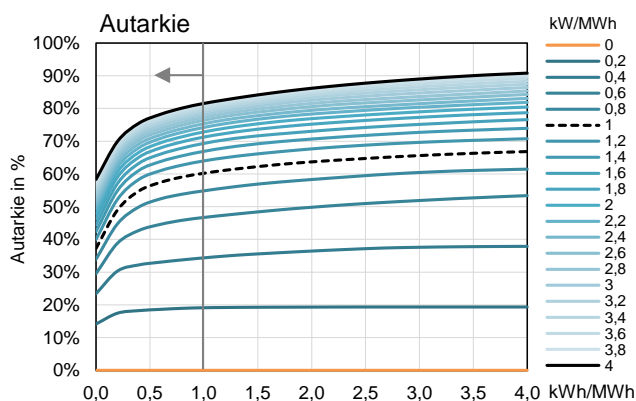


Abbildung 17. Berechnete normierte Autarkiegrade für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil G1

Analog zum Autarkiegrad stellen sich die Ergebnisse beim Eigenverbrauch dar. Der Zuwachs beim Eigenverbrauch ist für Wohngebäude bei Speichern unter 1,5 kWh/MWh und für Nichtwohngebäude mit dem Stromlastprofil G1 bis etwa 1 kWh/MWh ausgeprägt. Größere Speicher führen nicht zu

einer signifikanten Erhöhung des Eigenverbrauchs, da der Strombedarf des Gebäudes außerhalb des Zeitfensters ohne solare Einstrahlung nicht ausreichend hoch für eine Stromabnahme aus dem Speicher ist.

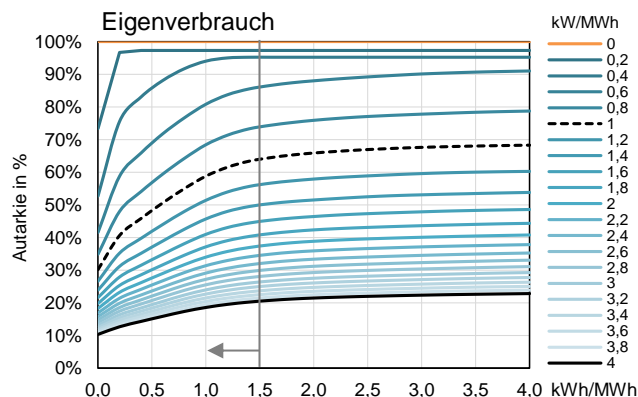


Abbildung 18. Berechnete normierte Eigenverbrauchsanteile für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil H0.1.

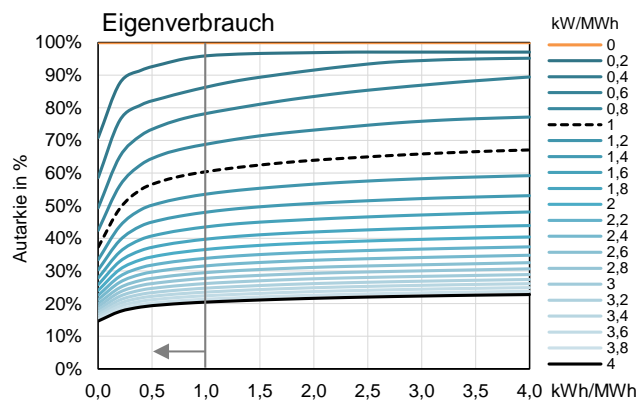


Abbildung 19. Berechnete normierte Eigenverbrauchsanteile für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil G1.

Aufgrund der jeweils normierten Betrachtung, mit Bezug auf den Gebäudestromverbrauch, kann die Speichergröße auch in Bezug auf die Anlagenleistung in kWh/kW_p angegeben werden. Die Ergebnisse werden grafisch nur für den Autarkiegrad dargestellt, da der Kurvenverlauf den davor gezeigten Abbildungen (vgl. Abbildung 18 und Abbildung 19) entspricht und die Unterscheidung nur die Bezugsachse (Abszisse) betrifft. Bei Wohngebäude tritt bei Speichergrößen im Bereich von etwa 1,5 kWh je 1 kW_p Anlagenleistung ein und bei Nichtwohngebäude bereits ab 1 kWh je 1 kW_p Anlagenleistung eine Sättigung ein, ab der eine Vergrößerung des Stromspeichers zu einer verhältnismäßig geringfügigen Steigerung des Eigenverbrauchs- bzw. der Autarkie führt.

⁷ Bei Tages-/Nachtgleichheit: $1.000 \text{ kWh} / 365 \text{ d/a} \cdot 12 \text{ h} / 24 \text{ h} = 1,37 \text{ kWh}$

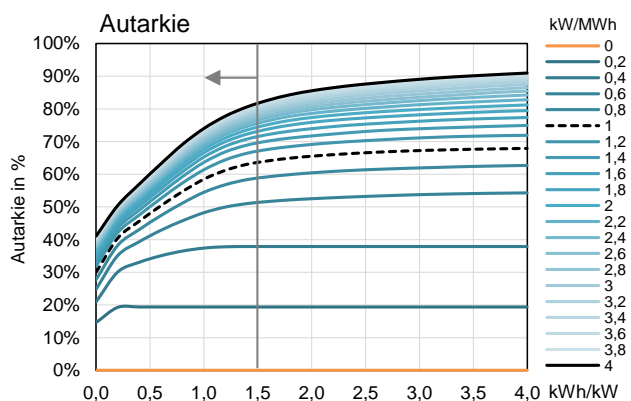


Abbildung 20. Berechnete normierte Autarkiegrade für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil H01.1

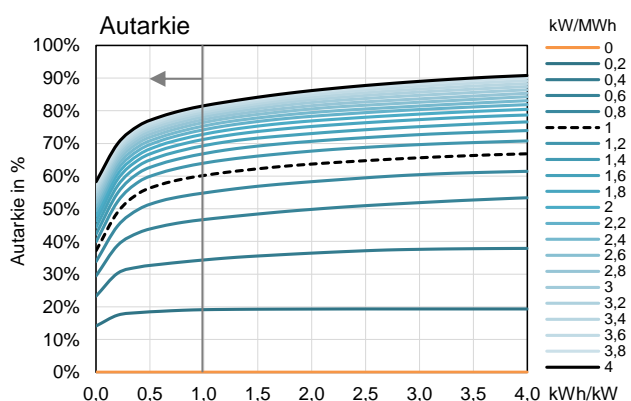


Abbildung 21. Berechnete normierte Autarkiegrade für PV-Anlagen mit Speicher für das Lastprofil G1

2.3 AUSLEGUNGSEMPFEHLUNG

Man findet häufig pauschale leistungsbezogene Speicherauslegungen. Dabei ist neben der Größe der Photovoltaikanlage auch der Stromverbrauch des Gebäudes maßgebend. Leistungsbezogene Angaben können zu einer Überdimensionierung von Speichern führen. Im Rahmen der durchgeführten Analysen können drei Auslegungskriterien identifiziert werden, anhand der die Obergrenze von Stromspeichern abgeschätzt werden kann. Diese Ergebnisse decken sich mit Untersuchungen aus [17].

- 1) **Ausreichender Solarstromüberschuss**
Leistung der Photovoltaikanlage > 0,5 kW_p je 1.000 kWh Jahresstromverbrauch
- 2) **Begrenzung auf die Stromerzeugung**
Speichergröße < 1,5 kWh je 1 kW_p Leistung der Photovoltaikanlage für Wohngebäude
- 3) **Begrenzung auf den Strombedarf**
Speichergröße < 1,5 kWh je 1.000 kWh Jahresstromverbrauch

⁸ Geringe solare Überschüsse, Photovoltaikanlage < 0,5 kW_p/MWh.

⁹ Für das Einfamilienhaus wird ein 30°-Steildach angesetzt und eine Dachhälfte zu etwa 65 % mit PV belegt. Bei den anderen Gebäuden wird ein Flachdach unterstellt. Die Anlage wird dort mit 30° Aufstellwinkel und Südorientierung aufgeführt und unter Berücksichtigung der gegenseitigen Verschattung wird etwa 75 % der Gesamtdachfläche belegt.

¹⁰ Die Bezugsflächen für die Größe eines Einfamilienhauses (140 m²) und einer Wohnung im Mehrfamilienhaus (74 m²) orientieren sich an [26]. Die Gebäudegrößen für das Mehrfamilienhaus und das Büro sind frei gewählt.

Für Wohngebäude stellen sich die Auslegungskriterien zur Begrenzung der Speichergrößen wie folgt dar.

Tabelle 4. Maximale Speichergrößen für Wohngebäude

Stromverbrauch	Leistung der Photovoltaikanlage						
	4 kW _p	5 kW _p	6 kW _p	7 kW _p	8 kW _p	9 kW _p	10 kW _p
2.000 kWh/a	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
3.000 kWh/a	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
4.000 kWh/a	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
5.000 kWh/a	6,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
6.000 kWh/a	6,0	7,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
7.000 kWh/a	6,0	7,5	9,0	10,5	10,5	10,5	10,5
8.000 kWh/a	6,0	7,5	9,0	10,5	12,0	12,0	12,0
9.000 kWh/a	– ⁸	7,5	9,0	10,5	12,0	13,5	13,5
10.000 kWh/a	– ²	7,5	9,0	10,5	12,0	13,5	15,0

3 INDIVIDUELLE ERGEBNISSE

Bisher wurden die Untersuchungen mit Bezug auf das energetische Verhalten durchgeführt. In diesem Abschnitt werden zusätzliche Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der Systeme abgeleitet. Dafür werden die weiteren Analysen an Beispielgebäuden durchgeführt. Für jedes Gebäude wird eine thermische Gebäudesimulation durchgeführt, um den Strombedarf der Wärme- und Kälteerzeugung und den Lüftungsstrombedarf zu berücksichtigen. Es wird je auch eine Variante ohne zusätzliche Technik berechnet – also für den Fall das keine Wärmepumpe zum Heizen und für die Warmwassererwärmung sowie keine Lüftungsanlage vorhanden ist. Zur Bewertung des Nichtwohngebäudes (NWG) wird das Stromlastprofil G0 als mittlere Ausprägung über die Gesamtgruppe angesetzt. Tabelle 5 zeigt die bei der Analyse berücksichtigten Kenndaten. Bei der Energieerzeugung im Standardfall wird eine Photovoltaikanlage angesetzt, die in etwa einem Belegungsgrad geeigneter Dachflächen⁹ von 65 % bis 75 % entspricht. Der Stromspeicher wird im Standardfall mit 0,7 kWh/kW_p angesetzt. Diese Standardbetrachtung dient in erster Linie zur Veranschaulichung üblicher Konfigurationen für die betrachteten Gebäudevarianten. Im Zuge der Variantenanalyse werden die Größe der Photovoltaikanlage von 0 kW_p bis 30 kW_p (variiert in 0,5 kW-Schritten) und die Speichergröße entsprechend von 0 kWh/kW_p bis 4 kWh/kW_p (variiert in 0,1 kWh/kW_p-Schritten) angesetzt. Zum Vergleich wird die Wirtschaftlichkeit für den Fall der Volleinspeisung und für Anlagen mit Eigenverbrauch unter Berücksichtigung verschiedener Speicherauslegungen betrachtet.

Tabelle 5. Beispielgebäude und Variantenausprägung (Neubau)

Gebäude		EFH	MFH	NWG
Bezugsfläche ¹⁰	m ²	140	1.110	1.400
Etagen	St.	2	4	4
Leistung P _{PV}	kW _p	0–30 ¹¹	0–30	0–30
Speicher f _{Bat} ¹²	kWh/kW _p	0–4	0–4	0–4
SLP	–	H0.1	H0.1	G0
Allgemeinstrombedarf				
Absolut ¹³	kWh/a	3.200	33.000	60.200
Spezifisch	kWh/(m ² a)	22,9	29,7	43,0

Fortführung nächste Seite

¹¹ Bei Vollbelegung mit einem 405 W_p-Modul (L x B = 1,13 x 1,71 = 1,93 m²) entspricht das einer Leistung von rd. 20 kW_p. Die Berechnung wurde bis 30 kW_p durchgeführt.

¹² Der Speicherfaktor f_{Bat} berücksichtigt die Dimensionierung des Stromspeichers in Abhängigkeit der Leistung der PV-Anlage. Die Speichergröße wird in der Variantenanalyse in 0,1-Schritten variiert.

¹³ Mittelwert der Verbrauchsklassen C und D, jeweils für ein Einfamilienhaus (3.200 kWh/a) und eine Wohnung im Mehrfamilienhaus (2.200 kWh/a) aus [15]. Das deckt sich in etwa auch mit der Angabe aus DIN V 18599-10:2019-09 von 63 Wh/(m²d) für die Wohnnutzung. Die mittlere Personendichte für

Technikstrom (+ WP für WG u. NWG + Lüftung für WG)				
Absolut	kWh/a	2.450	15.290	13.380
Spezifisch	kWh/(m ² a)	17,5	13,8	9,6
Allgemeinstrom + Technikstrom				
Absolut	kWh/a	5.650	48.290	73.580
Spezifisch	kWh/(m ² a)	40,3	43,5	52,6
Energieerzeugung im Standardfall				
Ertrag	kWh/kW _p	995	995	995
P _{PV} -Standard ¹⁴	kW _p	6,5	22,5	29,0
P _{Bat} -Standard ¹⁵	kWh	4,6	15,8	20,6
Absolut	kWh/a	6.470	22.390	28.860
Spezifisch	kWh/(m ² a)	46,2	20,2	20,6

Beispielhaft für das Nichtwohngebäude (NWG) wird das Ergebnis der Simulation als Jahresverlauf der Leistungsbilanz dargestellt (Abbildung 22). Positive Werte entsprechen dem stündlichen Energieertrag der Photovoltaikanlage. Negative Werte dem Strombedarf des Gebäudes, der sich aus der Leistungsanforderung für Allgemeinstrom, sowie für die Technikbereiche Heizen und Warmwassererwärmung über eine Wärmepumpe, Lüfterstrom, Kälteerzeugung, Beleuchtung und entsprechender Hilfsenergie zusammensetzt. Einen Ausschnitt über 5 Tage zeigen die beiden Abbildungen (Abbildung 22 und Abbildung 23) jeweils für die Stromerzeugung und den Strombedarf.

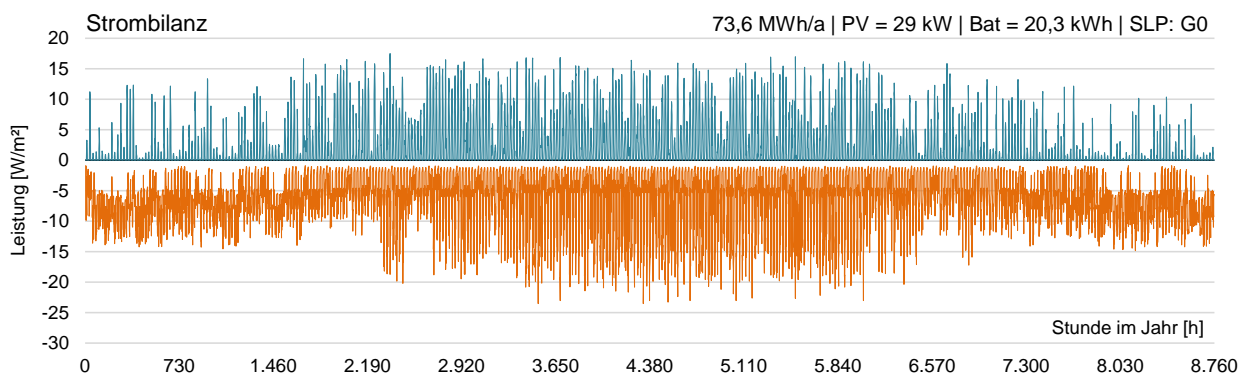


Abbildung 22. Stromleistungsbilanz für das Nichtwohngebäude G0 im Stundenzeitschritt über ein Jahr.

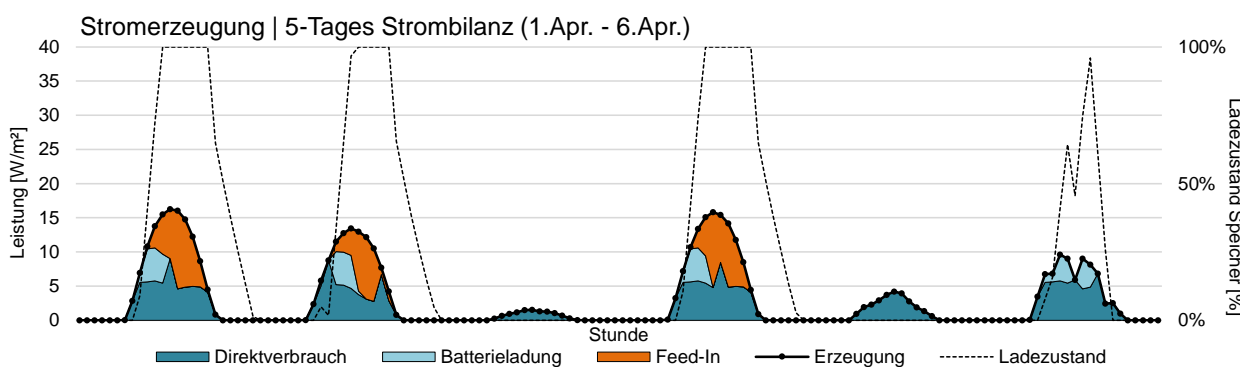


Abbildung 23. Stromerzeugung im 5-Tagesausschnitt vom 01.04. - 06.04. für das Nichtwohngebäude mit SLP G0.

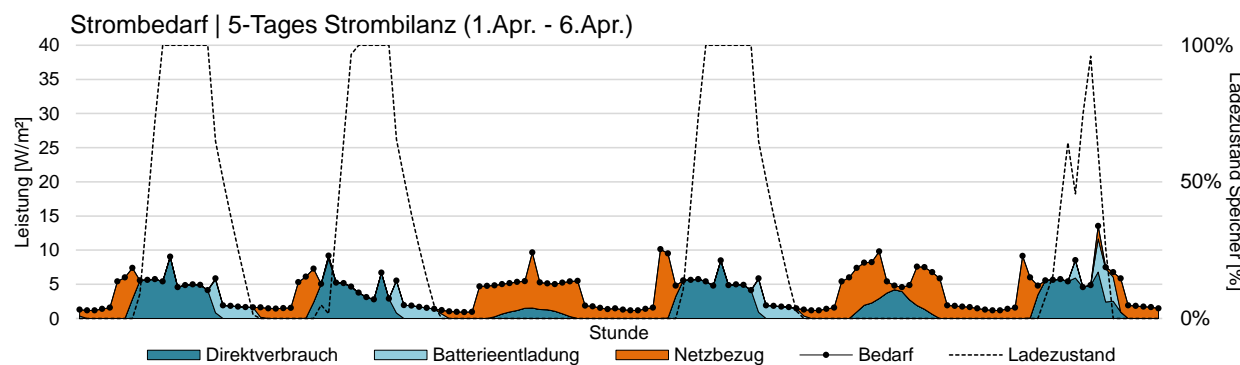


Abbildung 24. Strombedarf im 5-Tagesausschnitt vom 01.04. - 06.04. für das Nichtwohngebäude mit SLP G0.

Luxemburg beträgt nach [25] etwa 2,5. Für das Büro wird der Stromkennwert gemäß [24] für ein vollklimatisiertes Gebäude mit 90 von 100 möglichen Bewertungspunkten angesetzt.

¹⁴ Die Standardbelegung entspricht einer Belegung von etwa 1/3 der Dachfläche mit einem 405 W_p-Modul.

¹⁵ Der Standardstromspeicher wird mit 0,7 kWh/kW_p festgelegt.

Die Ergebnisse der stündlichen Energiebilanz werden in den folgenden Bildern auf Monatebene aggregiert zusammengefasst (vgl. Abbildung 25 bis Abbildung 30). Die Energiebilanz ist für jedes Gebäude mit Allgemeinstrom und in Verbindung mit dem zusätzlichen Strombedarf für die Konditionierung bewertet. Die berücksichtigte Photovoltaikanlage und der Speicher werden im hier dargestellten Standardfall nicht verändert. Im Fall der Beheizung und der Warmwassererwärmung über Wärmepumpen steigt der Strombedarf während den Wintermonaten deutlich an. Während diesem Zeitraum ist die solare Einstrahlung im Jahresverlauf vergleichsweise gering. Dieser asynchrone Verlauf ist typisch für ungekühlte Gebäude mit Wärmepumpen als Wärmeerzeuger.

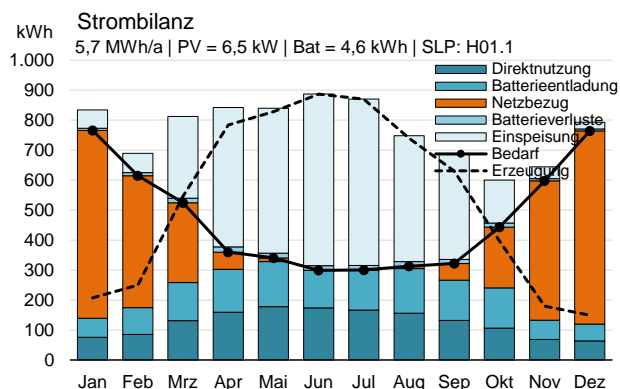


Abbildung 25. Strombilanz EFH mit Technik (Standardfall)

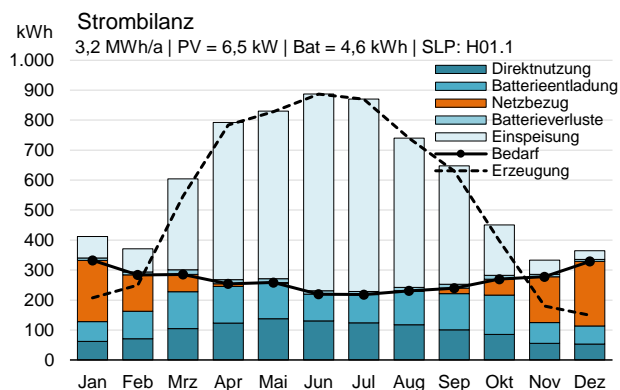


Abbildung 26. Strombilanz EFH ohne Technik (Standardfall)

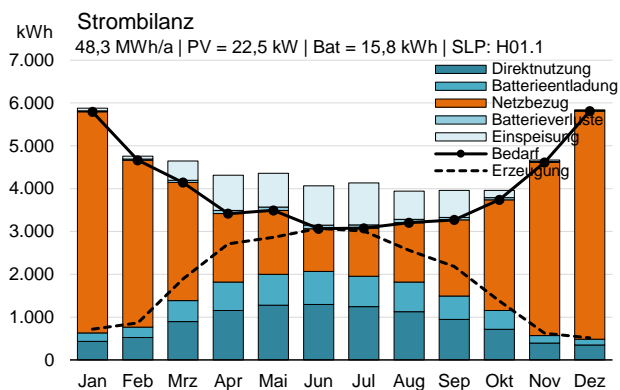


Abbildung 27. Strombilanz MFH mit Technik (Standardfall)

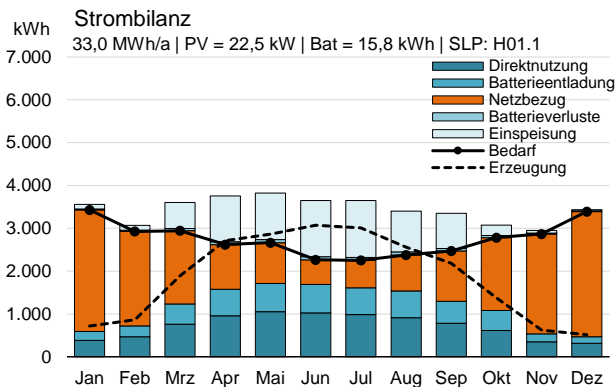


Abbildung 28. Strombilanz MFH ohne Technik (Standardfall)

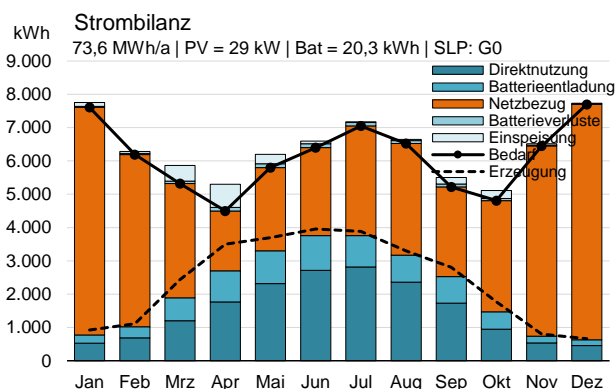


Abbildung 29. Strombilanz Büro mit Technik (Standardfall)

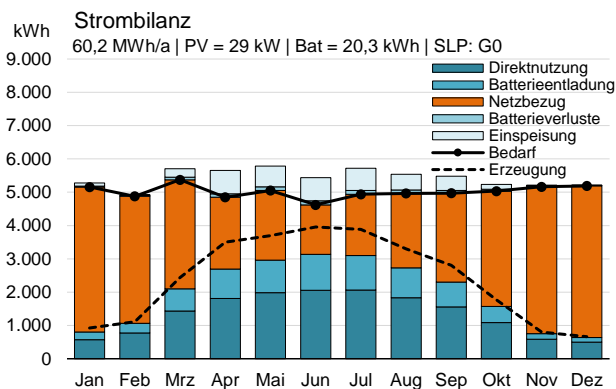


Abbildung 30. Strombilanz Büro ohne Technik (Standardfall)

3.1 RANDBEDINGUNGEN

Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung müssen Annahmen zu Investitionskosten und weiteren ökonomischen Randbedingungen getroffen werden. Als Kostenfunktion werden Ergebnisse der HTW-Berlin aus [18] angesetzt. Die Investitionskosten wurden in Deutschland aus einer Bundes- und landesweiten Angebotsanalyse abgeleitet. Ebenso werden Kosten für Wartung und Betriebsführung sowie Angaben zur Förderung, Betrachtungszeitraum, Zins und Energiepreissteigerung definiert. Tabelle 6 zeigt die angesetzten Randbedingungen.

Tabelle 6. Kosten und ökonomische Randbedingungen.

Bereich	Kennzahlen
Stromspeicher ¹⁷	$I_B = 0,9 \cdot (2.230 \cdot Q_{\text{bat}}^{-0,395})$
Wartung Batterie	$I_{WB} = 1 \text{ \%/a von } I_B$
Photovoltaikanlage ^{16,17}	$I_P = 1.840 \cdot P_{pv}^{-0,145}$
Wartung PV ^{18,17}	$I_{WP} = 124,4 \text{ € (+ 17,6 € > 8 kW}_p) + 4,2 \text{ €/kW}_p$
Förderung-Eigenverbrauch	50% von I_P bei max. 1.250 €/kW _p
Förderung-Volleinspeisung	20% von I_P bei max. 500 €/kW _p
Einspeisevergütung	0-10 kW _p = 0,146 €/kWh (ab 2023 15 a)
Volleinspeisung	10-30 kW _p = 0,137 €/kWh (ab 2023 15 a)
Direktvermarktung	0,035 €/kWh ¹⁹ (konservativ, nicht 2022)
Strompreis H01.1	0,20 €/kWh [4], [5], [6]
Strompreis G0	0,10 €/kWh [4]
Leistungsabnahme	0,5 %/a
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kalkulationszins	1,5 %/a
Strompreissteigerung	2,0 %/a
Allg. Kostensteigerung	1,5 %/a

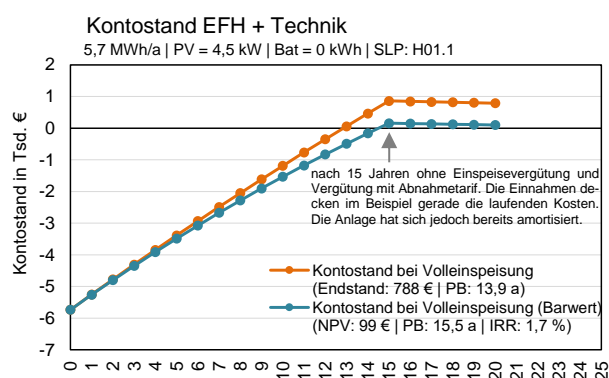
Bei den Investitionskostenansätzen bleibt anzumerken, dass diese für Deutschland und vor etwa drei Jahren erhoben wurden. Während die spezifischen Anlagenkosten während den letzten 20 Jahren aufgrund von Skalierungseffekten stark gesunken sind, zeichnet sich derzeit ein Trend höherer Kosten ab. Aufgrund der pandemiebedingten weltweiten Lieferkettenprobleme und Produktionsengpässen sowie einer steigenden Nachfrage an erneuerbaren Energien, im Zuge der Bekämpfung der Klimakrise und für eine höhere Unabhängigkeit von Energieimporten, sind die Preise zuletzt gestiegen. Im Rahmen der vorliegenden Analysen wurden einige Angebote ausgewertet und es ergeben sich Anlagenpreise von 2.400 bis 3.500 €/kW_p Netto für eine Photovoltaikanlage mit im Mittel 8,5 kW_p inklusive eines Speichers von 5 kWh – was über den Werten der Kostenfunktionen liegt. Inwieweit diese Situation weiterhin Bestand hat, ist von vielen Faktoren abhängig. Ausgehend davon, dass einige Faktoren diesbezüglich vorübergehend sein können, dass Produktionskapazitäten weiter ausgebaut werden und weitere Skalierungseffekte zu erwarten sind, werden die Kostenfunktionen für diese Untersuchung unverändert angesetzt.

3.2 WIRTSCHAFTLICHKEITSKENNGRÖßEN

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Investition können unterschiedliche Kenngrößen herangezogen werden. Üblich sind die Bewertung des Kapitalwerts (net present value, NPV), der interne Zinsfuß (IRR) oder die Kapitalrücklaufzeit (Amortisationszeit, PB). Beim Kapitalwert werden alle finanziellen Zu- und Abflüsse über den Betrachtungszeitraum betrachtet und mit dem Kalkulationszins der Barwert der Investition auf den heutigen Zeitpunkt bewertet. Liegt der Kapitalwert über null, kann die Investition als wirtschaftlich und bei Werten kleiner null als unwirtschaftlich eingeordnet werden. Der interne Zinsfuß einer Investition beschreibt analog dazu den Kalkulationszinssatz bei dem der Kapitalwert gleich null ist. Die Kapitalrücklaufzeit drückt die Zeitspanne aus, die erforderlich ist, bis jährlichen Gewinne die Investitionskosten wieder erwirtschaftet haben.

3.3 ERGEBNISSE

Die Bewertungen werden einmal für den Fall der Volleinspeisung und für den Eigenverbrauch ausgewertet, um auch einen Vergleich zwischen den Fördervarianten aufzuzeigen. Bei der **Volleinspeisung** herrschen in finanzieller Hinsicht statische Bedingungen. Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit sind die Höhe der Investitionskosten, die Einspeisevergütung und die gewährte Investitionsbeihilfe. Bei der Volleinspeisung wird die Einspeisevergütung über 15 Jahre gewährt. Anschließend wird der Strom zum Marktpreis vom Versorger abgenommen. Die Betriebszeit einer Photovoltaikanlage ist üblich deutlich länger. Man kann also davon ausgehen, dass die Anlagen über den Zeitraum der geförderten Einspeisevergütung betrieben werden. Die Wirtschaftlichkeit bei Volleinspeisung fällt für alle Varianten und Gebäude gleich aus, sofern der angesetzte Einspeisetarif der gleich ist werden kann. Unter Berücksichtigung der Förderung können Photovoltaikanlagen mit Volleinspeisung wirtschaftlich betrieben werden. Mit steigender Anlagengröße steigt im Allgemeinen auch die Wirtschaftlichkeit. Anlagen kleiner 4 kW_p sind jedoch weniger wirtschaftlich. Wie bereits erwähnt wird bei der Volleinspeisung die Einspeisevergütung über 15 Jahre gewährt und anschließend der überschüssige Strom zum Marktpreis angenommen. Um mit den dann geringeren Einnahmen mindestens die jährlich anfallenden Wartungs- und Betriebskosten zu decken, sind etwa 4.000 kWh/a mit diesem Verkaufspreis zu veräußern, was einer Anlagenleistung von etwa 4,5 kW_p entspricht – das hängt natürlich maßgeblich von der Entwicklung des Abnahmepreises ab. Darüber hinaus weisen kleine Anlagen spezifisch höhere Kosten auf als größere Installationen, also die Startinvestition ist im Verhältnis höher. Dieser Zusammenhang soll in folgendem Beispiel illustriert werden; die Förderung ist jeweils einbezogen. Abbildung 31 zeigt den Verlauf des Kontostandes für eine Anlage mit einer Leistung von 4,5 kW_p. Die Anlage hat sich vor dem Auslaufen der Förderung nach etwa 13,9 Jahren einfach amortisiert, allerdings decken die dann geringen Einnahmen gerade so die anfallenden Kosten (Kontostand verläuft nahezu unverändert). Der interne Zinsfuß beträgt 1,7 %.

Abbildung 31. Kontostand PV-Anlage 4,5 kW_p, Volleinspeisung

Eine Anlage mit 9 kW_p hat sich bereits nach 10,7 Jahren einfach amortisiert und der interne Zinsfuß liegt bei 6,1 %.

¹⁶ Die Kostenfunktionen der bundesweiten Analyse und die vom Land Nordrhein-Westfalen wurden kombiniert und daraus eine Trendfunktion abgeleitet. Netzanschlusskosten sind darin nicht enthalten.

¹⁷ Die Kostenfunktion wurde um die Mehrwertsteuer bereinigt und entsprechen hier Netto-Angaben. Der Faktor 0,9 beim Stromspeicher berücksichtigt eine allgemeine Kostenreduktion von 10 %. Q_{bat} entspricht der Speicherkapazität des Stromspeichers in kWh; P_{pv} der Leistung der Photovoltaikanlage in kW.

¹⁸ Die Kostenansätze werden unter Berücksichtigung von Reparaturkosten verwendet. Ab einer Leistung von 8 kW_p werden 21 € Zählerkostenpauschale angesetzt. Der leistungsbezogene Anteil beträgt 5 €/a je kW_p.

¹⁹ Der Strompreis für die Direktvermarktung orientiert sich am Börsenstrompreis. Da die Preise im Jahr 2021/2022 stark angestiegen sind, werden für die Wirtschaftlichkeitsberechnung konservative Werte von davor angesetzt.

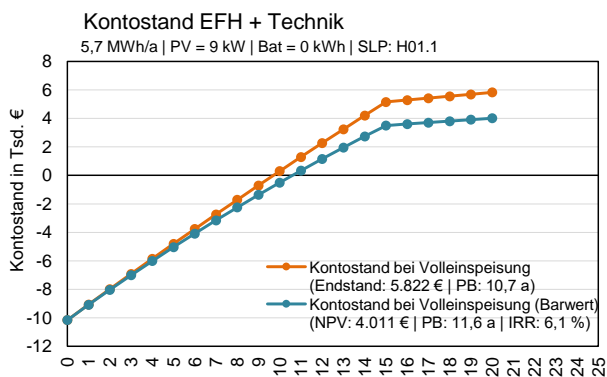


Abbildung 32. Kontostand PV-Anlage 9 kW_p, Volleinspeisung

Anders bei der Überschusseinspeisung. Der vermiedene Strombezug führt solange zu einer Kosteneinsparung, solange die Anlage betrieben werden kann – also über den gesamten Betrachtungszeitraum. Folgendes Bild zeigt die gleiche Anlage mit einer Leistung von 4,5 kW_p (ohne Stromspeicher) für den Fall, dass die Überschusseinspeisung gewählt wird. Der interne Zinsfuß beträgt 2,7 % bei einer einfachen Amortisationszeit von 16,6 Jahren.

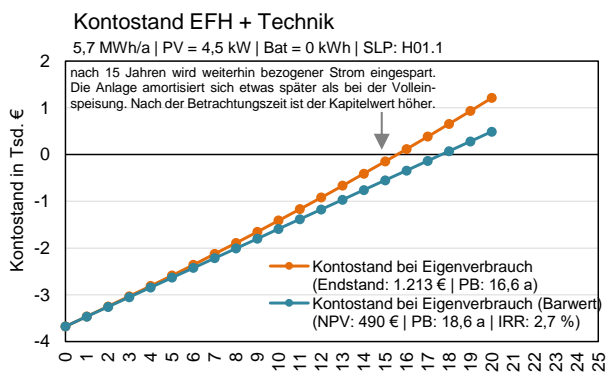


Abbildung 33. Kontostand PV-Anlage 4,5 kW_p, Eigenverbrauch

Wird eine Anlage mit Eigenverbrauch von 9 kW_p angesetzt, dann verschlechtert sich das Bild hier leicht, da anteilig von der Stromerzeugung mehr Strom zum Marktpreis eingespeist wird. Der interne Zinsfuß beträgt hier etwa 2,5 % bei einer einfachen Amortisationszeit von rund 16,9 Jahren.

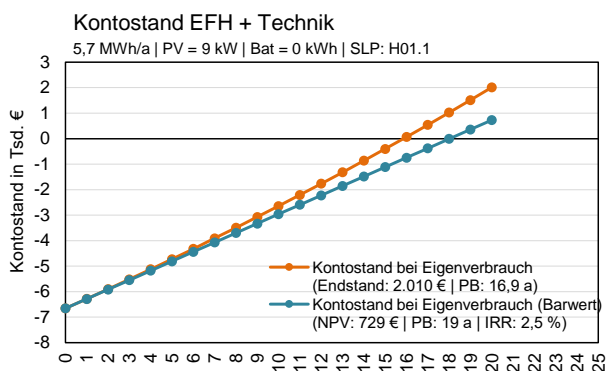


Abbildung 34. Kontostand PV-Anlage 9 kW_p, Eigenverbrauch

Für eine allgemeinere Bewertung und zur Berücksichtigung von Stromspeichern werden mehrere Tausend Simulationsrechnungen für die betrachteten Gebäude und Anlagenkonfigurationen durchgeführt. Die Nutzung von Stromspeichern führt bei den aktuellen Randbedingungen für Investitionskosten und Strombezugskosten in der Regel zu einer

Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit. Die Detailergebnisse sind grafisch in Anhang 6.4 dargestellt.

3.3.1 VOLLEINSPEISUNG

Bei Volleinspeisung ist die Wirtschaftlichkeit nicht vom Gebäudetyp oder dem Stromverbrauch, sondern nur von den Investitionskosten, der Einspeisevergütung und von der Förderung abhängig. Die Ergebnisse sind für alle Gebäudevarianten gleich. Der Verlauf des Kapitalwerts zeigt, für die unterstellten ökonomischen Randbedingungen, dass Anlagen ab einer Leistung von etwa 4 kW_p wirtschaftlich betrieben werden können, da ein Kapitalwert über null erreicht wird (NPV-positiv). Die Knickpunkte im Kurvenverlauf werden durch den Sprung in der Einspeisevergütung bei 10 kW_p und bei sich ändernden Wartung- und Betriebskosten ab einer Leistung von 8 kW_p verursacht.

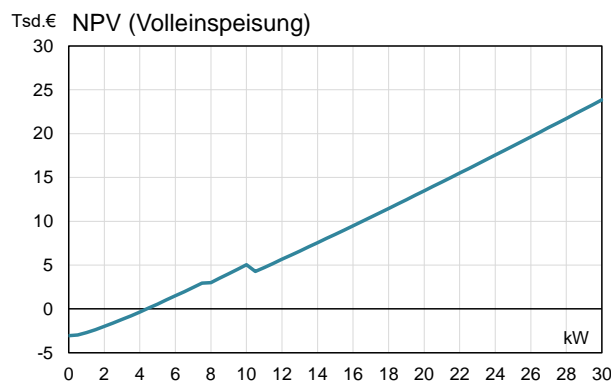


Abbildung 35. Kapitalwert bei Volleinspeisung

Bei einem Kapitalwert von null (NPV=0) beträgt der interne Zinsfuß 1,5 % und entspricht dann dem angesetzten Kalkulationszins. Mit steigender Anlagengröße steigt auch die mögliche Verzinsung auf bis zu 10 %.

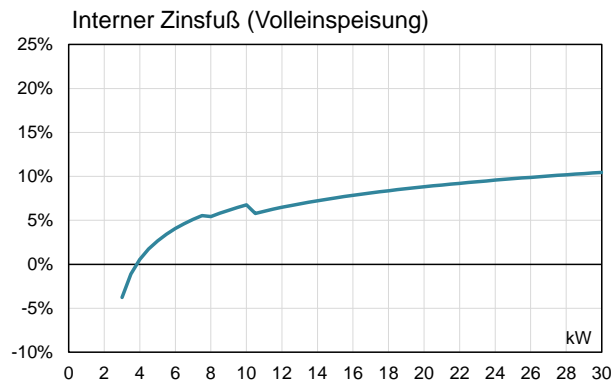


Abbildung 36. Interner Zinsfuß bei Volleinspeisung

Die Kapitalrücklaufzeit entspricht dem Zeitraum, der erforderlich ist, um das investierte Kapital durch Einsparungen wieder zu erwirtschaften.

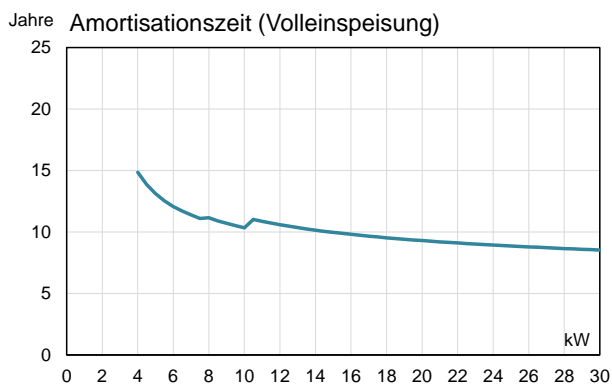


Abbildung 37. Einfache Amortisationszeit bei Volleinspeisung

3.3.2 EIGENVERBRAUCH

Da beim Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit u. a. auch vom Strombedarf abhängt, werden die Ergebnisse für jedes Gebäude dargestellt. Durch die Variation beim Stromspeicher ergibt sich eine große Ergebnisbandbreite. Aus Übersichtlichkeitsgründen wird stellvertretend für das Ergebnis der Wirtschaftlichkeit der interne Zinsfuß angegeben. Die Gesamtergebnisse sind in Anhang 6.4 aufgeführt. Anlagen ohne Speicher sind in der Regel wirtschaftlicher, als Anlagen mit Speicher – auch wenn die Kosten für den Speicher mit in die anrechenbaren Förderkosten einbezogen werden. Je größer der Speicher wird, desto unwirtschaftlicher wird die Gesamtanlage. Für das Einfamilienhaus mit technischem Strombedarf ohne Speicher kann ein interner Zinsfuß von im Mittel etwa 2,7 % und eine Amortisationszeit von 16,7 Jahren erreicht werden, für Anlagen > 2 kW_p. Bei Anlagen mit Wärmepumpen ist das Ergebnis positiver, mit im Mittel 1,2 % für Anlagen > 4 kW_p bei einer Amortisationszeit von 18,8 Jahren.

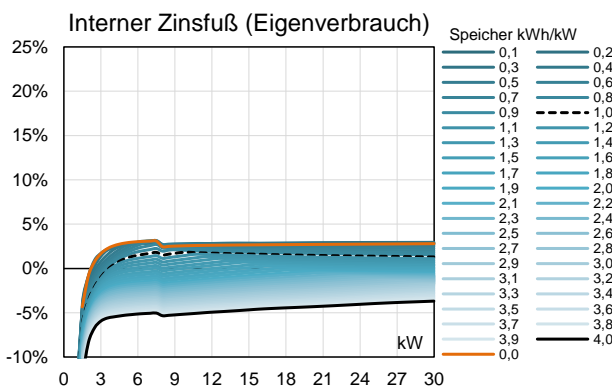


Abbildung 38. Interner Zinsfuß, Eigenverbrauch (EFH + Technik)

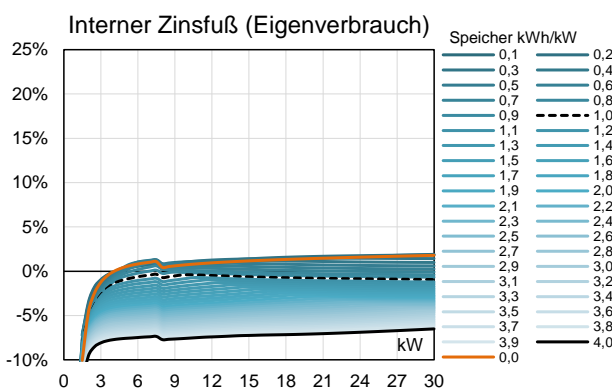


Abbildung 39. Interner Zinsfuß, Eigenverbrauch (EFH)

Beim Mehrfamilienhaus stellt sich die Wirtschaftlichkeit grundsätzlich besser dar, als beim Einfamilienhaus. Das liegt am deutlich höheren Eigenverbrauch bzw. auch an dem, im Verhältnis zur Größe der Photovoltaikanlage, größeren Stromverbrauch und die damit einhergehende größeren Eigenverbrauch. Für den Fall, dass der Technikstrom für Wärmepumpen einbezogen wird, kann für Anlagen > 1 kW_p ohne Speicher im Mittel ein interner Zinsfuß von 18,6 % und eine Amortisationszeit von 6,5 Jahren erreicht werden. Wird nur der Allgemeinstrom berücksichtigt ergibt sich für Anlagen > 1 kW_p ohne Speicher ein mittlerer interner Zinsfuß von 16,1 % bei einer Amortisationszeit von 7,2 Jahren.

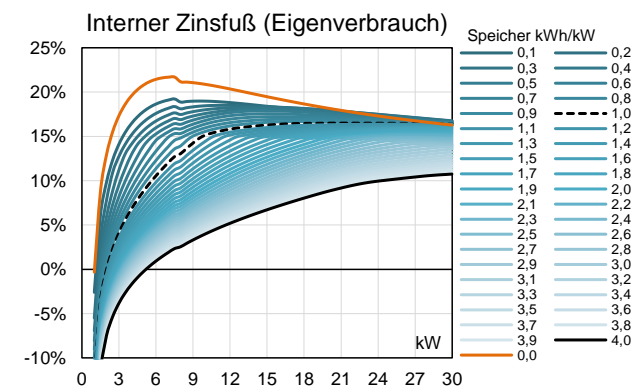


Abbildung 40. Interner Zinsfuß, Eigenverbrauch (MFH + Technik)

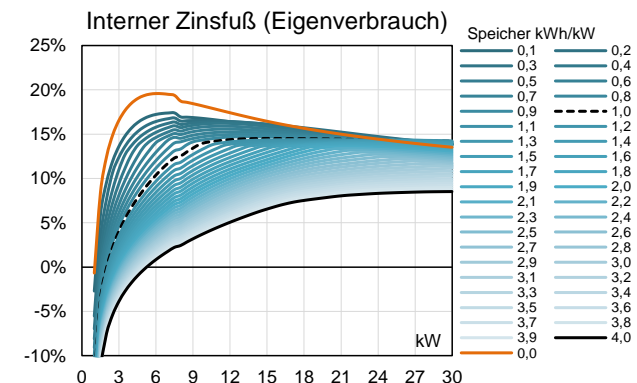


Abbildung 41. Interner Zinsfuß, Eigenverbrauch (MFH)

Für das Nichtwohngebäude mit dem Stromlastprofil G0 sind Anlagen ohne Speicher unwirtschaftlicher als Anlagen mit Speicher. Für den Fall, dass der zusätzliche Technikstrom für Wärmepumpen einbezogen wird, kann für Anlagen > 2,5 kW_p im Mittel ein interner Zinsfuß von 8,8 % erreicht werden bei einer Amortisationszeit von 10,8 Jahren. Für Anlagen ohne Wärmepumpen reduziert sich der mittlere interne Zinsfuß für Anlagen > 2,5 kW_p leicht auf 8,2 % mit einer Amortisationszeit von 11,2 Jahren.

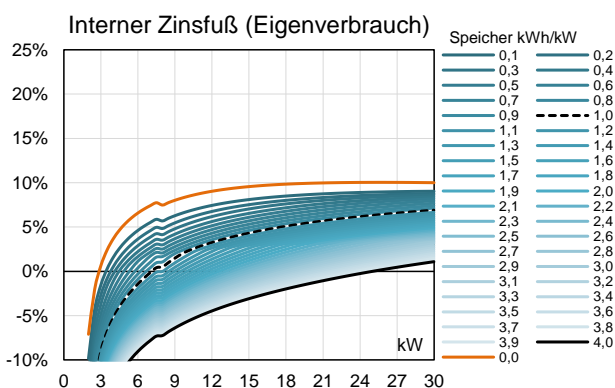


Abbildung 42. Interner Zinsfuß, Eigenverbrauch (NWG + Technik)

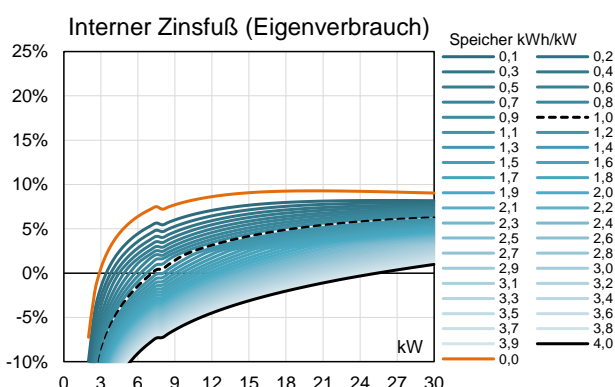


Abbildung 43. Interner Zinsfuß, Eigenverbrauch (NWG)

3.3.3 FÖRDERHÖHE BEI VARIABLEN KOSTEN

Die durchgeführten Analysen beziehen sich auf mittlere Kosten für Photovoltaikanlage und Speicher. Um den Einfluss der aktuellen Förderung auf sich verändernde Kosten zu bewerten, können für eine gegebene Standard-Anlagenkonfiguration (vgl. Tabelle 5) die erforderlichen Subventionen berechnet werden, die erforderlich sind um einen Kapitalwert NPV von null beziehungsweise einen internen Zinsfuß zu erreichen, der dem angesetzten Kalkulationszins entspricht.

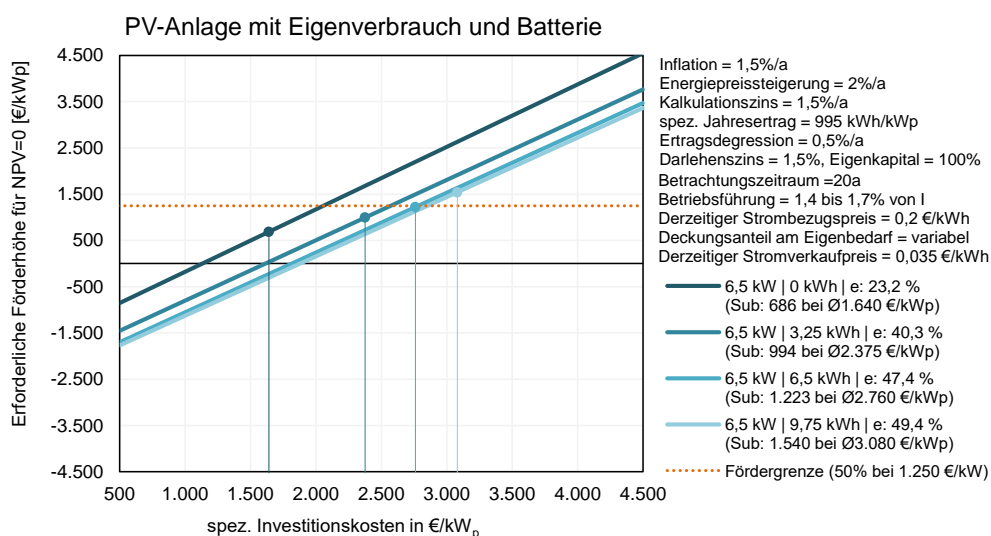


Abbildung 44. Erforderliche spezifische Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

Die Auswertung wird für die vier betrachteten Beispielgebäude durchgeführt. Bewertet wird die erforderliche Förderhöhe für eine Anlage ohne Speicher und für drei unterschiedliche Speicherkonfigurationen mit 0,5 kWh/kW_p, 1,0 kWh/kW_p und mit 1,5 kWh/kW_p entsprechend der Obergrenze der Auslegungsempfehlung.

Stellvertretend für alle Gebäude wird das Ergebnis für ein Gebäude grafisch dargestellt. Die Ergebnisse für alle Gebäude sind in Tabelle 8 und Tabelle 9 zusammengefasst und grafisch in Anhang 6.1 aufgeführt.

Abbildung 44 zeigt die Auswertung für ein Einfamilienhaus mit Technikstrom. Für eine Anlage ohne Speicher wären demnach 686 €/kW_p erforderlich, um über eine Betrachtungszeit von 20 Jahren einen Kapitalwert von null zu erreichen. Wie zuvor beschrieben, führt ein Speicher aufgrund der relativ hohen Kosten tendenziell zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit, was bei einem Speicher von 0,5 kWh/kW_p eine Förderhöhe von rd. 994 €/kW_p erforderlich macht. Beim größeren Speicher entsprechend 1.223 €/kW_p und bei einem Speicher von 1,5 kWh/kW_p sind es 1.540 €/kW_p. Die mögliche Förderhöhe beträgt maximal 1.250 €/kW_p und liegt damit im Bereich eines Speichers mit 1,0 kWh/kW_p. Bei einem Speicher im Bereich der oberen Begrenzung der Auslegung reichen die Förderkosten nicht aus, um das Gesamtsystem wirtschaftlich zu betreiben. Dahingehend werden für Einfamilienhäuser Anlagen mit überdimensionierten Speichern nicht überfördert, sondern sind nur etwas unwirtschaftlicher.

Neben der leistungsspezifischen Förderung kann auch die relative Förderung bezogen auf die spezifischen Investitionskosten angegeben werden. Die Förderung bezieht sich auf 50 % der anrechenbaren Investitionskosten mit einer Begrenzung auf 1.250 €/kW_p. Den Bezug auf die erforderliche prozentuale Förderung ist Abbildung 45 dargestellt. Analog zu Abbildung 44 reichen die prozentualen Fördersätze hier aus, um die Anlagen im wirtschaftlichen Bereich zu betreiben. Anlagen ohne Speicher benötigen dahingehend den geringsten Zuschuss.

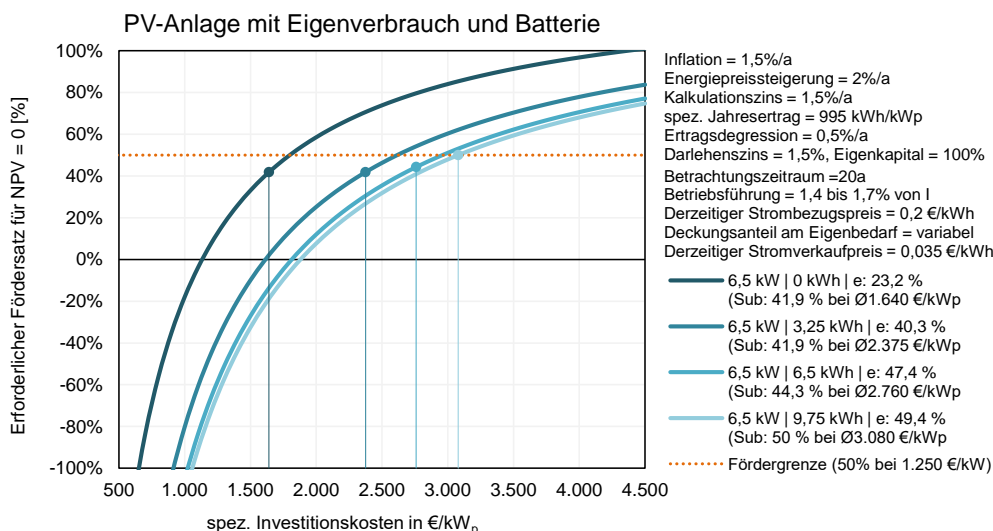


Abbildung 45. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

Für den Fall das beim Einfamilienhaus nur Allgemeinstrom vorhanden ist, sind im Vergleich leicht höhere Fördersätze (862 €/kW_p) erforderlich, da einteilig weniger Strom selbst verbraucht werden kann. Ein Speicher mit 0,5 kWh/kW_p ist hier noch wirtschaftlich. Die sinnvolle Obergrenze des Stromspeichers beträgt für einen Stromverbrauch von 3.200 kWh und einer Anlagenleistung von 6,5 kW_p etwa 5 kWh, was bezogen auf die Größe der Photovoltaikanlage einer spezifischen Speichergöße von rd. 0,8 kWh/kW_p entspricht. Bei der relativen Förderhöhe liegen die Ergebnisse für das Einfamilienhaus ohne Speicher mit 53 % nur knapp über dem Wert der aktuellen Förderung (vgl. Tabelle 8). In diesem Fall ist die Photovoltaikanlage mit 6,5 kW_p recht groß für den Stromverbrauch des Gebäudes. Das verdeutlicht das Dilemma, dass bei der Optimierung des Eigenverbrauchs die Anlagengrößen aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus, bei Gebäuden mit geringem Stromverbrauch kleiner ausfallen können. Bezüglich des Klimaschutzes ist ein möglichst höherer Anteil an erneuerbarem Strom im System anzustreben und der Fokus auf den Eigenverbrauchsanteil ist in dem Zusammenhang nicht zielführend.

Beim betrachteten Mehrfamilienhaus ist der Stromverbrauch entsprechend hoch und ein großer Teil des erzeugten Stroms kann direkt oder indirekte über den Stromspeicher genutzt werden. Dadurch verbessert sich die Wirtschaftlichkeit deutlich. Für die betrachteten Fälle ergeben sich negative Fördersätze um einen Kapitalwert von null zu erreichen (vgl. Tabelle 9). Das bedeutet, dass die Anlagen ohne Förderung bereits wirtschaftlich betrieben werden können. Ob nun ein Speicher verwendet wird oder nicht hat auf dieses Ergebnis keinen signifikanten Einfluss.

Beim Nichtwohngebäude ist der Stromverbrauch im Verhältnis zur Größe der Photovoltaikanlage auch verhältnismäßig hoch, allerdings wird hier ein geringerer Strombezugspreis angesetzt. Für die Anlage ohne Speicher ist keine Förderung erforderlich und für Anlagen mit Speichern steigt der erforderliche Fördersatz an – liegt aber weiterhin unterhalb der vorhandenen Förderung (vgl. Tabelle 9).

In den folgenden Tabellen (Tabelle 7 bis Tabelle 10) sind die Ergebnisse zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 7. Spezifische Investitionskosten der Varianten (brutto)

Investition in €/kW _p	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH (beide)	6,5	1.640	2.375	2.760	3.080
MFH (beide)	22,5	1.370	1.820	2.060	2.255
NWG (beide)	29,0	1.320	1.730	1.940	2.115

Tabelle 8. Erforderliche Förderhöhe in % der Investitionskosten, um einen Kapitalwert von null zu erreichen

Förderung in % von I für NPV=0	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH + Technik	6,5	42%	42%	44%	50%
EFH	6,5	53%	51%	55%	61%
MFH + Technik	22,5	-51%	-49%	-43%	-37%
MFH	22,5	-31%	-31%	-29%	-25%
NWG + Technik	29,0	-3%	9%	17%	25%
NWG	29,0	4%	15%	21%	27%

Tabelle 9. Erforderliche Förderhöhe in €/kW_p der Investitionskosten, um einen Kapitalwert von null zu erreichen

Förderung in €/kW _p für NPV=0	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH + Technik	6,5	686	994	1.223	1.540
EFH	6,5	862	1.221	1.527	1.880
MFH + Technik	22,5	-699	-897	-894	-835
MFH	22,5	-428	-564	-599	-571
NWG + Technik	29,0	-37	160	339	525
NWG	29,0	48	253	413	580

Tabelle 10. Eigenverbrauchsanteil der Varianten

Eigenverbrauch in % der Erzeugung	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH + Technik	6,5	23%	40%	47%	49%
EFH	6,5	18%	34%	38%	39%
MFH + Technik	22,5	46%	68%	77%	82%
MFH	22,5	38%	59%	68%	75%
NWG + Technik	29,0	63%	86%	92%	94%
NWG	29,0	56%	79%	86%	90%

Die Förderung von Anlagen mit Eigenverbrauch ist für kleine Gebäude ausgelegt. Steigt der Stromverbrauch im Verhältnis zur Anlagengröße an, steigt auch der Eigenverbrauch. Das hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

In wieweit das für Mehrfamilienhäusern relevant ist, hängt von der Art der Umsetzung ab. Im Fall einer Kooperative gelten für Anlagen ab 30 kW_p andere Fördersätze. Für kleinere Anlagen wird in der Praxis die Förderung für Anlagen bis 30 kW_p gewährt für alle natürlichen oder juristischen Personen [19]. Geht man davon aus, dass Anlagen nur auf Dächern installiert werden, so spielt die Geschosshöhe eine Rolle. Zum einen hinsichtlich der installierbaren Leistung und zum anderen beim möglichen Eigenverbrauch. Für das Beispielgebäude wurden 4 Etagen mit 22,5 kW_p angesetzt. Bei einem Strombedarf von zwischen 33 und 48 MWh/a beträgt das Leistungsverhältnis nur 0,5 bis 0,6 kW_p/MWh. Entsprechend hoch sind die Eigenverbrauchsanteile – auch ohne Stromspeicher.

3.3.4 SENSITIVITÄT | HÖHERE INITIALE ENERGIEKOSTEN

Die Berechnungen wurden bisher unter der Annahme durchgeführt, dass die Strompreise zwar weiter steigen, aber der Grundpreis aktuellen Angaben entspricht. Geht man situationsbedingt von einem kurzfristig größeren Anstieg aus, so hat das einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen mit Eigenverbrauch. Für die betrachteten Gebäude wird die erforderliche Förderung in Abhängigkeit von modifizierten Eingangsparametern durchgeführt. Gemäß der Abstimmung mit dem *Ministerium für Energie und Raumentwicklung*²⁰ werden drei Szenarien betrachtet. Tabelle 11 zeigt die angesetzten Kenngrößen für die Anpassung der initialen Strompreise. Die Anlagenpreise und die sonstigen ökonomischen Randbedingungen bleiben in Absprache unverändert.

Tabelle 11. Variation der initialen Strompreise.

Kenngröße	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Direktvermarktung	0,053 (+50%)	0,070 (+100%)	0,140 (+400%)
Strompreis H01.1	0,300 (+50%)	0,400 (+100%)	0,400 (+100%)
Strompreis G0	0,150 (+50%)	0,200 (+100%)	0,200 (+100%)

Unter Berücksichtigung der ökonomischen Randbedingungen reichen für alle Anlagenkonfigurationen die eingesparten Strombezugskosten und die Vergütung des Überschusses mit dem Abnahmepreis aus, damit ein Kapitalwert von null erreicht wird und die Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können. Mit steigenden Strompreisen steigt somit die Wirtschaftlichkeit von Anlagen mit Eigenverbrauch. Folgende Tabellen zeigen die erforderlichen Förderansätze in Prozent der Investitionskosten, beziehungsweise direkt als Förderbetrag in €/kW_p. Wenn man die Ergebnisse auf unterschiedlich hohe Investitionskosten beziehen will, können die Ergebnisse im Anhang 6.2 eingesehen werden.

ERGEBNISSE VARIANTE 1

Geht man von einem 50 % höheren Initialpreis für den Strombezug und die Direktvermarktung aus, sinken die erforderlichen Förderhöhen entsprechend.

Tabelle 12. Erforderliche Förderhöhe in % der Investitionskosten, um einen Kapitalwert von null zu erreichen – Variante 1.

Förderung in % von I für NPV=0	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH + Technik	6,5	-5%	-2%	2%	11%
EFH	6,5	11%	12%	18%	27%
MFH + Technik	22,5	-136%	-134%	-125%	-115%
MFH	22,5	-106%	-106%	-103%	-98%
NWG + Technik	29,0	-63%	-45%	-33%	-22%
NWG	29,0	-53%	-37%	-27%	-18%

Tabelle 13. Erforderliche Förderhöhe in €/kW_p der Investitionskosten, um einen Kapitalwert von null zu erreichen – Variante 1.

Förderung in €/kW _p für NPV=0	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH + Technik	6,5	-78	-59	52	334
EFH	6,5	187	282	508	843
MFH + Technik	22,5	-1.862	-2.431	-2.572	-2.601
MFH	22,5	-1.456	-1.932	-2.129	-2.205
NWG + Technik	29,0	-827	-780	-637	-463
NWG	29,0	-700	-639	-526	-382

ERGEBNISSE VARIANTE 2

Setzt man den Initialpreis für Strombezug und Direktvermarktung auf +100 % können die Anlagen ohne Fördermittel wirtschaftlich betrieben werden.

Tabelle 14. Erforderliche Förderhöhe in % der Investitionskosten, um einen Kapitalwert von null zu erreichen – Variante 2.

Förderung in % von I für NPV=0	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH + Technik	6,5	-51%	-47%	-41%	-28%
EFH	6,5	-30%	-28%	-18%	-6%
MFH + Technik	22,5	-221%	-218%	-206%	-194%
MFH	22,5	-181%	-181%	-178%	-170%
NWG + Technik	29,0	-123%	-99%	-83%	-69%
NWG	29,0	-110%	-89%	-76%	-64%

Tabelle 15. Erforderliche Förderhöhe in €/kW_p der Investitionskosten, um einen Kapitalwert von null zu erreichen – Variante 2.

Förderung in €/kW _p für NPV=0	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH + Technik	6,5	-842	-1.112	-1.119	-872
EFH	6,5	-489	-658	-511	-193
MFH + Technik	22,5	-3.026	-3.965	-4.249	-4.367
MFH	22,5	-2.484	-3.300	-3.659	-3.839
NWG + Technik	29,0	-1.617	-1.719	-1.613	-1.452
NWG	29,0	-1.448	-1.532	-1.465	-1.343

ERGEBNISSE VARIANTE 3

In Variante 3 wird der Initialpreis der Strombezugspreis um 100 % und der für die Direktvermarktung um 400 % auf 0,14 €/kWh angehoben. Dadurch verbessert sich die Wirtschaftlichkeit insbesondere für die Variante ohne Speicher.

Der Preis für die Direktvermarktung liegt mit 0,175 €/kWh nahe bei Preis für den Strombezug mit 0,2 €/kWh. Dadurch reduziert sich der monetäre Vorteil durch mehr Eigenverbrauch über den Speicher. Da der Energieumsatz im Speicher verlustbehaftet ist, wird die gleiche Wirtschaftlichkeit bereits vor der Strompreisparität erreicht. Entsprechend steigt die Differenz im erforderlichen Förderbetrag (in beiden Fällen negativ), um einen Kapitalwert von null zu erreichen. Abbildung 93 bis Abbildung 96 (S.38) verdeutlichen den Zusammenhang grafisch.

Hier stellt sich allerdings die Frage, inwieweit dies ein langfristig realistisches Gesamtszenario ist, da neben der asynchronen Strompreisentwicklung in allen Varianten der Sensitivitätsbetrachtung alle anderen ökonomischen Parameter unverändert sind.

²⁰ Gewünschte Variantenausprägung vom 02.09.2022

Tabelle 16. Erforderliche Förderhöhe in % der Investitionskosten, um einen Kapitalwert von null zu erreichen – Variante 3.

Förderung in % von I für NPV=0	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH + Technik	6,5	-154%	-100%	-80%	-62%
EFH	6,5	-139%	-87%	-66%	-48%
MFH + Technik	22,5	-307%	-253%	-227%	-207%
MFH	22,5	-280%	-228%	-208%	-191%
NWG + Technik	29,0	-185%	-114%	-89%	-72%
NWG	29,0	-182%	-112%	-87%	-70%

Tabelle 17. Erforderliche Förderhöhe in €/kW_p der Investitionskosten, um einen Kapitalwert von null zu erreichen – Variante 3.

Förderung in €/kW _p für NPV=0	P _{PV} kW _p	Stromspeicherauslegung			
		0 kWh/kW _p	0,5 kWh/kW _p	1 kWh/kW _p	1,5 kWh/kW _p
EFH + Technik	6,5	-2.526	-2.378	-2.214	-1.917
EFH	6,5	-2.286	-2.073	-1.810	-1.468
MFH + Technik	22,5	-4.202	-4.604	-4.681	-4.670
MFH	22,5	-3.832	-4.156	-4.280	-4.310
NWG + Technik	29,0	-2.436	-1.968	-1.722	-1.513
NWG	29,0	-2.403	-1.935	-1.690	-1.483

3.3.5 ALLGEMEINE DARSTELLUNG

Die Analysen wurden für die betrachteten Beispielgebäude durchgeführt damit praktische Deckungsanteile mit einbezogen werden können. Für eine allgemeinere Darstellung kann die erforderliche Förderung auch für eine festgelegte Bandbreite von Eigenverbrauchsanteilen durchgeführt werden.

Die folgenden Bilder zeigen die erforderliche Förderhöhe für den Ausgangsfall der ökonomischen Randbedingungen²¹. Die Ergebnisse für alle Szenarien der Sensitivität sind in Anhang 6.3 aufgeführt.

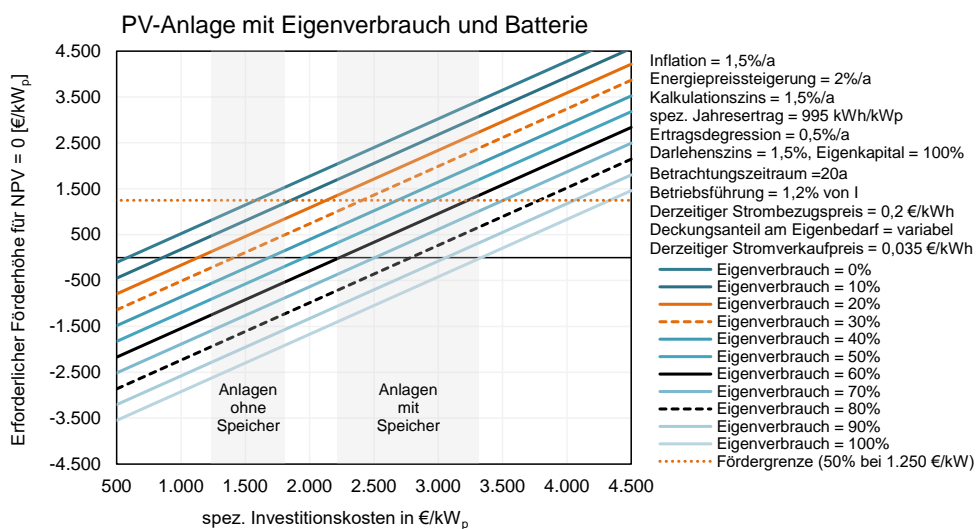


Abbildung 46. Erforderliche spezifische Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

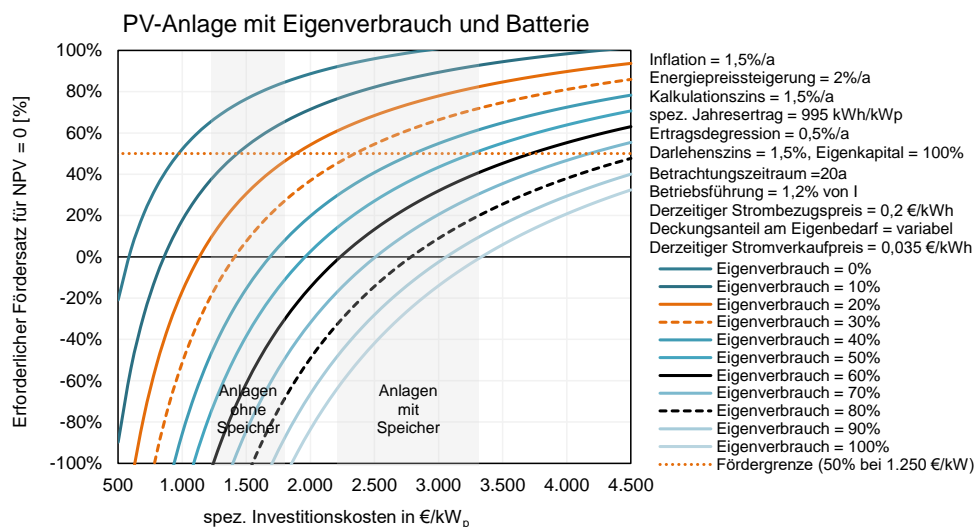


Abbildung 47. Erforderliche relative Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

²¹ Es sei darauf hingewiesen, dass es im Vergleich zur individuellen Berechnung zu leichten Unterschieden im Ergebnis kommt. Auftretende Speicherverluste werden bei der allgemeinen Betrachtung nicht mit einbezogen. Da der Energieumsatz im Stromspeicher nicht (nur) vom gewählten Eigenverbrauchsanteil abhängt, sondern auch abhängig von der Anlagenleistung und vom

Stromverbrauch des Gebäudes, ist das eine nicht bekannte Größe. Die Kosten für Wartung und Betriebsführung werden pauschal mit 1,2 % der Investitionskosten angegeben. Bei den individuellen Gebäuden sind diese Werte projektspezifisch und variieren.

4 DISKUSSION DER ERGEBNISSE

Das Luxemburger Förderprogramm zur Steigerung der erneuerbaren Energien sieht derzeit eine Förderung für Volleinspeisung und für Überschusseinspeisung (Eigenverbrauch) vor. Bei der Überschusseinspeisung werden derzeit Stromspeicher nicht mit in die anrechenbaren Kosten einbezogen. Diesbezüglich soll mit dieser Kurzstudie überprüft werden, ob für Anlagen bis einer Leistung von 30 kW_p Stromspeicher mit in die Kosten einbezogen werden können und inwieweit sich diese Förderung wirtschaftlich darstellt.

AUSLEGUNG VON STROMSPEICHERN

Die Festlegung von Speichergrößen erfolgt in der Praxis oft nur in Abhängigkeit der Leistung der Photovoltaikanlage. Die Auswertungen zeigen, dass dies als alleinige Auslegungsgröße nicht ausreichend ist und unter Umständen zu überdimensionierten Speichern führt. Zur Ableitung von Auslegungskriterien wurden umfangreiche Simulationen durchgeführt und es konnten, analog zu Untersuchungen aus [17], [20] und [21], die folgenden Empfehlungen zur Begrenzung von Stromspeichern abgeleitet werden (vgl. Abbildung 48).

1. Speicher sollten nur dann eingesetzt werden, wenn ausreichend solare Überschüsse vorhanden sind, beziehungsweise wenn die Photovoltaikanlage im Verhältnis zum Gebäudestrombedarf groß genug ist. Als Größenordnung kann eine Mindestleistung von etwa 0,5 kW_p pro 1 MWh Jahresstromverbrauch angesetzt werden.
2. Die Speicherkapazität sollte mit der Leistung der Photovoltaikanlage und dem Strombedarf abgeglichen sein. Im Rahmen der Analysen konnten entsprechende Grenzbereiche identifiziert werden. So sollte der Speicher im Verhältnis zur Photovoltaikanlage nicht zu groß sein. Die Speicherkapazität sollte höchstens 1,5 kWh pro 1 kW_p Anlagenleistung betragen.
3. Die Speicherkapazität sollte mit dem Strombedarf des Gebäudes abgeglichen sein. Bezogen auf den Strombedarf ist die Speicherauslegung stark abhängig vom Stromlastprofil beziehungsweise vom Stromverbrauchsprofil. Die Speicherkapazität sollte hierbei 1,5 kWh pro 1 MWh Jahresstromverbrauch nicht überschreiten.

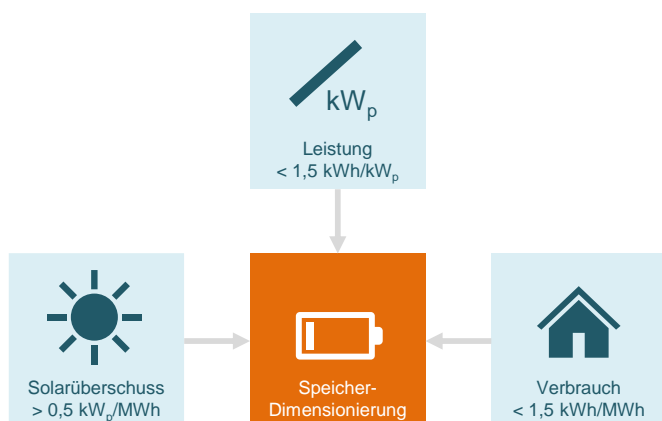


Abbildung 48. Eckdaten für eine Stromspeicherauslegung

EIGENVERBRAUCH UND KLIMASCHUTZ

Der voraussichtlich weiter steigende Anteil an erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung führt zu stärkeren witterungsbedingten Schwankungen vor allem an sonnenreichen Tagen. Zur Beherrschung dieser Überschüsse eignen sich neben zentralen Speicher- oder Energieumwandlungslösungen, auch dezentrale Stromspeicher oder semi-dezentrale Quartierspeicher. Überschüssiger Strom kann zwischengespeichert werden und bei Bedarf wieder abgerufen werden. Speicher haben demnach nicht nur einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit im System Haus, sondern tragen ebenfalls zur Stabilisierung des Stromnetzes bei.

Der Eigenverbrauchsanteil wird oft als Auslegungskriterium für Photovoltaikanlagen mit Stromspeichern herangezogen. Das ist soweit nachvollziehbar, denn die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen hängt bei Eigenverbrauchsanlagen wesentlich davon ab. Der Eigenverbrauchsanteil nimmt jedoch mit größer werdender Anlage ab, die wiederum mehr erneuerbare Energie erzeugt und dem gesamten Stromnetz zur Verfügung stellt. Das kann in der Praxis auch dazu führen, dass das vorhandene Solarpotential – also die Dachfläche – nicht vollständig belegt wird und Anlagen nur aus wirtschaftlichen Überlegungen kleiner ausgelegt werden. Das ist aus Klimaschutzgründen nicht zu befürworten.

Die Unabhängigkeit vom Stromnetz – der Autarkiegrad – wird ebenfalls gerne als Zielgröße herangezogen. Anders als beim Eigenverbrauch nimmt dieser Wert bei größer werdenden Anlagen zu und kann mit einem Stromspeicher weiter gesteigert werden. Diese Unabhängigkeit vom Stromnetz ist für viele auch eine Motivation eine Anlage umzusetzen – gerade in Zeiten mit stark steigenden Energiepreisen. Dieser Wert eignet sich dahingehend besser als Bewertungsgröße.

Die Realisierung von Photovoltaikanlagen sollte nicht nur auf eine bilanzielle Dimensionierung beschränkt werden. Das gilt insbesondere, wenn Speicher eingesetzt werden sollen. Die Nutzung eines Stromspeichers führt bei derzeitigen Preisniveaus in der Regel zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit. Oft – und vor allem aus Klimaschutzgründen – ist es sinnvoller das dafür erforderliche Kapital in eine größere Photovoltaikanlage zu investieren und die Dachfläche möglichst voll auszunutzen. Dahingehend sind diejenigen Förderanreize sinnvoll, die nicht nur das System Gebäude-Photovoltaikanlage im Zentrum der Überlegung sehen, sondern einen möglichst großen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gesamtsystems leisten.

FAKTOR ELEKTROMOBILITÄT

Im Zuge der zunehmenden Elektrifizierung des Individualverkehrs und der damit einhergehenden Zunahme von Speicherkapazitäten kann die allgemeine Förderung von dezentralen Solarspeichern in Frage gestellt werden. Wenn zukünftig deutlich mehr Elektrofahrzeuge mit bidirektionalem Laden vorhanden sind, entstehen gleichzeitig auch große Speicherkapazitäten, die einen separaten Heimspeicher für die Photovoltaikanlage unter Umständen überflüssig machen. Voraussetzung dafür ist allerdings die Fähigkeit der Fahrzeuge bidirektional zu laden und Energie an das Gebäude oder das Netz abzugeben (V2H oder V2G). Diese Technologie verbreitet sich zunehmend. Die Entwicklung ist dahingehend unbedingt im Auge zu behalten und die Förderung von Solarstromanlagen mit Stromspeichern gegebenenfalls zu modifizieren.

FÖRDERUNG

Die Förderung für **Volleinspeiser** erfolgt in Luxemburg über eine Investitionsbeihilfe und eine geförderte Einspeisevergütung. Mit steigender Anlagengröße verbessert sich die Wirtschaftlichkeit dieser Systeme, was hinsichtlich der maximalen Ausnutzung des Solarpotentials eines Gebäudes (vollflächige Belegung der Dachfläche) positiv ist. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ist gut kalkulierbar. Allerdings wird die Förderung nur 15 Jahre gewährt, was je nach dem dann gewährten Abnahmepreis bei kleinen Anlagen zu einem nicht mehr optimal wirtschaftlichen Betrieb führen kann. Die Wartungs- und Betriebskosten der Anlagen können, je nach erzielter Direktvermarktung, im Bereich der Erlöse liegen. Da die Lebensdauer von Photovoltaikanlagen über 20 Jahre betragen kann, wäre eine Erweiterung der Vergütungsdauer, bei entsprechend geringerem Tarif hilfreich – auch aus psychologischer Sicht des Anlagenbetreibers. Alternativ dazu könnte auch die Möglichkeit geschaffen werden, die Anlagen nach Ablauf der Förderung im Eigenverbrauch zu betreiben.

Für Anlagen mit **Eigenverbrauch** wird kein geförderter Einspeisetarif, aber im Vergleich zur Volleinspeisung eine höhere Initialförderung gewährt. Die Untersuchungen ergeben, dass die Anschaffung eines Stromspeichers in der Regel mit einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit einher geht. Das deckt sich auch mit Ergebnissen aus [22] und [18], die für deutsche Verhältnisse durchgeführt wurden. Die Wirtschaftlichkeit dieser Systeme hängt wesentlich von der Höhe des selbst verbrauchten Stroms und damit auch von den Strombezugskosten ab. Allerdings ist die Prognose der Strompreisentwicklung mit großen Unsicherheiten belegt. Zur Begrenzung des wirtschaftlichen Risikos empfiehlt es sich deshalb, bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung von Anlagen mit Eigenverbrauch die Strompreisentwicklung nicht zu optimistisch anzusetzen. Oft ist der Eigenverbrauch das Auslegungskriterium von Solarteuren. Stromspeicher steigern den Eigenverbrauch, und so liegt es nahe, die beiden Technologien dahingehend zu kombinieren. Werden die Kosten für Stromspeicher mit in die anrechenbaren Kosten zur Förderung einbezogen, bei ansonsten unveränderten Konditionen (50 % der anrechenbaren Kosten bei max. 1.250 €/kW_p), können Anlagen mit sinnvoll ausgelegten Stromspeichern wirtschaftlich betrieben werden. Allerdings stehen Anlagen ohne Stromspeicher im Vergleich etwas besser da, da die Kosten für Stromspeicher noch entsprechend hoch sind. Perspektivisch ist ein Kostensenkungspotential für Lithium-Ionen-Speicher wahrscheinlich [23].

Die erforderliche Förderung für Anlagen mit Eigenverbrauch ist, im Vergleich zu Anlagen mit Volleinspeisung, von weiteren Parametern abhängig und komplexer. So sind, neben den Faktoren wie den Investitions- und Betriebskosten, dem Energieertrag und dem Einspeisetarif, insbesondere auch die Strombezugskosten, der Stromverbrauch und das Nutzerverhalten mit einzubeziehen. Der vorhandene Fördermechanismus kommt hierbei an seine Grenzen, wenn für alle realisierten Anlagen die gleichen Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit gelten sollen.

Im Fördermechanismus ist bei der geförderten Einspeisevergütung ein Faktor *X* eingeführt, mit dem die Höhe der Einspeisevergütung für Anlagen mit Volleinspeisung kurzfristig an die aktuelle Situation angepasst werden kann [1]. Für Anlagen mit Eigenverbrauch ist das nicht der Fall, da nur

einmalig Investitionsbeihilfen gewährt werden. Diesbezüglich sollten die Preisentwicklungen systematisch, markt- und zeitnah verfolgt werden, damit auch diese Förderbedingungen kurzfristig angepasst werden können.

Anlagen bis 30 kW_p für große Gebäude mit hohem Stromverbrauch, die im Eigenverbrauch betrieben werden, weisen unter Berücksichtigung der Förderung eine vergleichsweise gute Wirtschaftlichkeit auf. Wenn der Strombedarf ausreichend hoch ist, können diese Anlage mit weniger Fördermitteln wirtschaftlich betrieben werden. Dahingehend kann über eine Beschränkung der Förderung für diese Fälle nachgedacht werden.

GRENZEN DER UNTERSUCHUNG

Im Rahmen der vorliegenden war es nicht vorgesehen, Kostenerhebungen für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher vorzunehmen. Die Analysen stützen sich daher auf existierende Daten. Die Preise für Photovoltaikanlagen mit und ohne Speicher sind gerade im Jahr 2022 gestiegen. Einerseits ist das derzeit inflationäre Umfeld dafür verantwortlich und andererseits beschränken Lockdown-bedingte weltweite Lieferkettenprobleme und Produktionsengpässe das Angebot und auch infolge von ausgelasteten Installationsbetrieben steigen die Preise. Inwieweit dieser Preisanstieg langfristig Bestand hat, kann an dieser Stelle nur gemutmaßt werden. Die erforderliche Höhe der Förderung und/oder der Einspeisevergütung ist jedoch sehr sensibel bezüglich der Investitionskosten. Im Zuge einer Weiterentwicklung der Fördersystematik sollten unbedingt aussagekräftige Marktpreisanalysen durchgeführt werden, um neben der allgemeinen Situation auch ein besseres und spezifischeres Bild von Luxemburg zu erhalten.

Die aktuelle Strompreisentwicklung für Haushalte und am Spotmarkt ist derzeit von starken Preiserhöhungen geprägt. Im Gegensatz zu Anlagen mit Volleinspeisung, liegt für Anlagen mit Eigenverbrauch ein Teil des wirtschaftlichen Risikos beim Betreiber der Anlage. Steigen die Preise langfristig entstehen Gewinnchancen, sinken die Preise kann die gewünschte Wirtschaftlichkeit unter Umständen nicht erreicht werden. Die in der Kurzstudie angesetzten Kosten sind daher nur eine Momentaufnahme und orientieren sich, in Abstimmung mit dem Auftraggeber, gerade für den allgemeinen Abnahmetarif nicht an aktuellen Höchstwerten.

Angepasste Prognosesysteme zur intelligenten Steuerung²² von technischen Anlagen und Erzeugern sowie eine digitalisierte Stromvermarktung eröffnen zukünftig neue Möglichkeiten Systeme zur Stromerzeugung und Stromspeicherung monetär optimiert zu betreiben. Perspektiven dieser Art sind nicht Bestandteil der Kurzstudie und sollten zukünftig mit einbezogen werden.

²² Wetterbasiert, Lastgänge, Bedarfsstruktur, Wärmepumpen, Geräte, Smart-Grid, usw.

5 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Le Gouvernement grand-duché de Luxembourg, „Règlement grand-ducal du 12 avril 2019 modifiant: le règlement grand-ducal modifié du 1er août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables.“, Service central de législation, Luxemburg, 2019.
- [2] Le Gouvernement grand-duché de Luxembourg, „Règlement grand-ducal du 7 avril 2022 déterminant les mesures d'exécution de la loi du 23 décembre 2016 instituant un régime d'aides pour la promotion de la durabilité, de l'utilisation rationnelle de l'énergie et des énergies renouvelables.“, Service central de législation, Luxemburg, 2022.
- [3] M. Lichtmeß, „Beschreibung des Lernwerkzeugs PVCalC - Auslegung von Photovoltaikanlagen - Eigenverbrauch, Batteriespeicher, Wirtschaftlichkeit.“, Institut für Gebäude-Energieforschung Dr. Markus Lichtmeß, Ayl, 2021.
- [4] STATEC Luxemburg, „Structure du prix de l'électricité (en EUR par kWh), Jahr 2021.“, STATEC, le portail des statistiques, Luxemburg, Onlinezugriff 25.08.2022.
- [5] Calculix, [Online]. Available: www.calculix.lu. [Zugriff am 25.8.2022].
- [6] Statistisches Bundesamt (Destatis), „Preise, Daten zur Energiepreisentwicklung (Abgabe an private Haushalte, Jahresverbrauch 2.500 kWh bis 5.000 kWh, S.47-49)“, 31.08.2022.
- [7] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden und V. Quaschnig, „Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende.“, Berliner Wissenschafts-Verlag GmbH, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Berlin, 2015.
- [8] M. Lichtmeß und C. Armbrorst, „Vorschlag zur Erweiterung der Bilanzmethode DIN V 18599 um die Anrechnung der Eigenstromnutzung.“, Bergische Universität Wuppertal und Goblet Lavandier & Associés, Luxemburg, 2018.
- [9] M. Lichtmeß, „SimRoom - Lernwerkzeug zur Überwärmung und Energiebilanz im dynamischen 1-Zonen-Raummodell.“, Institut für Gebäude-Energieforschung Dr. Markus Lichtmeß, Ayl, 2022.
- [10] Lichtmeß, Markus, „PVCalC - Lernwerkzeug für die Berechnung der Eigenstromnutzung von PV-Anlagen.“, Institut für Gebäude-Energieforschung Dr. Markus Lichtmeß, Ayl, 2022.
- [11] Lichtmeß, Markus, „Vereinfachte Bestimmung der Eigenstromnutzung von PV-Anlagen in einer Monatsbilanz für Wohngebäude, Validierungswerkzeug P-CalC.“, EnOB Forschung für Energieoptimiertes Bauen, 24. März 2015.
- [12] Ministerium für Energie und Raumentwicklung, „Bâtiments (RGD 2021), Données climatiques du Luxembourg (Protection thermique d'été)“, Online, <https://mea.gouvernement.lu>, 2021.
- [13] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis.“, Datensatz, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Lizenz: CC-BY-NC-4.0, heruntergeladen am 18.08.2022, Berlin.
- [14] KommEnergie GmbH, „Standardlastprofile für BDEW-Standardlastprofile.“, Eichenau, 2011 (geladen am 18.08.2022).
- [15] co2online, „Stromspiegel 2021/22.“, Herausgeber: co2online gemeinnützige GmbH, Gefördert durch Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit., Berlin, www.stromspiegel.de, 2022.
- [16] Le Gouvernement grand-duché de Luxembourg, Règlement grand-ducal du 9 juin 2021 concernant la performance énergétique des bâtiments, Luxemburg: Service central de législation, 2021.
- [17] N. Orth, J. Weniger und L. Meissner, „Empfehlungen zur Auslegung von Solarstromspeichern.“, *Sonnenenergie*, Nr. 2|2022, 2022.
- [18] J. Bergner und V. Quaschnig, „Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer.“, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW), Berlin, 2019.
- [19] Ministerium für Energie und Raumentwicklung, „FAQ zu Règlement grand-ducal modifié du 1er août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables, Première partie (octobre 2019)“, Online auf Guichet.lu | <https://bit.ly/3CJJv53>, 2019 (Version 18.18.2022).
- [20] J. Weniger, M. Zoll, G. Buhr Sepúlveda und Q. Quaschnig, „Auslegung von Solarstromspeichern im Gewerbe, Eigenverbrauch steigern und Lastspitzen kappen.“, *Das Elektrohandwerk*, Nr. 09, S.30-33, 2021.
- [21] J. Weniger, „Batteriespeicher in Handwerksbetrieben, Online-Seminar der Mittelstandsinitiative, Energiewende und Klimaschutz.“, Hochschule für Technik und Wirtschaft, Berlin, 2021.
- [22] D. Ritter und D. Bauknecht, „Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen, eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und Eigenverbrauchsanlagen.“, Durchführung: Öko-Institut e.V. Freiburg, Herausgeber: Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2021.
- [23] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden und V. Quaschnig, „Dezentrale solarstromspeicher für die Energiewende.“, Berlin, 2021.
- [24] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, „Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen (BNB), Büro- und Verwaltungsgebäude, Modul Nutzen + Betreiben.“, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Version V2013_3.
- [25] STATEC Luxemburg, „Ménages privés par type de ménage et selon la taille 2001.“, STATEC, le portail des statistiques, Luxemburg, 26.08.2022.
- [26] STATEC Luxemburg, „Surface moyenne (en m²) des unités d'habitation pour les bâtiments résidentiels achevés (Période 1996)“, STATEC, le portail des statistiques, Luxemburg, 28.08.2022.
- [27] BDEW, „BDEW-Strompreisanalyse Juli 2022.“, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, Online: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, 21.07.2022.

6 ANHANG

6.1 FÖRDERUNG BEI VARIABLEN KOSTEN

6.1.1 EINFAMILIENHAUS MIT TECHNIKSTROM

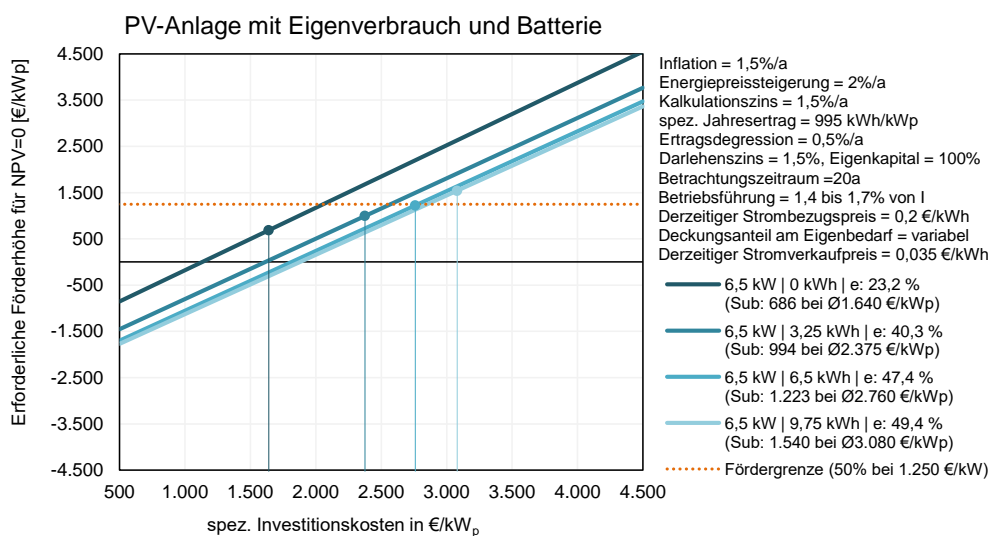


Abbildung 49. Erforderliche spezifische Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

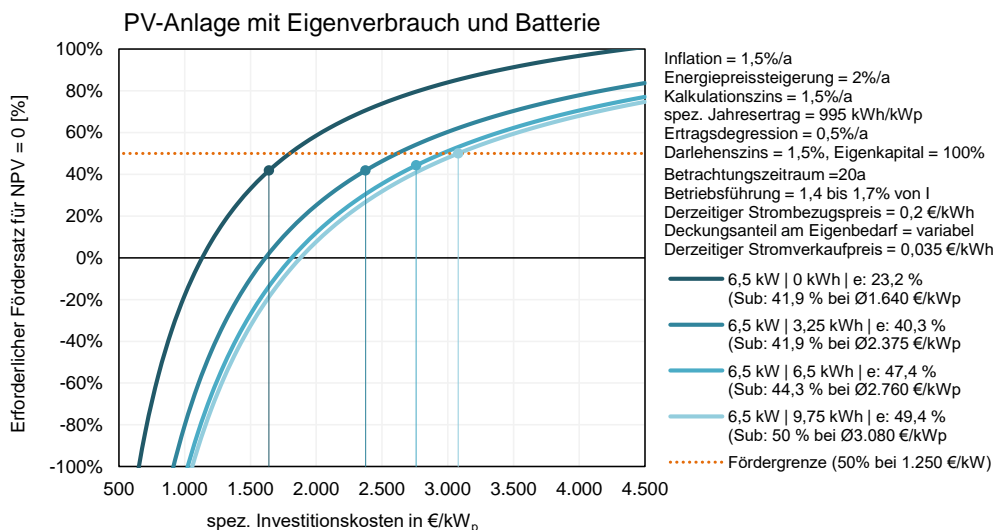


Abbildung 50. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.1.2 EINFAMILIENHAUS OHNE TECHNIKSTROM

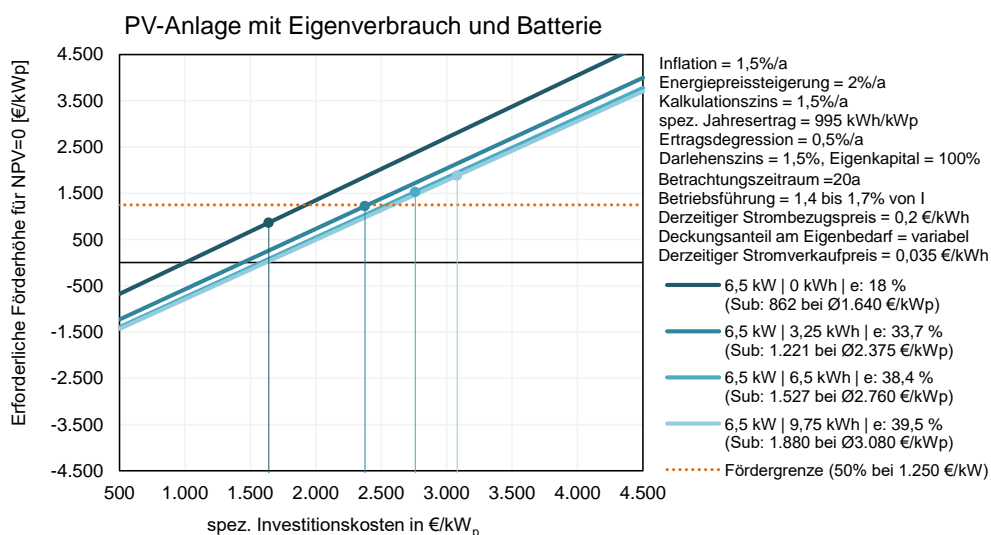


Abbildung 51. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

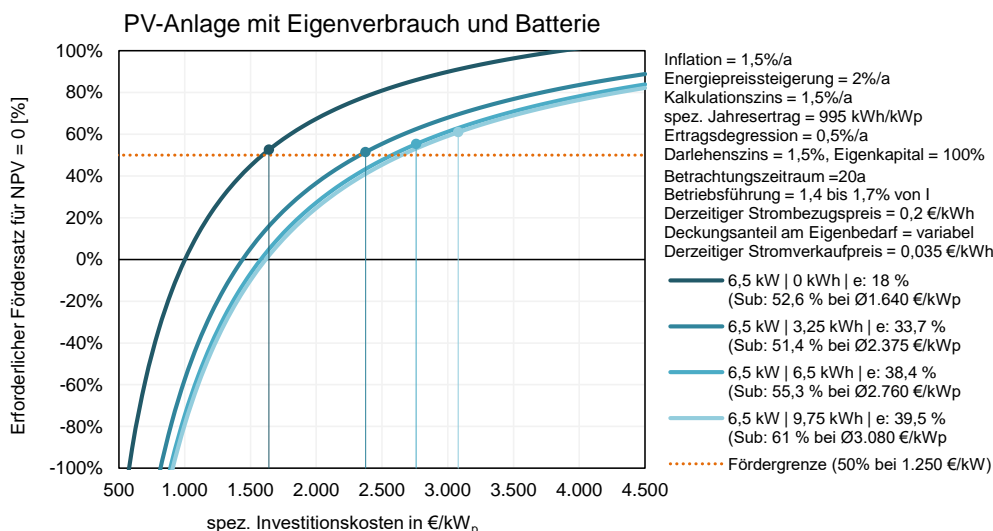


Abbildung 52. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.1.3 MEHRFAMILIENHAUS MIT TECHNIKSTROM

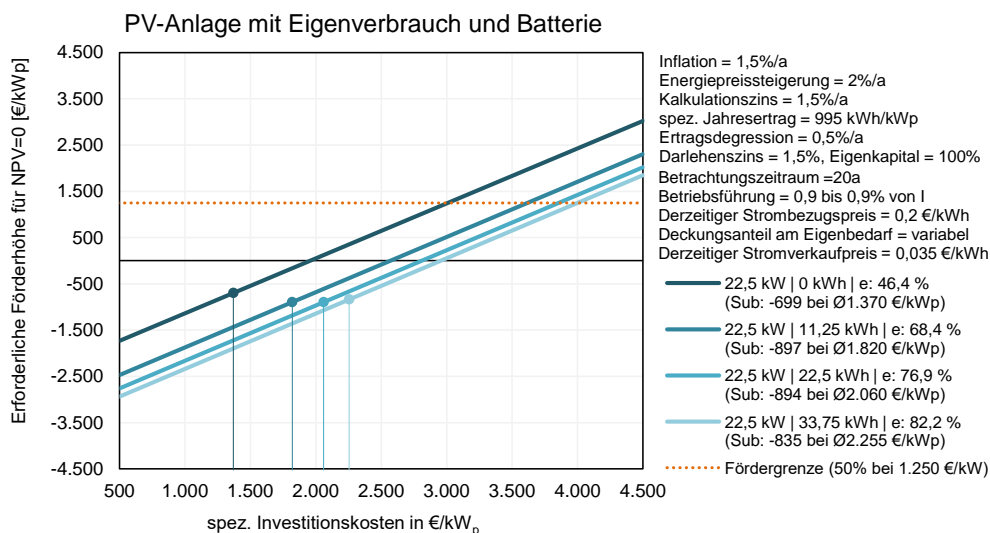


Abbildung 53. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

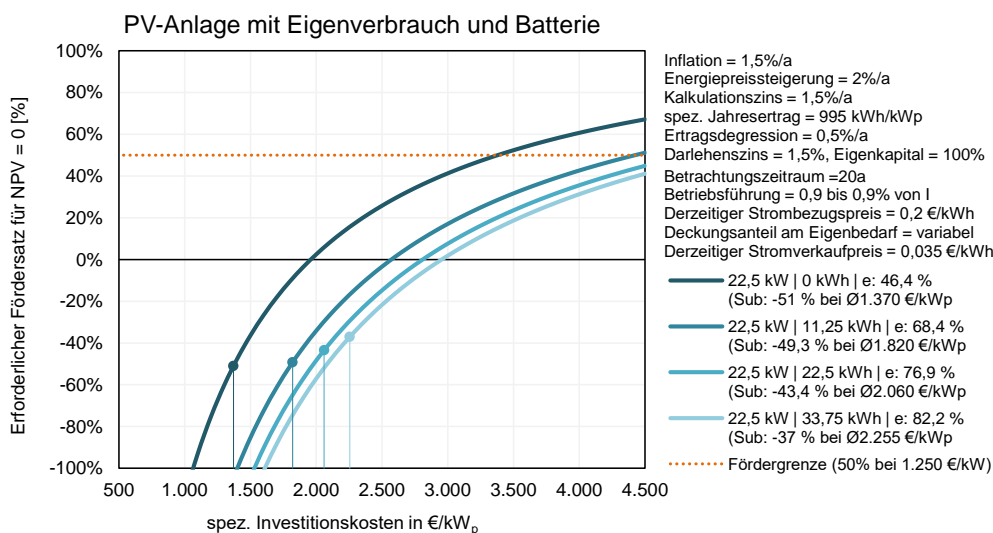


Abbildung 54. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.1.4 MEHRFAMILIENHAUS OHNE TECHNIKSTROM

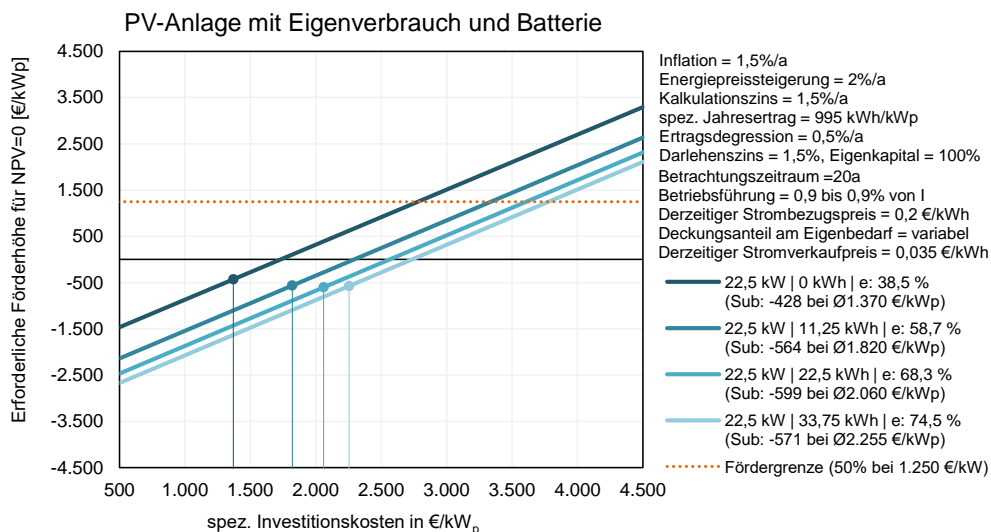


Abbildung 55. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

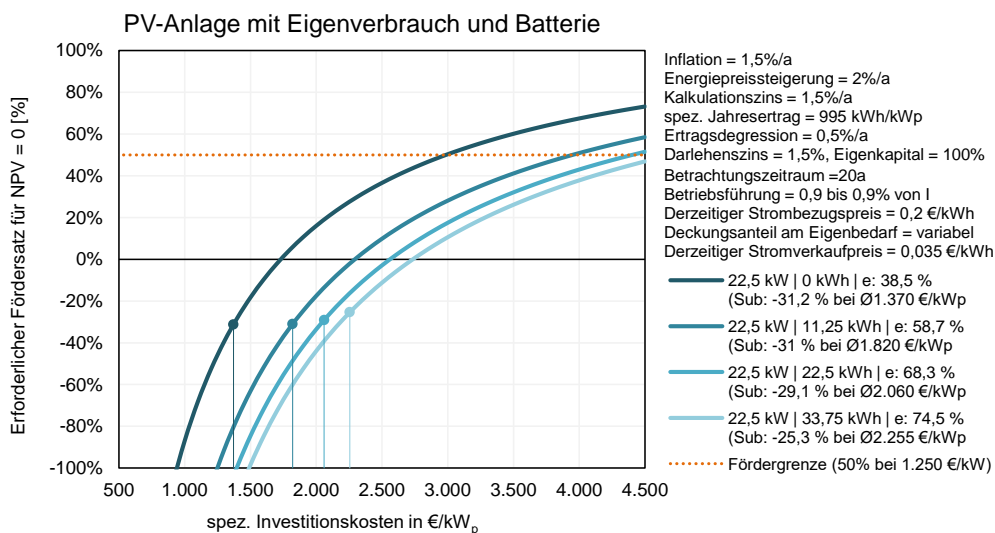


Abbildung 56. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.1.5 NICHTWOHNGBÄUDE MIT TECHNIKSTROM

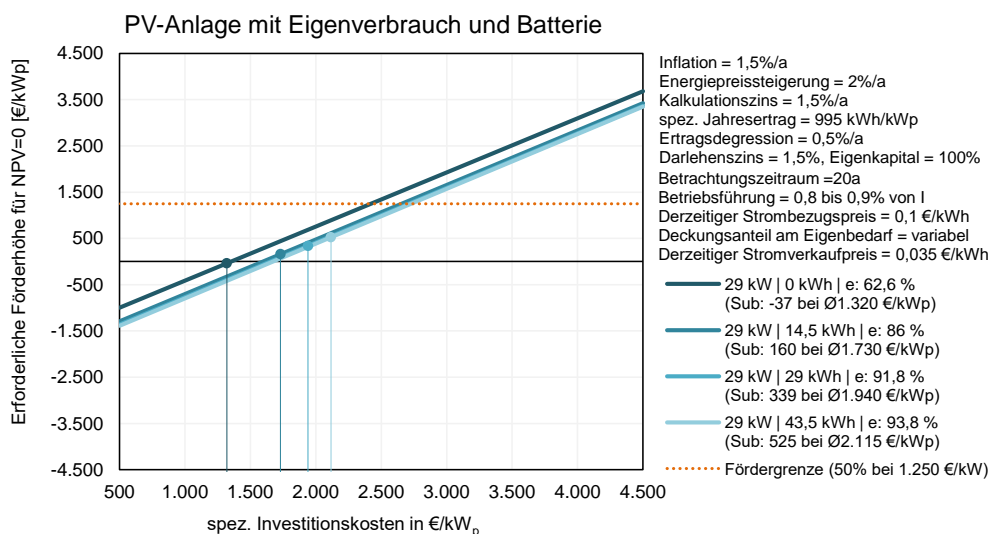


Abbildung 57. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

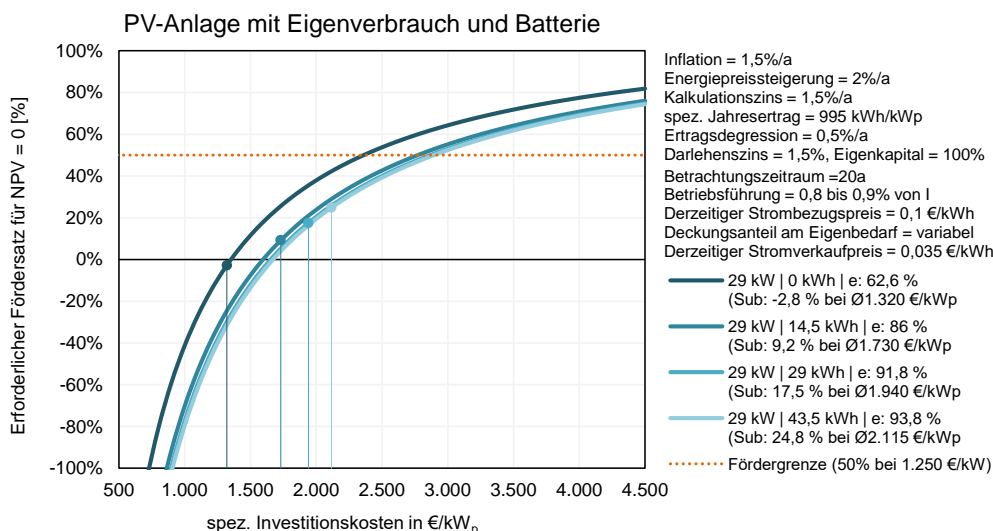


Abbildung 58. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.1.6 NICHTWOHNGBÄUDE OHNE TECHNIKSTROM

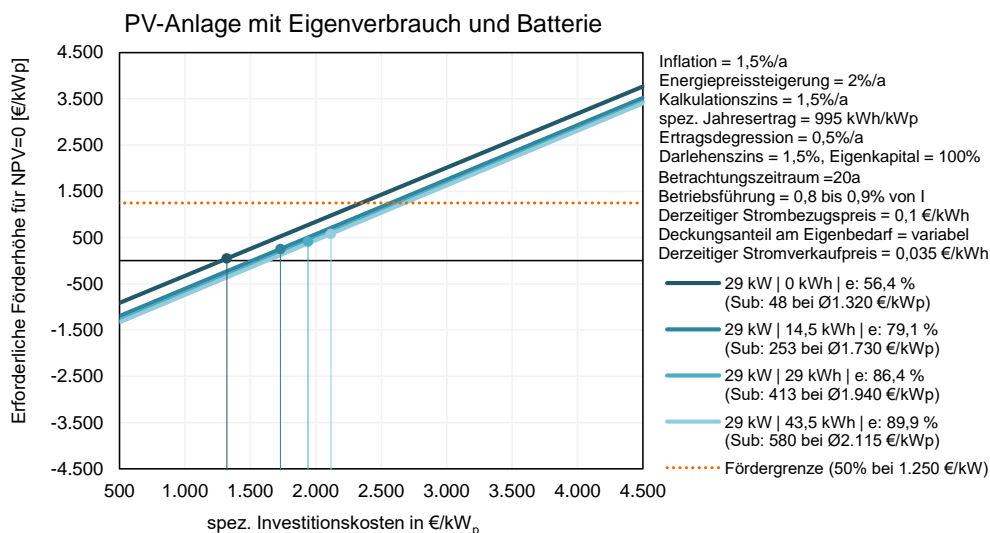


Abbildung 59. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

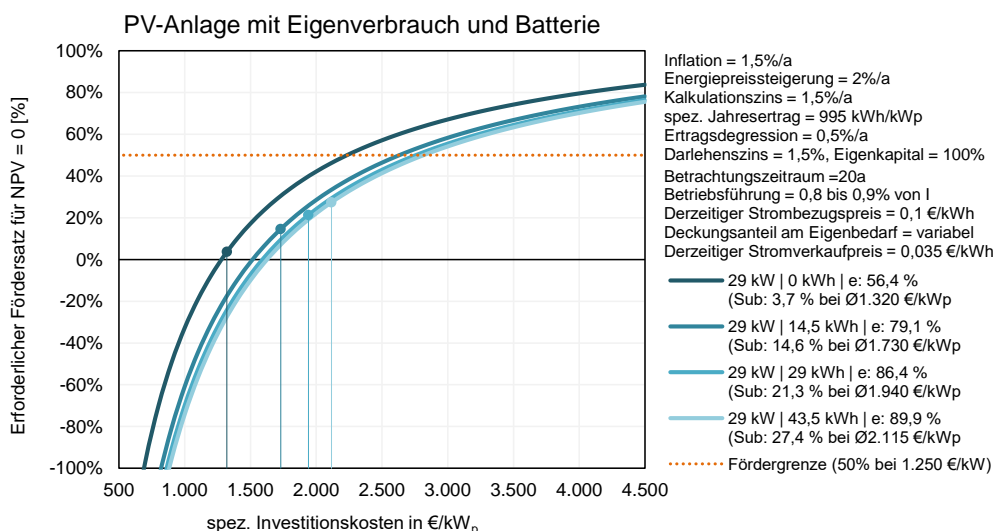


Abbildung 60. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2 FÖRDERUNG BEI VARIABLEN KOSTEN – SENSITIVITÄT

- Variante 1: 50 % höhere initiale Stromkosten
Bezug WG: 0,30 | NWG: 0,15 €/kWh | Direktvermarktung 0,0525 €/kWh
- Variante 2: 100 % höhere initiale Stromkosten
Bezug WG: 0,40 | NWG: 0,20 €/kWh | Direktvermarktung 0,07 €/kWh
- Variante 3: 100 % höhere initiale Stromkosten (Bezug) | 400 % höhere initiale Stromkosten (Direktvermarktung)
Bezug WG: 0,40 | NWG: 0,20 €/kWh | Direktvermarktung 0,14 €/kWh

6.2.1 GEBÄUDEAUSWERTUNGEN VARIANTE 1

6.2.1.1 EINFAMILIENHAUS MIT TECHNIKSTROM – VARIANTE 1

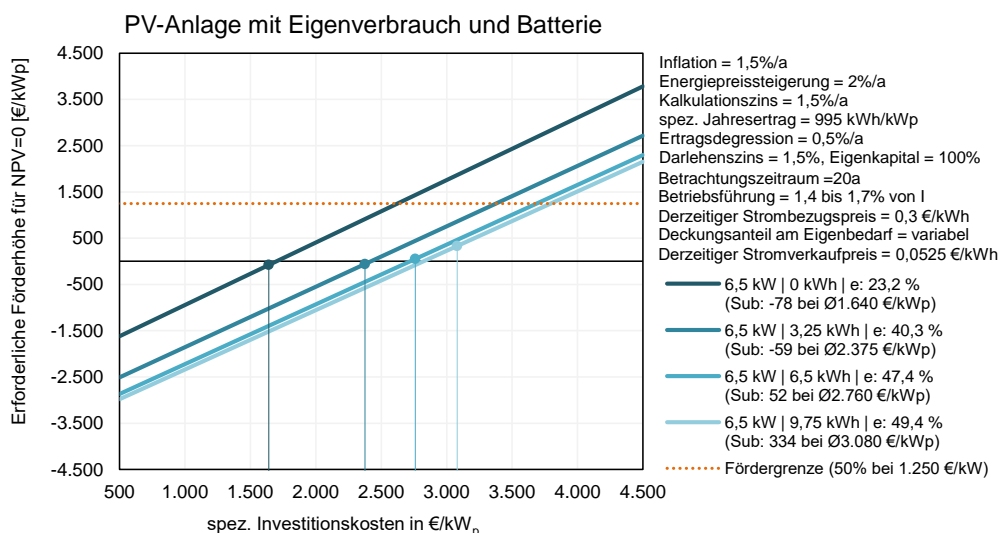


Abbildung 61. Erforderliche spezifische Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

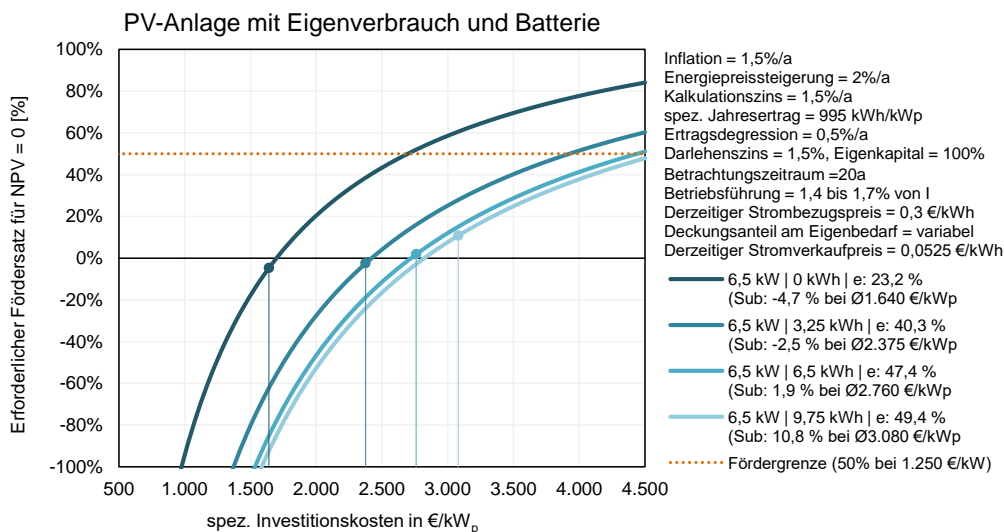


Abbildung 62. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.1.2 EINFAMILIENHAUS OHNE TECHNIKSTROM – VARIANTE 1

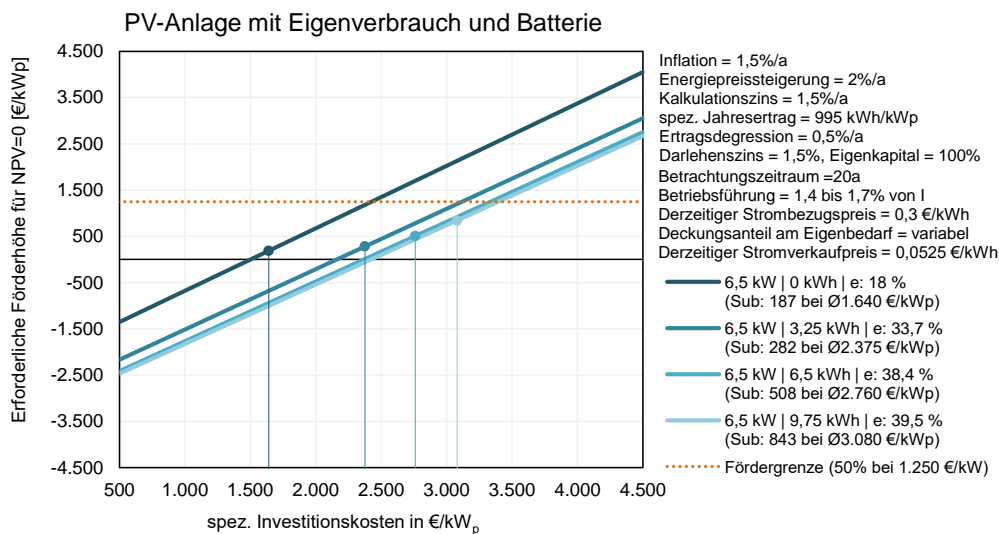


Abbildung 63. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

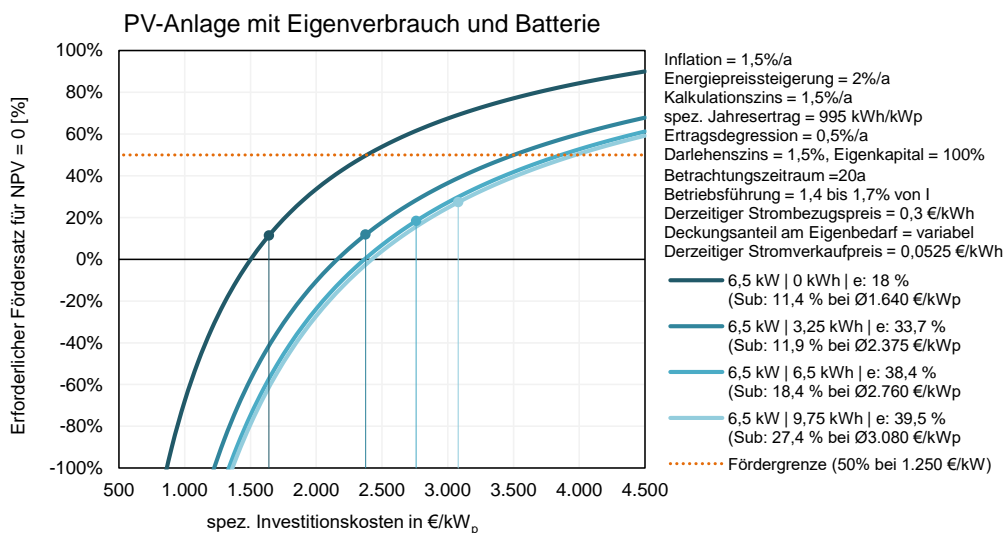


Abbildung 64. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.1.3 MEHRFAMILIENHAUS MIT TECHNIKSTROM – VARIANTE 1

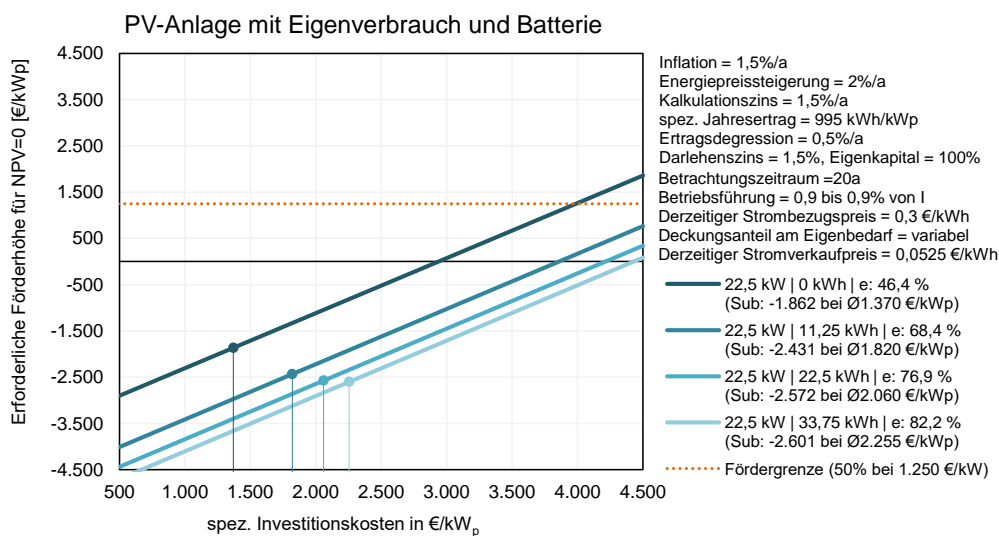


Abbildung 65. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

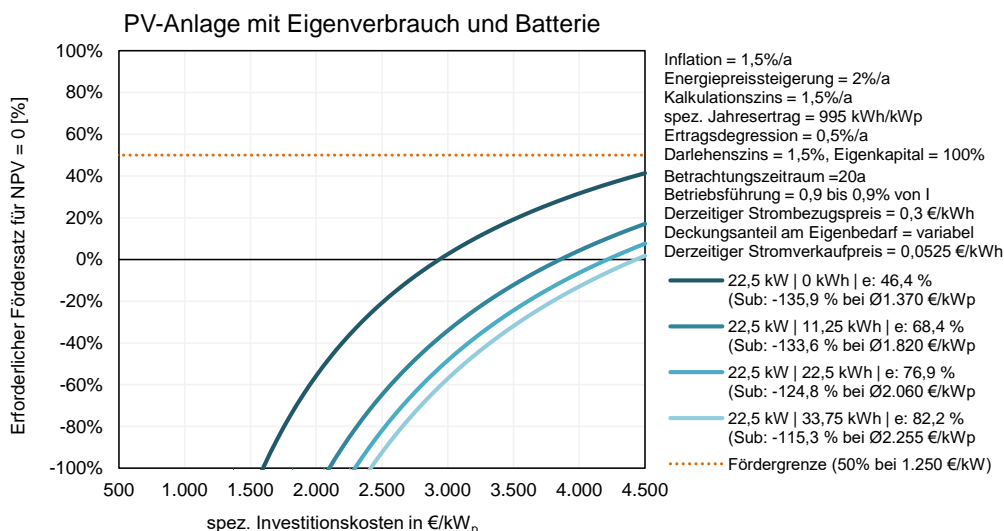


Abbildung 66. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.1.4 MEHRFAMILIENHAUS OHNE TECHNIKSTROM – VARIANTE 1

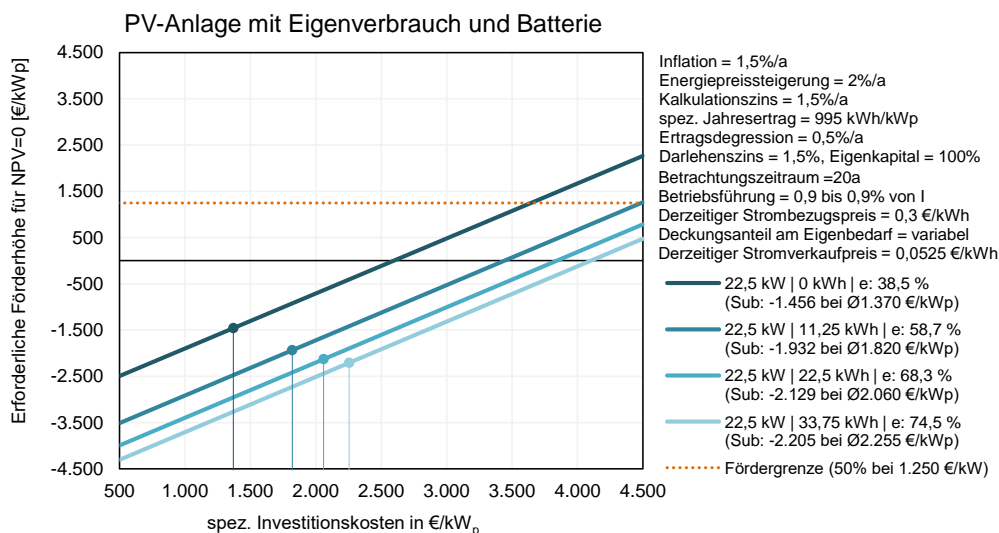


Abbildung 67. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

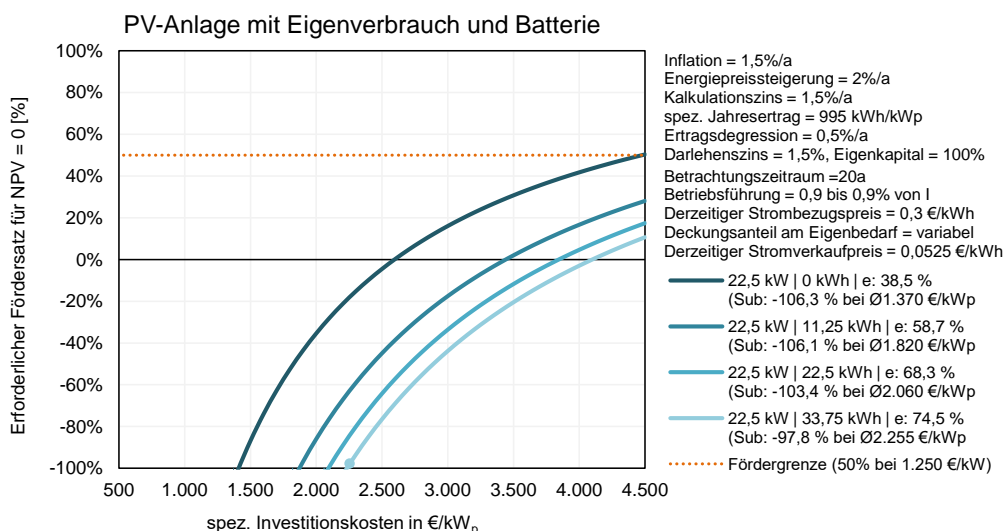


Abbildung 68. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.1.5 NICHTWOHNGBÄUDE MIT TECHNIKSTROM – VARIANTE 1

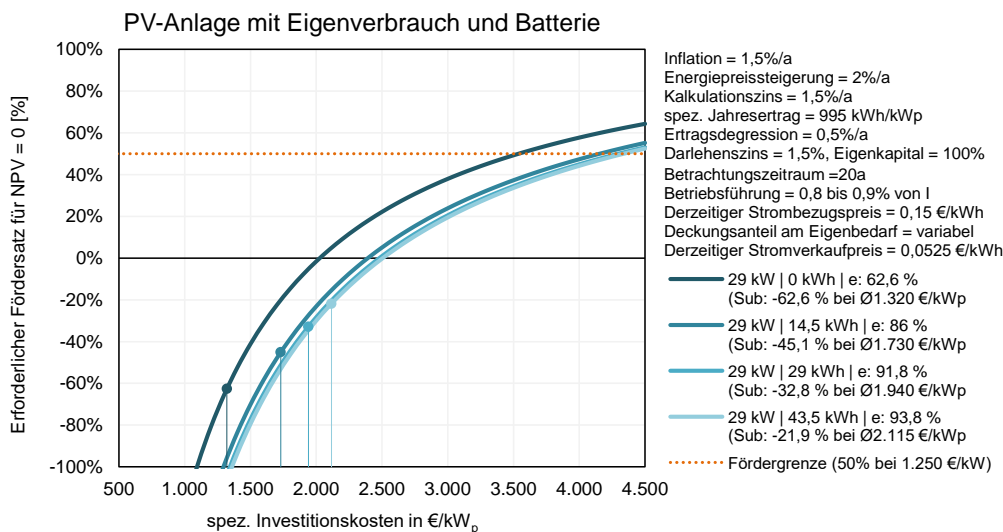


Abbildung 69. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

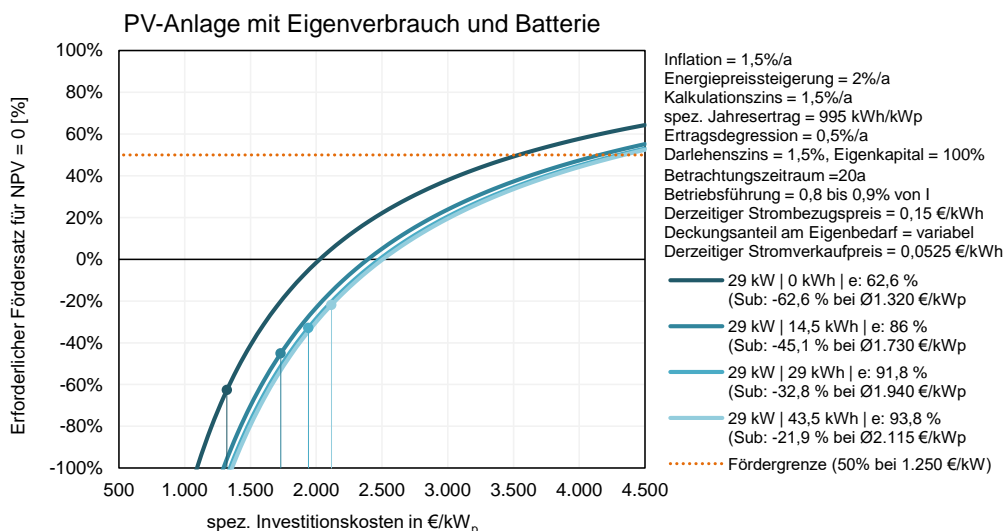


Abbildung 70. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.1.6 NICHTWOHNGBÄUDE OHNE TECHNIKSTROM – VARIANTE 1

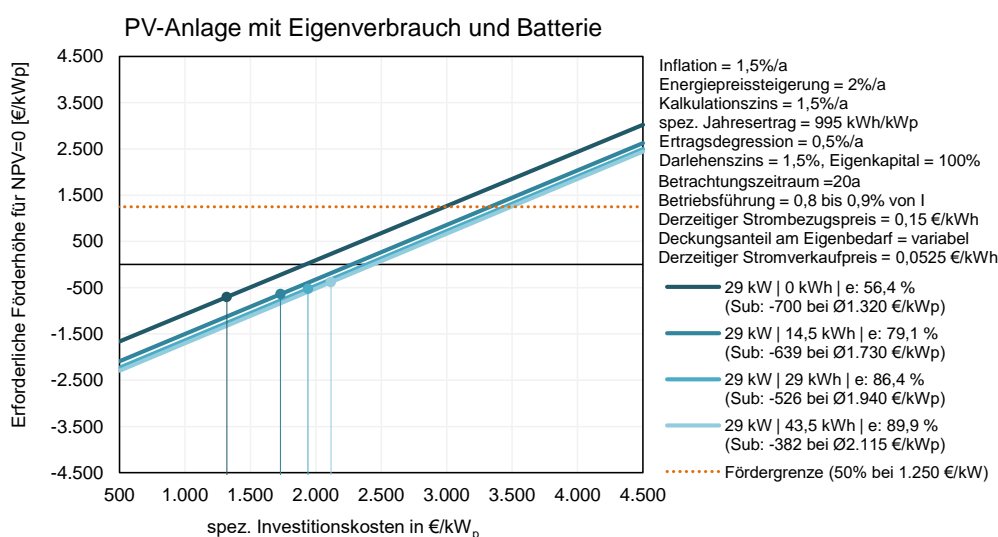


Abbildung 71. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

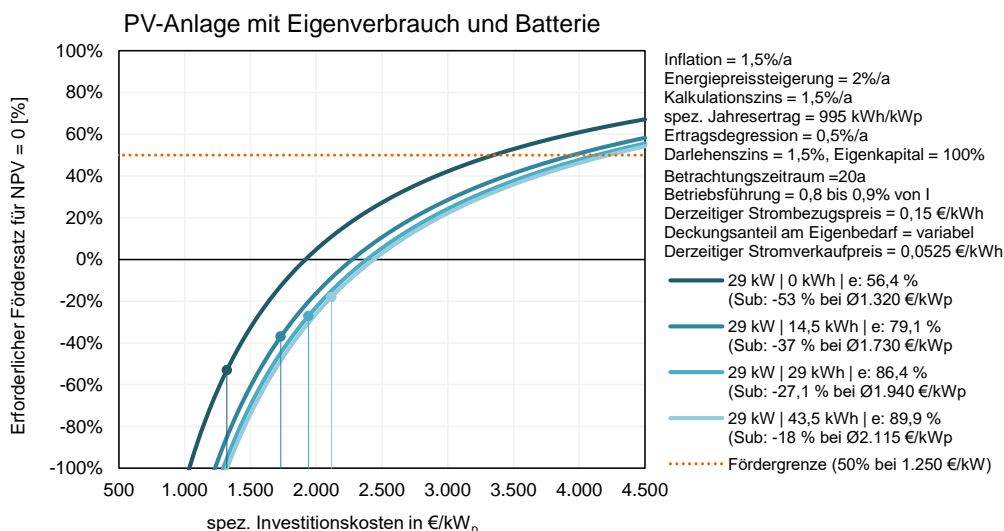


Abbildung 72. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.2 GEBÄUDEAUSWERTUNGEN VARIANTE 2

6.2.2.1 EINFAMILIENHAUS MIT TECHNIKSTROM – VARIANTE 2

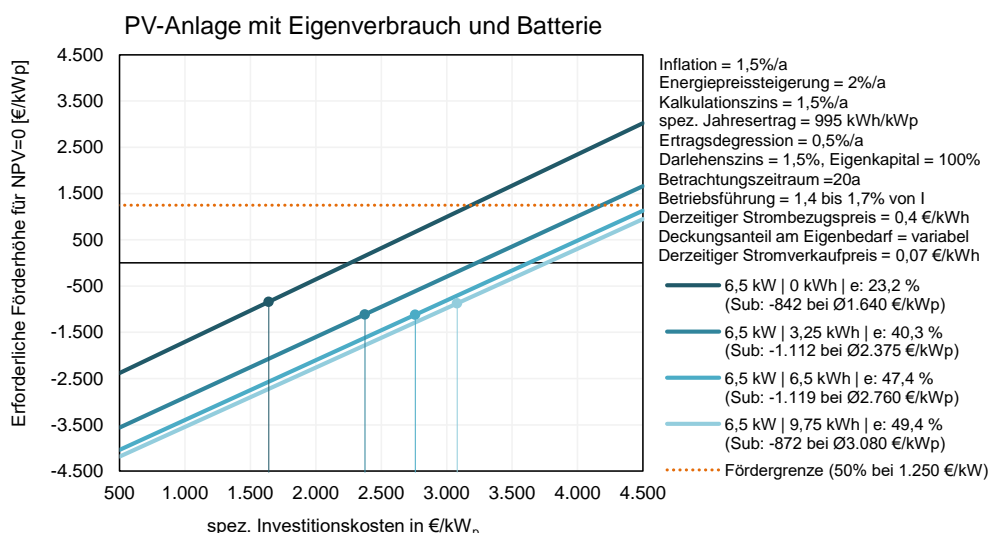


Abbildung 73. Erforderliche spezifische Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

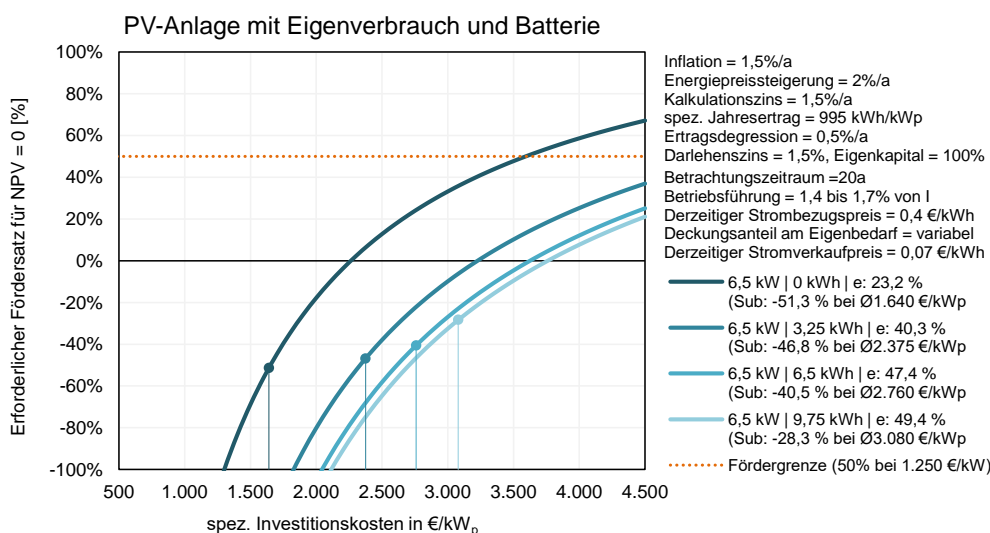


Abbildung 74. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.2.2 EINFAMILIENHAUS OHNE TECHNIKSTROM – VARIANTE 2

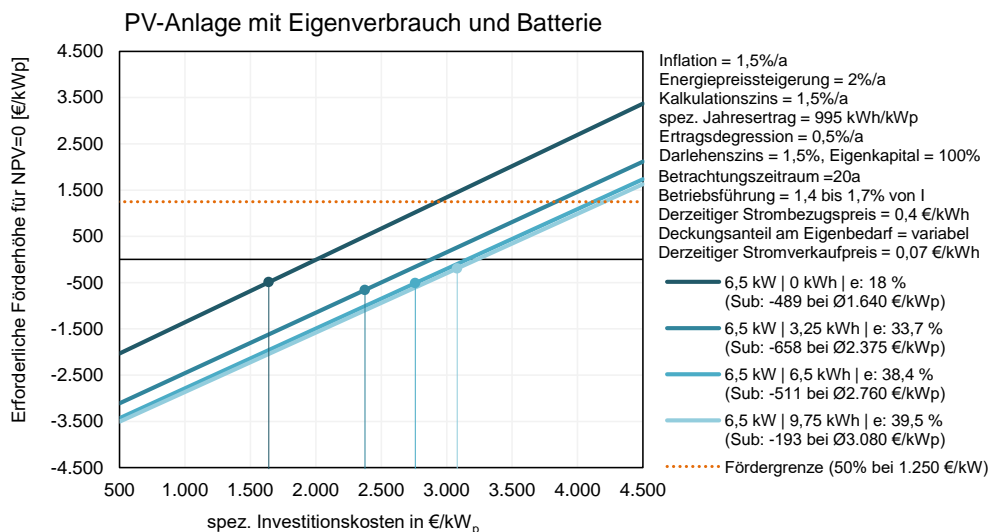


Abbildung 75. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

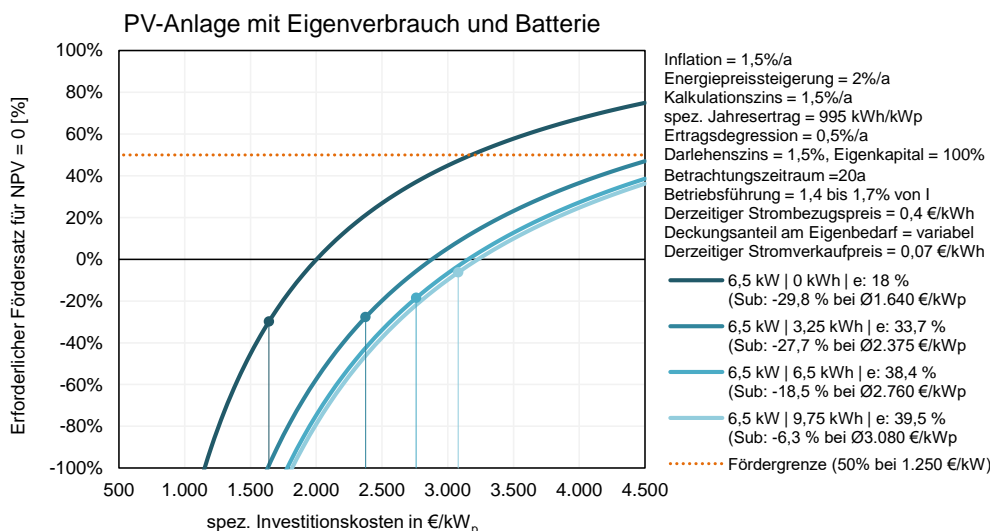


Abbildung 76. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.2.3 MEHRFAMILIENHAUS MIT TECHNIKSTROM – VARIANTE 2

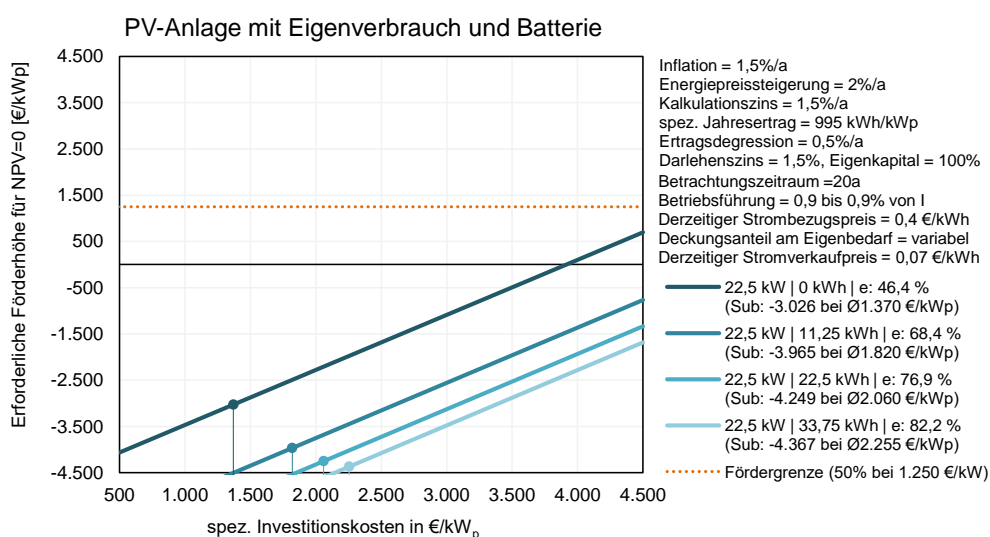


Abbildung 77. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

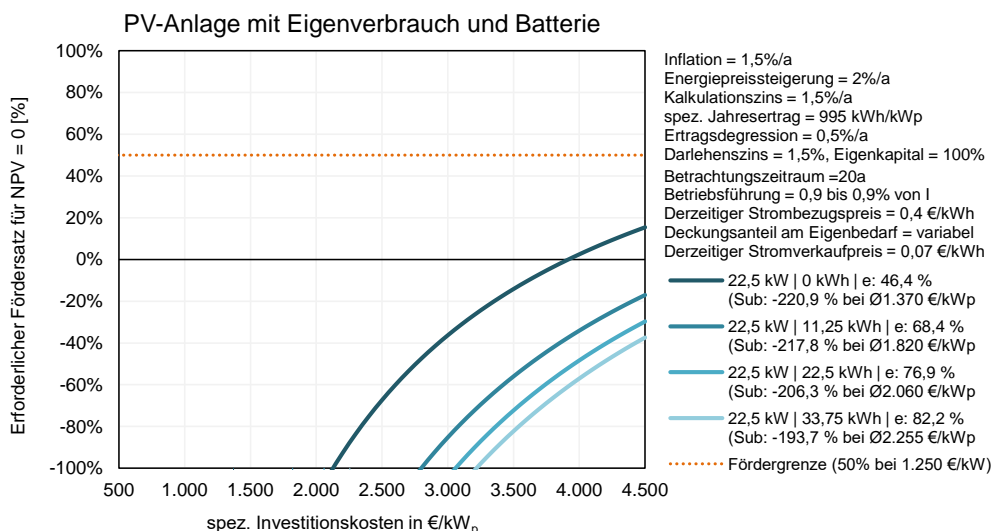


Abbildung 78. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.2.4 MEHRFAMILIENHAUS OHNE TECHNIKSTROM – VARIANTE 2

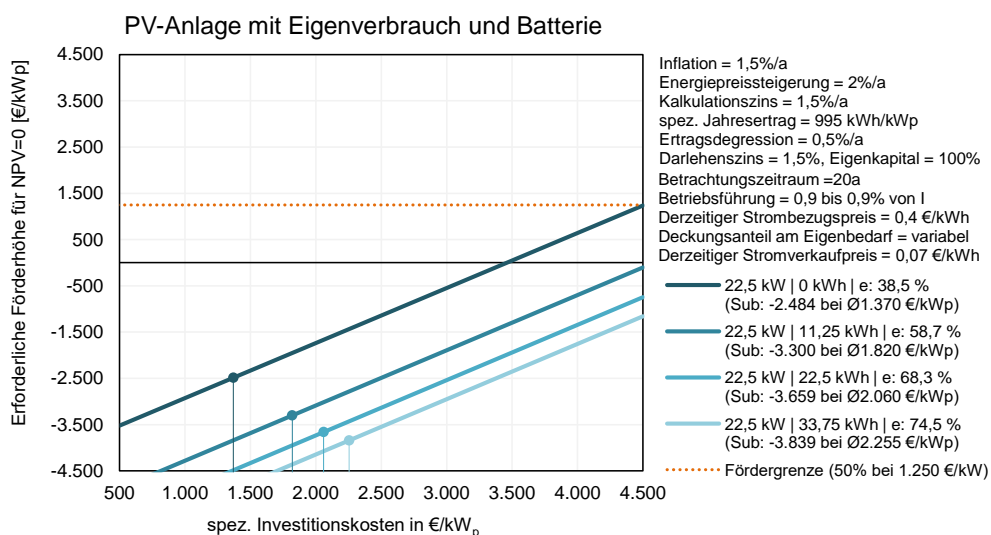


Abbildung 79. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

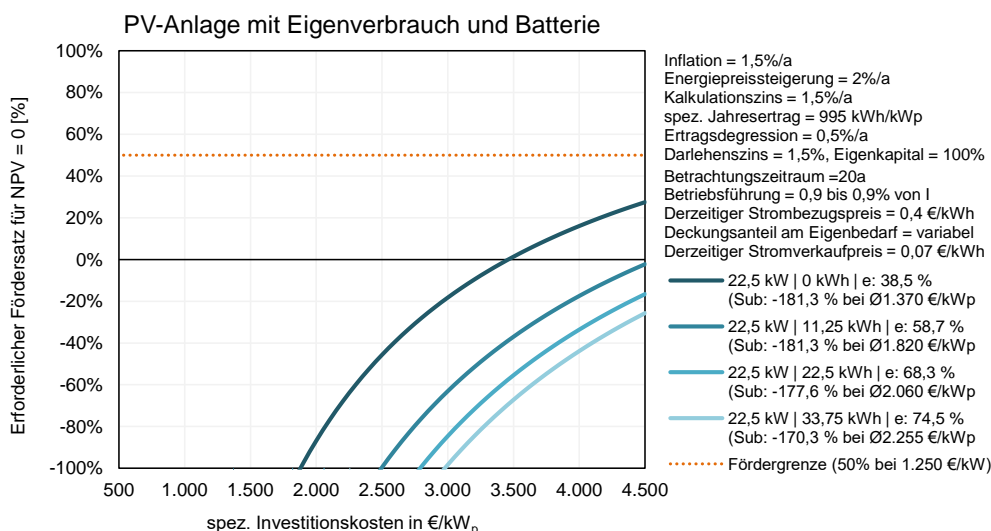


Abbildung 80. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.2.5 NICHTWOHNGBÄUDE MIT TECHNIKSTROM – VARIANTE 2

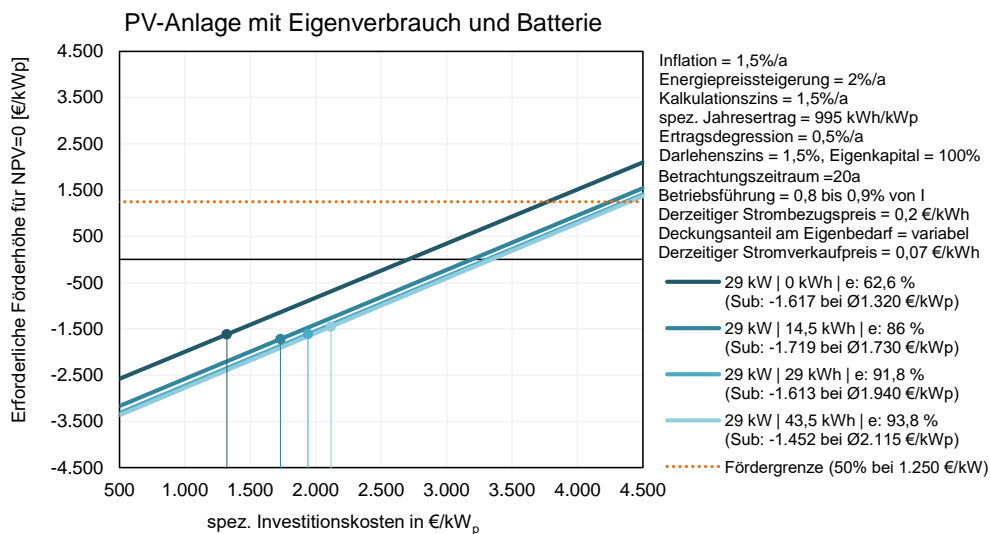


Abbildung 81. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

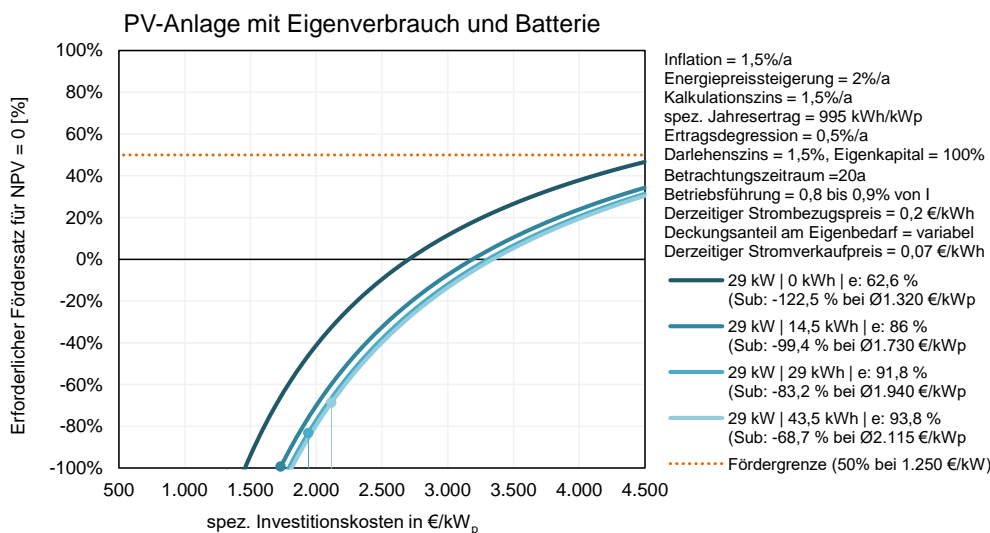


Abbildung 82. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.2.6 NICHTWOHNGBÄUDE OHNE TECHNIKSTROM – VARIANTE 2

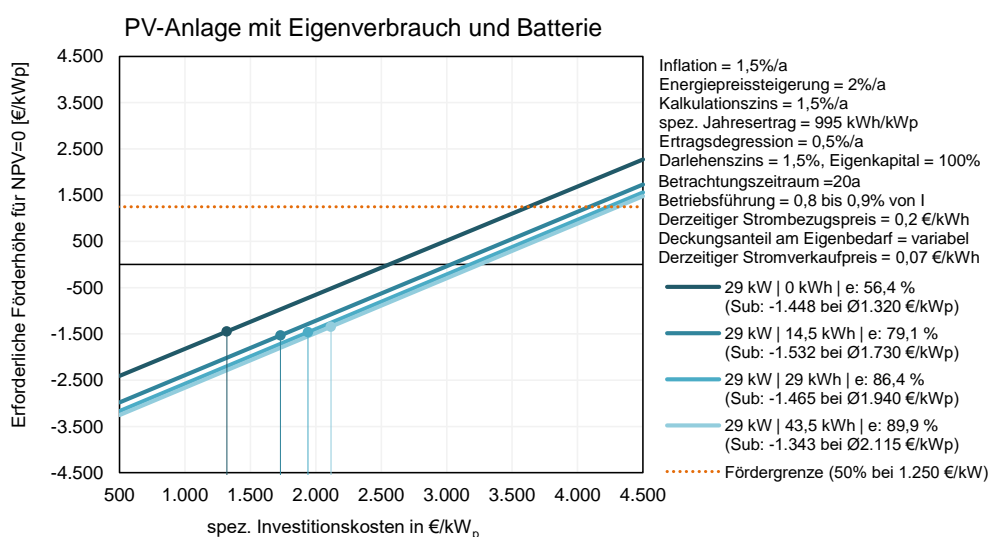


Abbildung 83. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

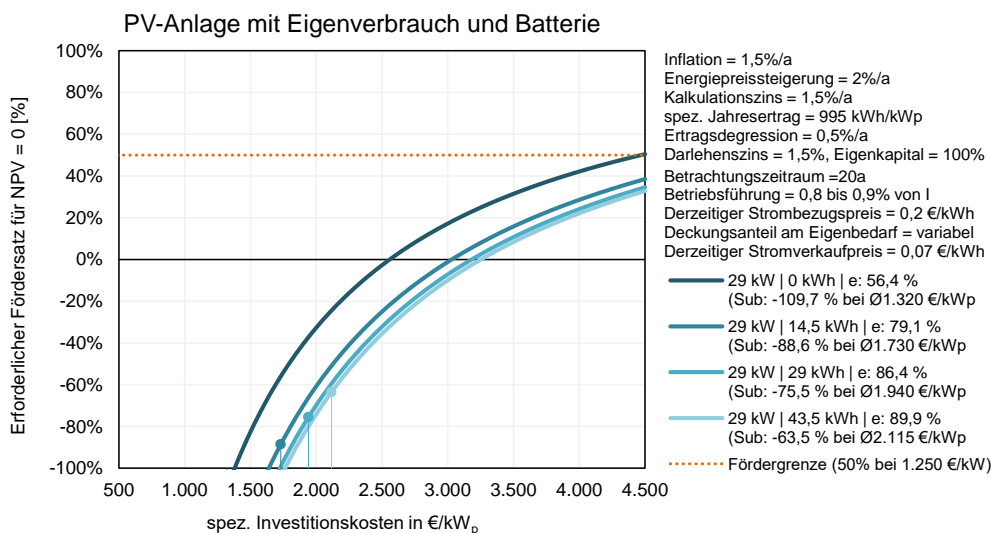


Abbildung 84. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nicht-wohngebäude ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.3 GEBÄUDEAUSWERTUNGEN VARIANTE 3

6.2.3.1 EINFAMILIENHAUS MIT TECHNIKSTROM – VARIANTE 3

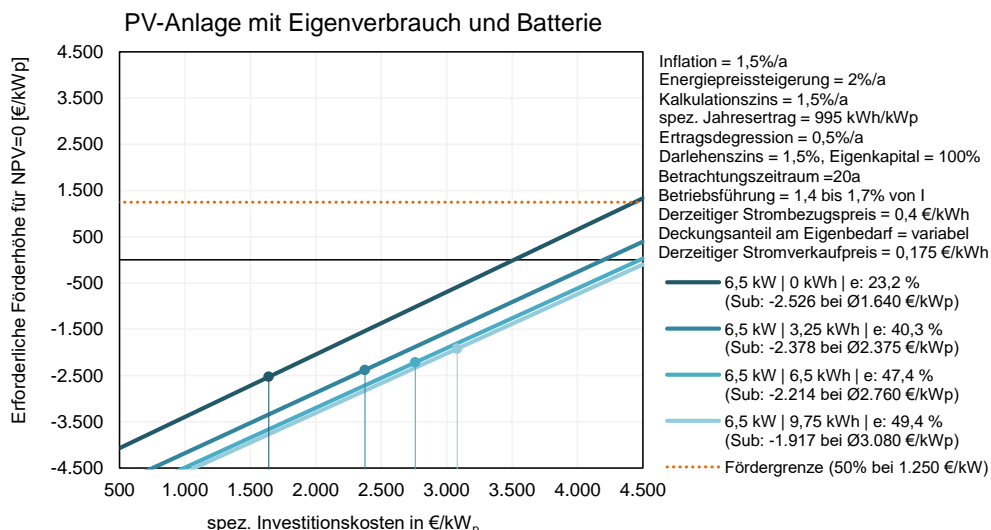


Abbildung 85. Erforderliche spezifische Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

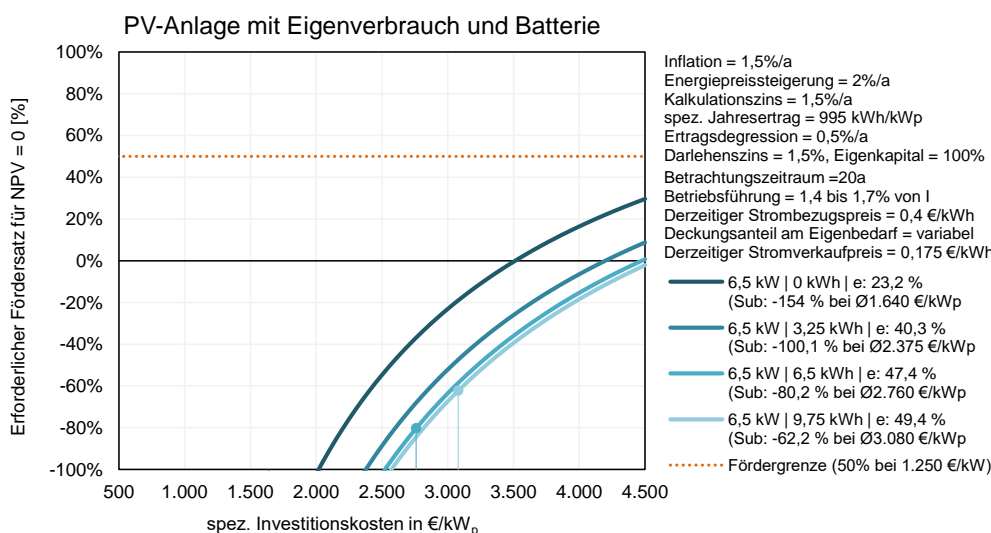


Abbildung 86. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.3.2 EINFAMILIENHAUS OHNE TECHNIKSTROM – VARIANTE 3

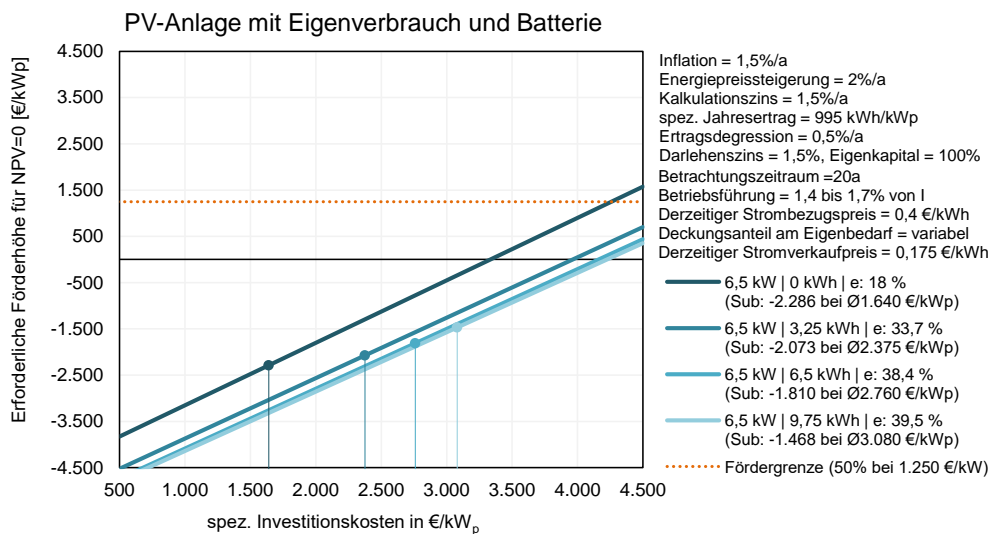


Abbildung 87. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

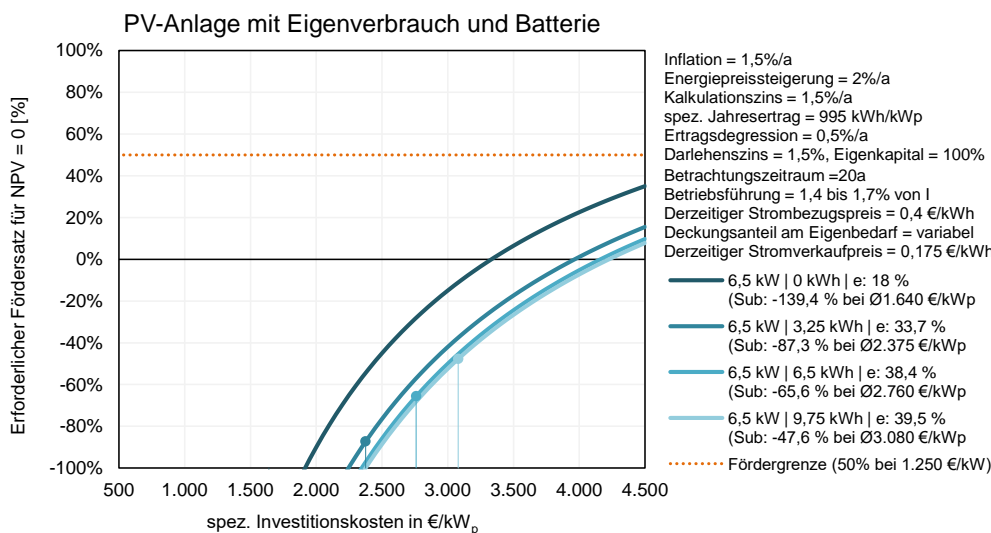


Abbildung 88. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Einfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.3.3 MEHRFAMILIENHAUS MIT TECHNIKSTROM – VARIANTE 3

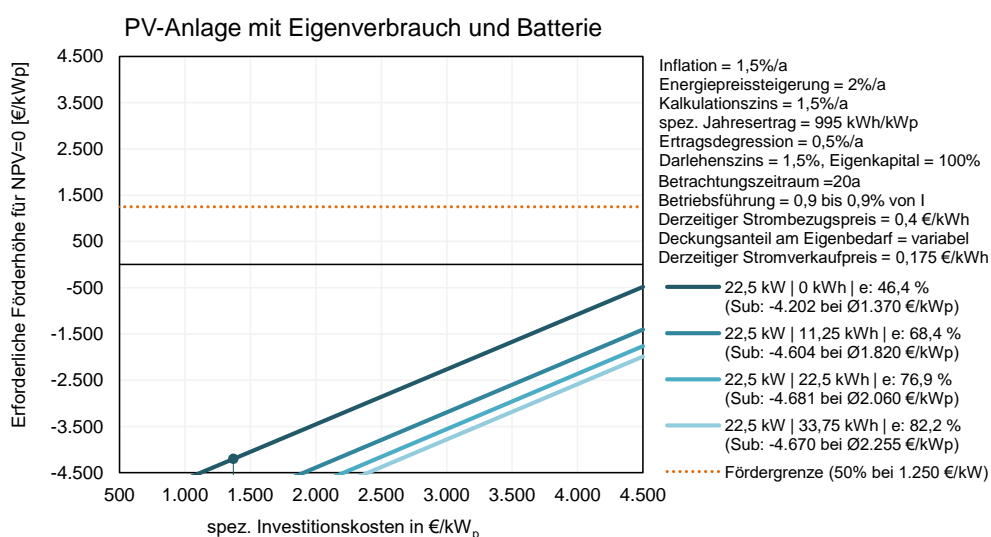


Abbildung 89. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

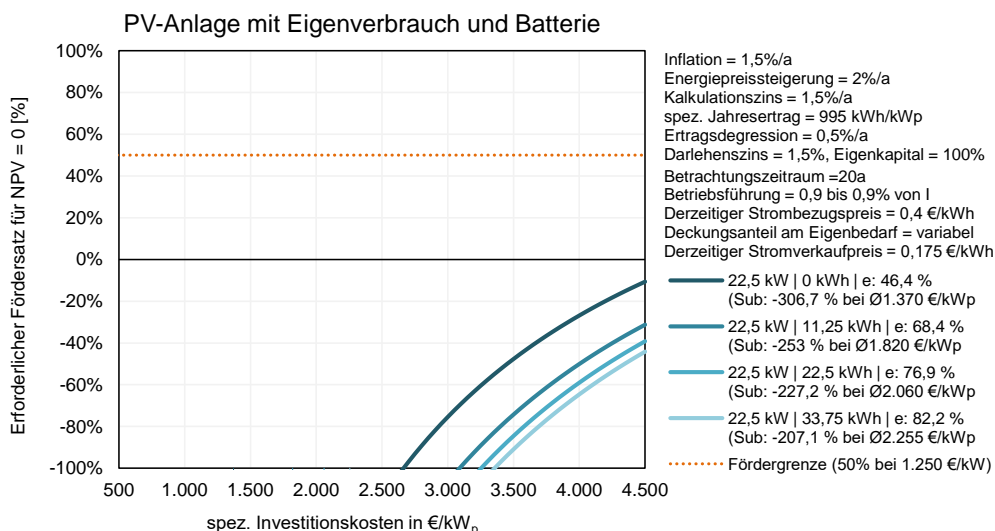


Abbildung 90. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.3.4 MEHRFAMILIENHAUS OHNE TECHNIKSTROM – VARIANTE 3

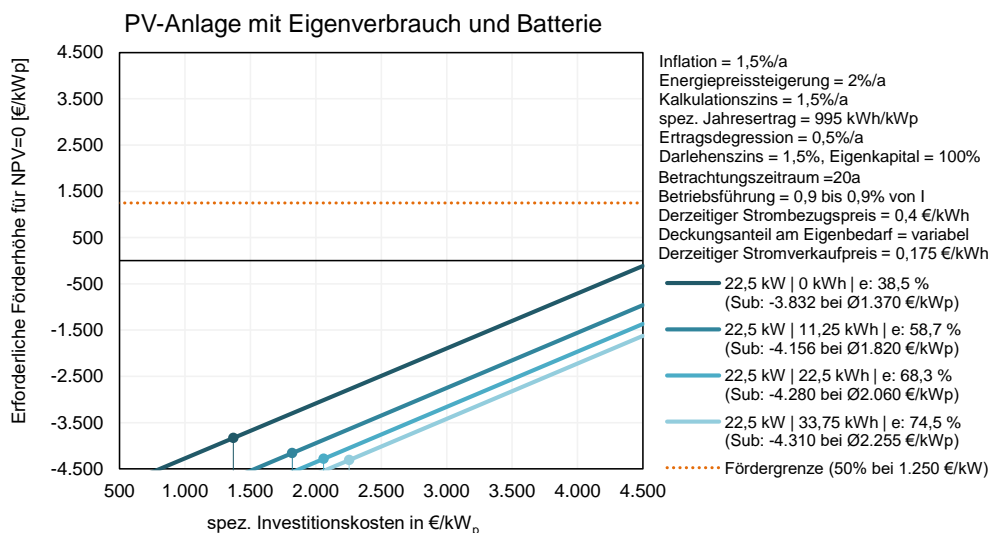


Abbildung 91. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

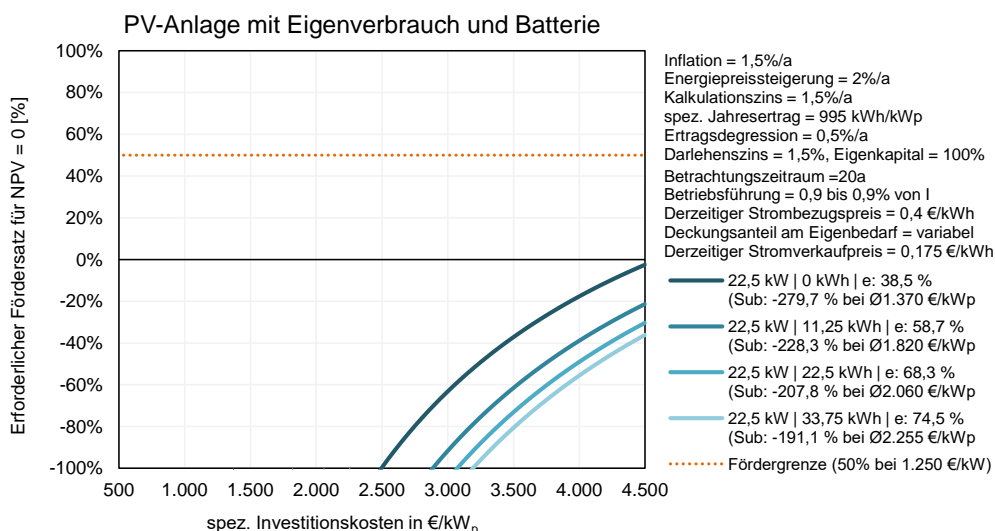


Abbildung 92. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Mehrfamilienhaus ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.3.5 NICHTWOHNGBÄUDE MIT TECHNIKSTROM – VARIANTE 3

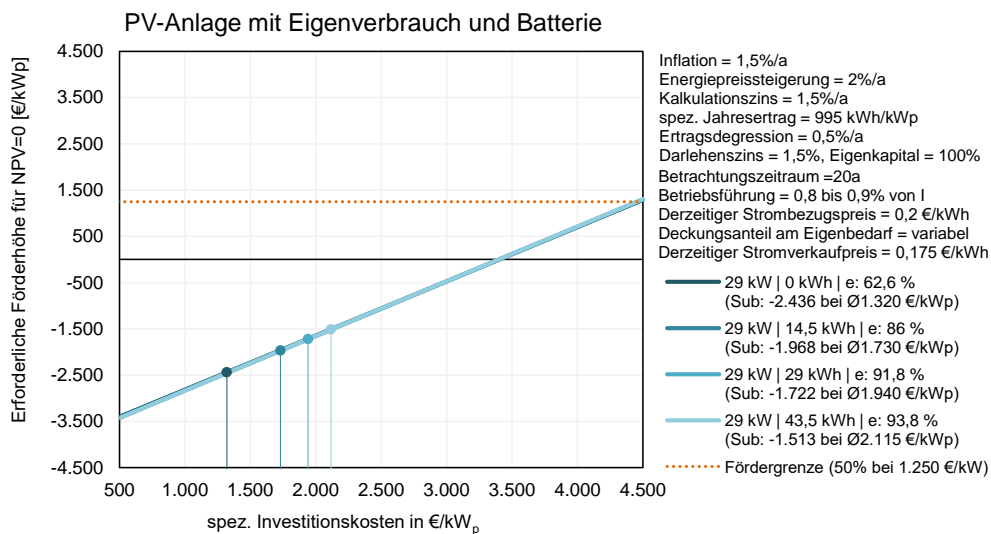


Abbildung 93. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

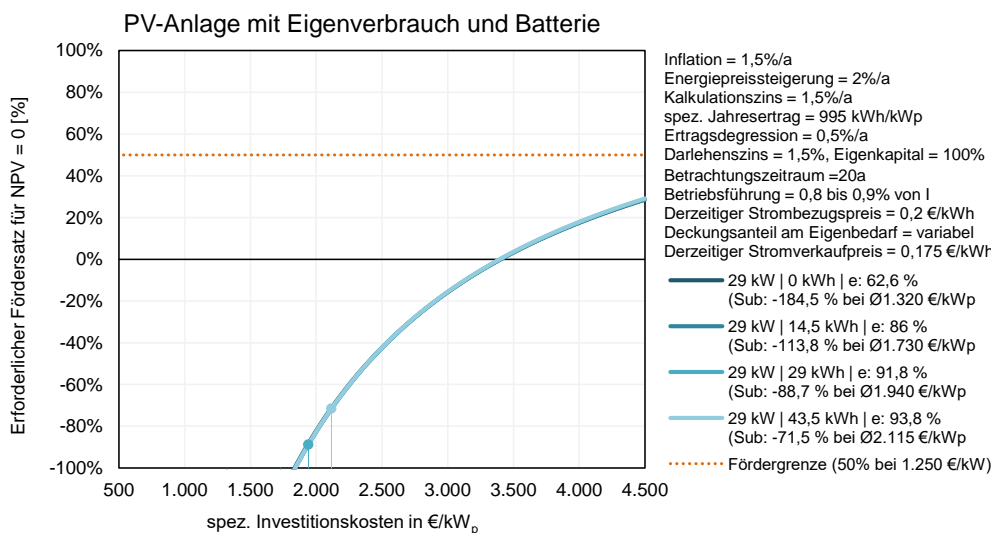


Abbildung 94. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude mit Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.2.3.6 NICHTWOHNGBÄUDE OHNE TECHNIKSTROM – VARIANTE 3

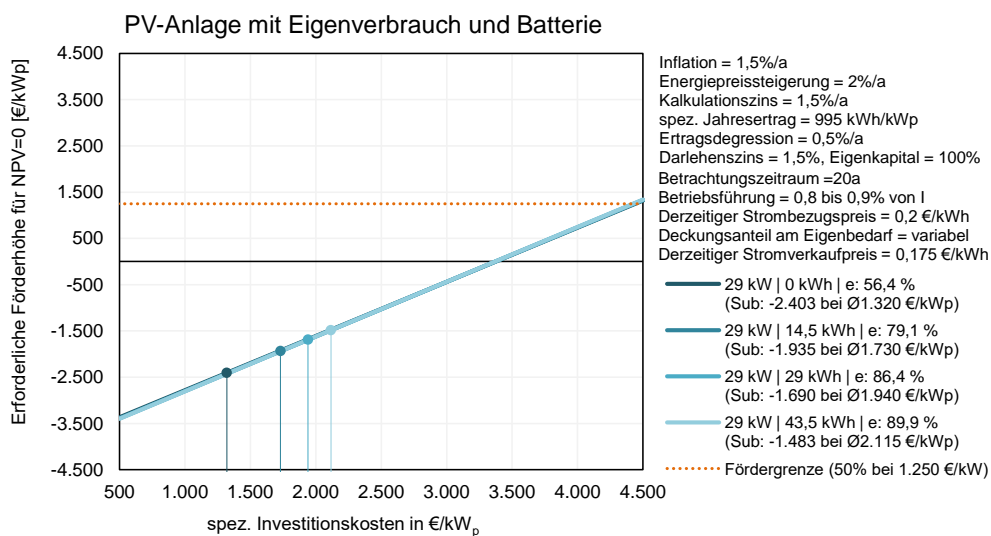


Abbildung 95. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

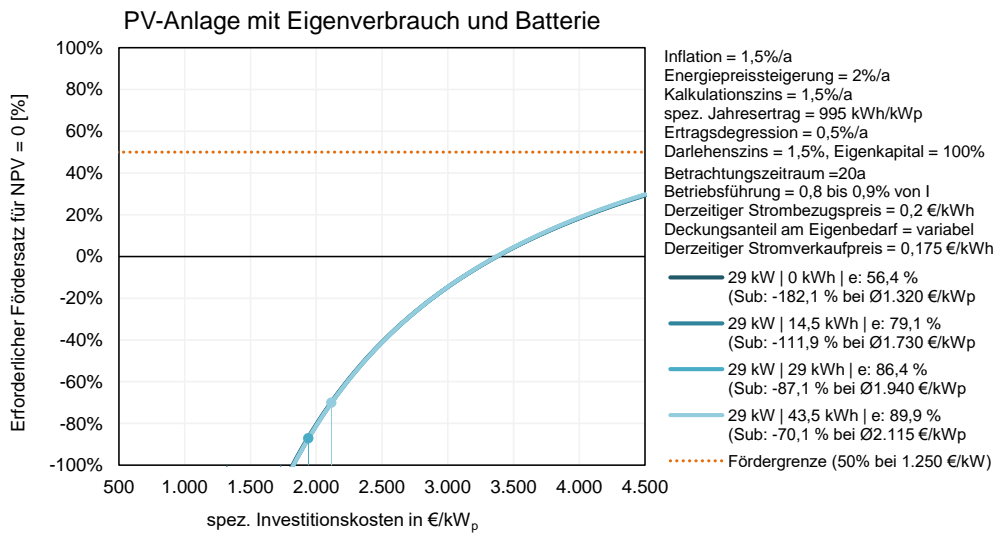


Abbildung 96. Erforderliche relative Förderhöhe für die Anlagenkonfiguration Nichtwohngebäude ohne Technikstrom für eine Bandbreite spezifischer Investitionskosten.

6.3 ALLGEMEINE AUSWERTUNG

6.3.1 ERFORDERLICHE FÖRDERHÖHE

6.3.1.1 BASISVARIANTE

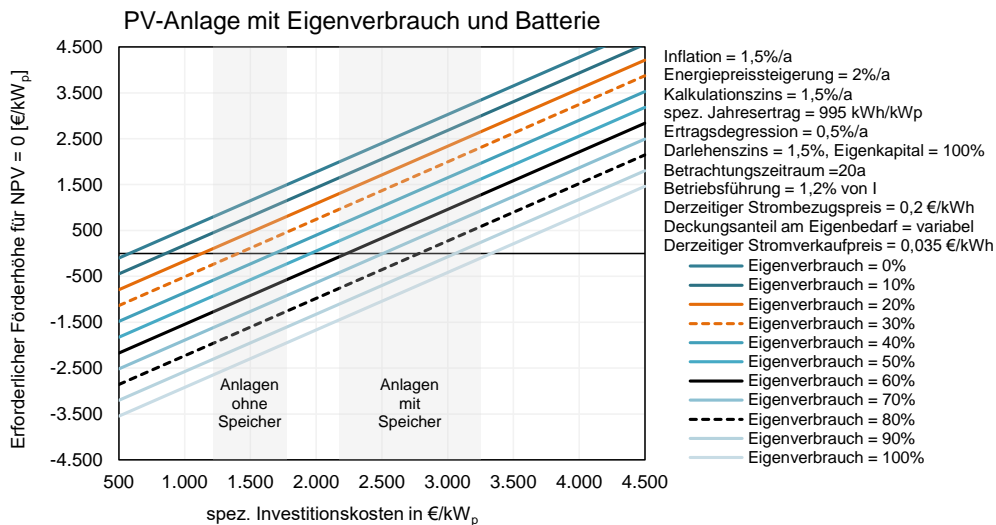


Abbildung 97. Erforderliche spezifische Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

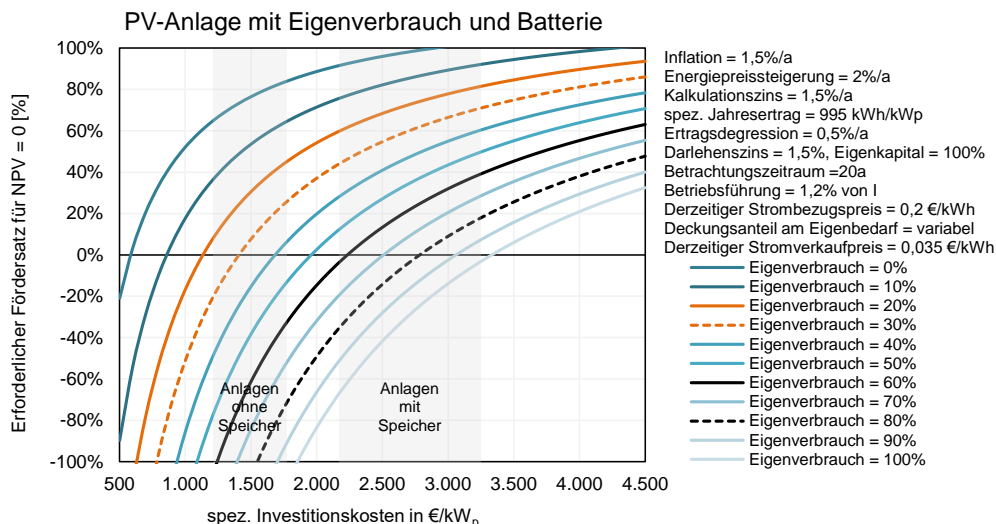


Abbildung 98. Erforderliche relative Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.1.2 VARIANTE 1

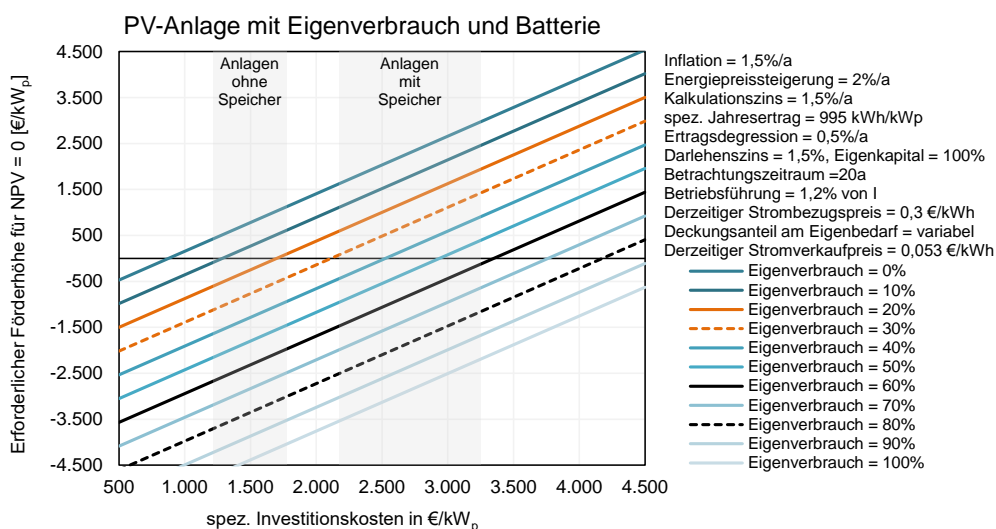


Abbildung 99. Erforderliche spezifische Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

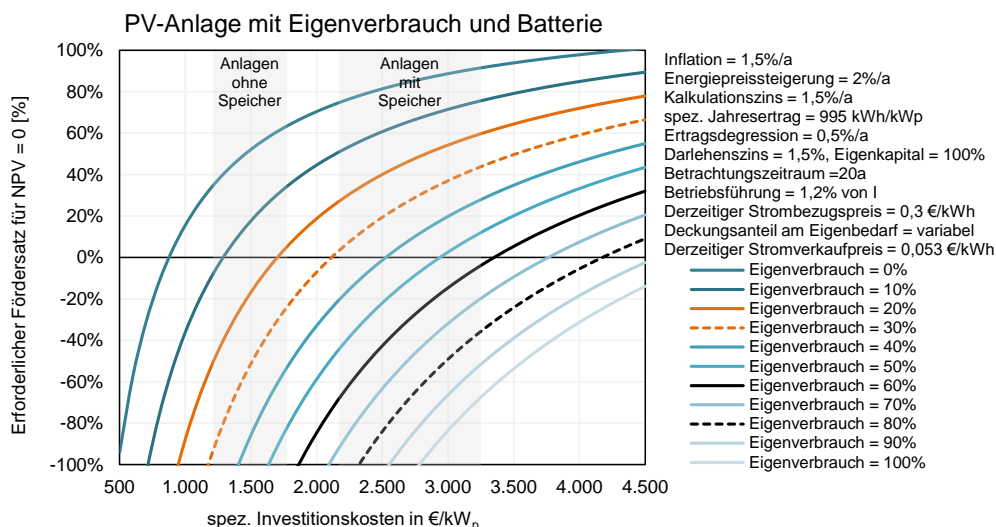


Abbildung 100. Erforderliche relative Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.1.3 VARIANTE 2

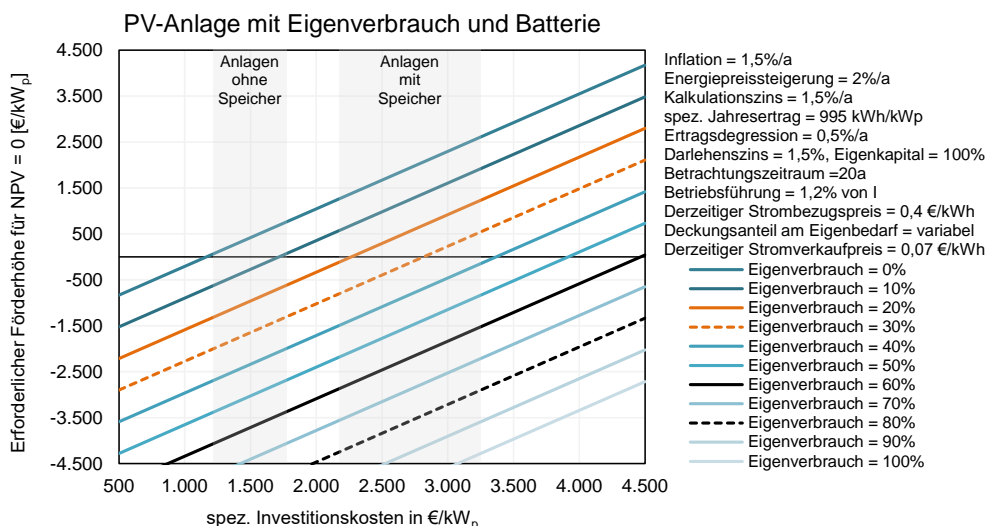


Abbildung 101. Erforderliche spezifische Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

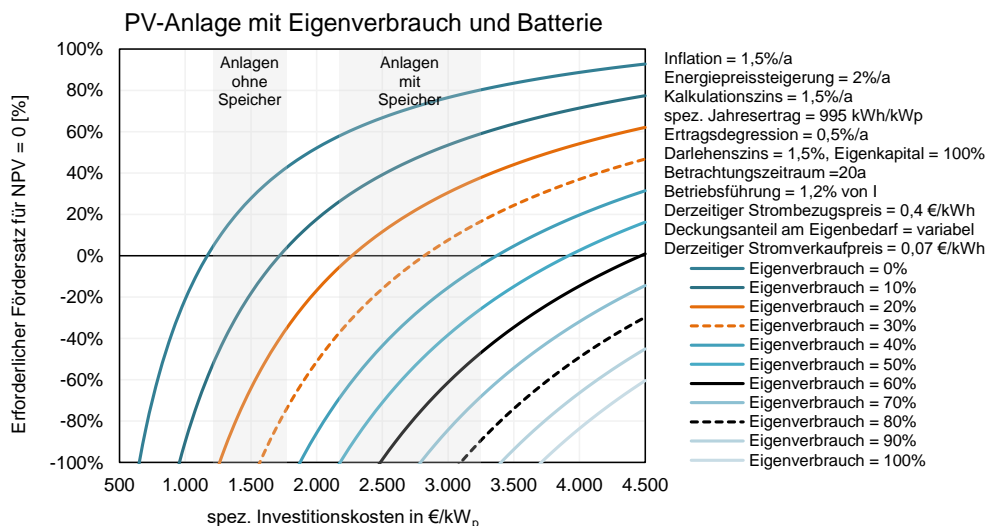


Abbildung 102. Erforderliche relative Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.1.4 VARIANTE 3

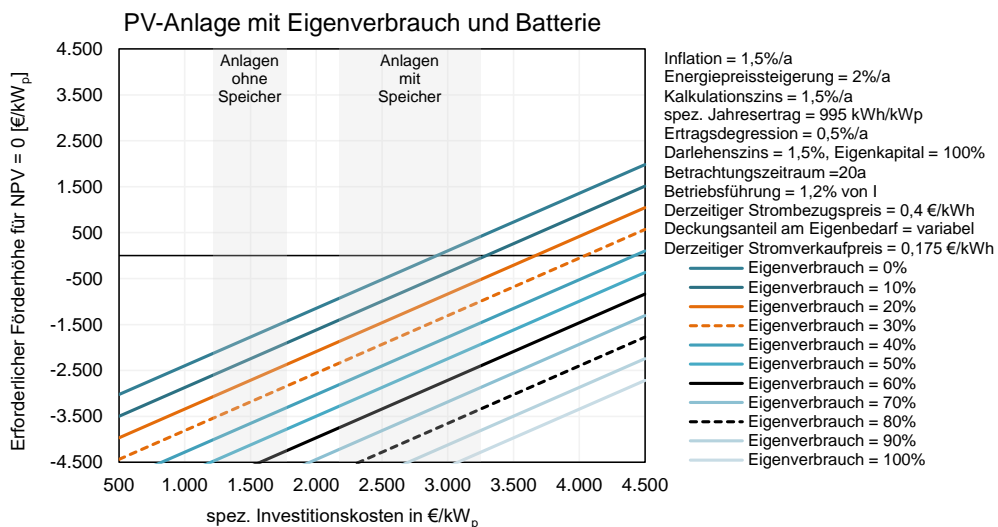


Abbildung 103. Erforderliche spezifische Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

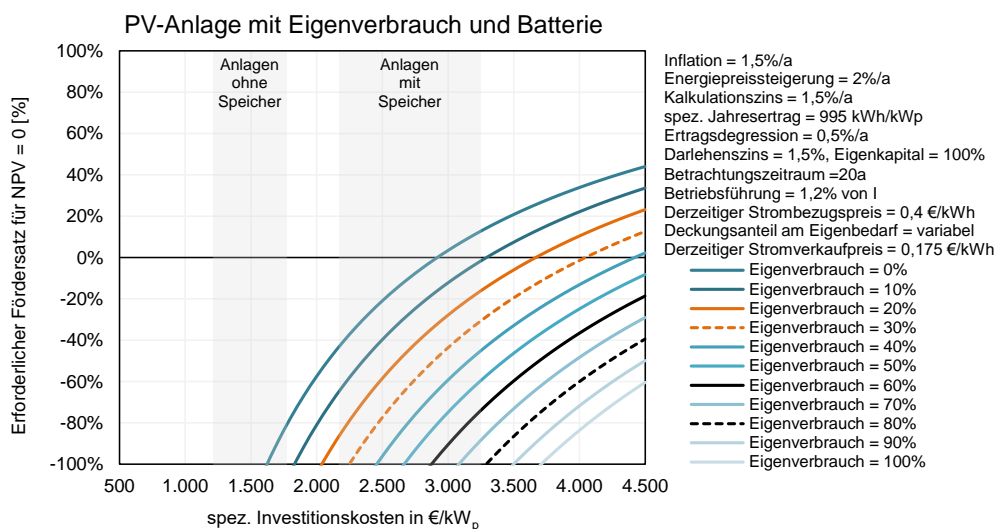


Abbildung 104. Erforderliche relative Förderhöhe für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.2 AMORTISATION OHNE FÖRDERUNG

6.3.2.1 BASISVARIANTE

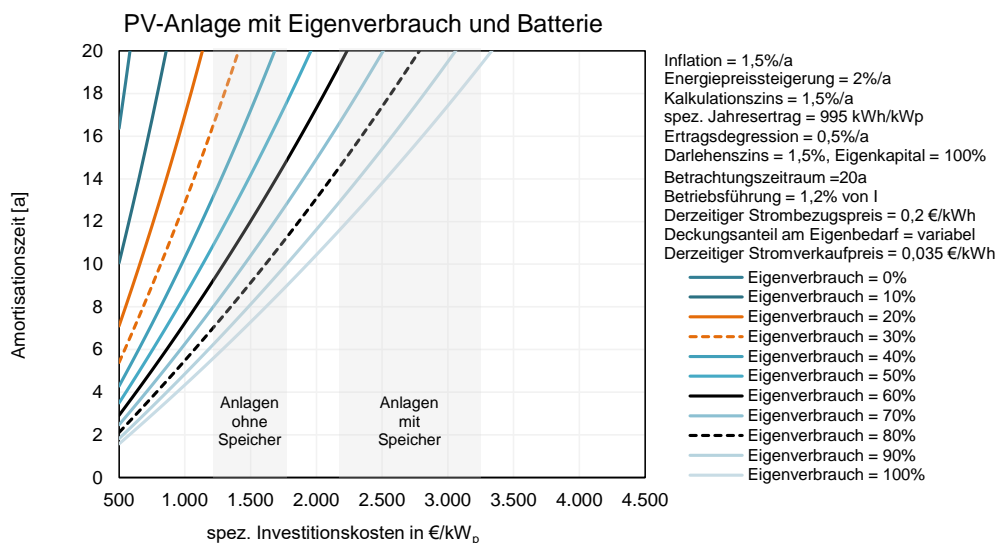


Abbildung 105. Amortisationszeit für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.2.2 VARIANTE 1

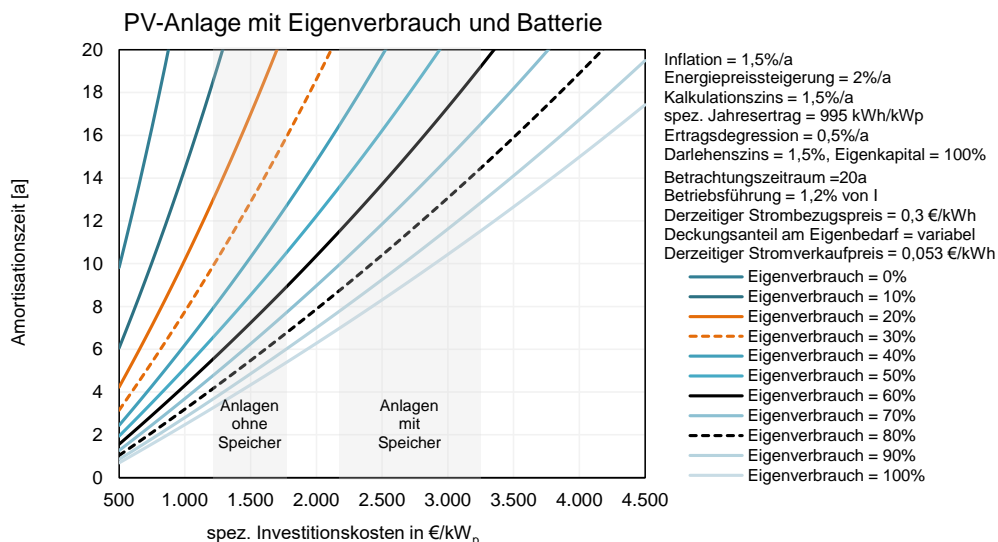


Abbildung 106. Amortisationszeit für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.2.3 VARIANTE 2

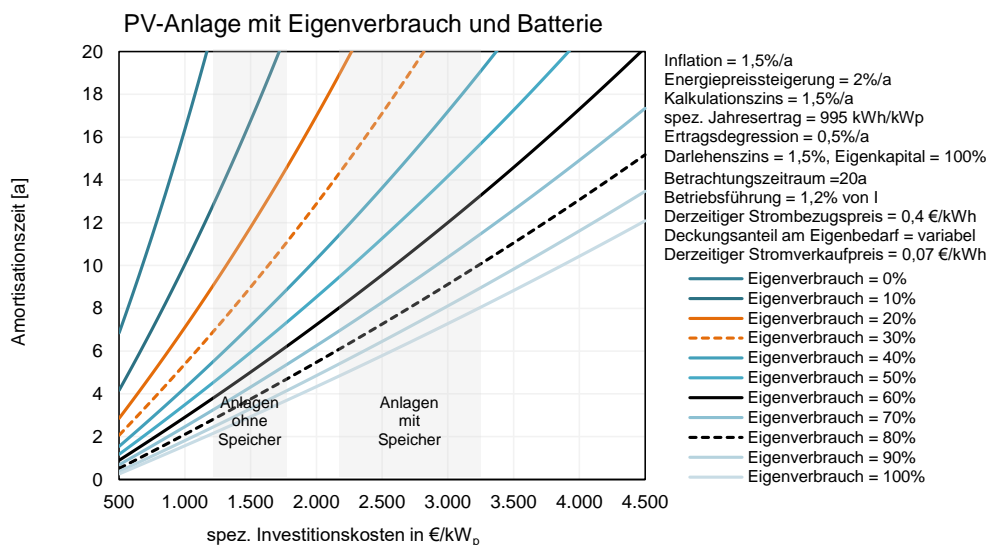


Abbildung 107. Amortisationszeit für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.2.4 VARIANTE 3

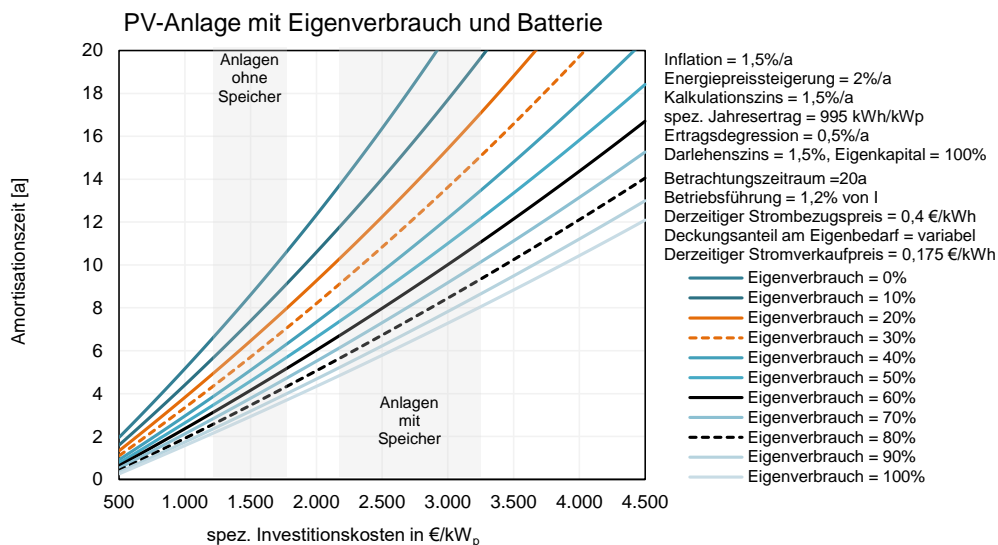


Abbildung 108. Amortisationszeit für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.3 AMORTISATION MIT FÖRDERUNG

6.3.3.1 BASISVARIANTE

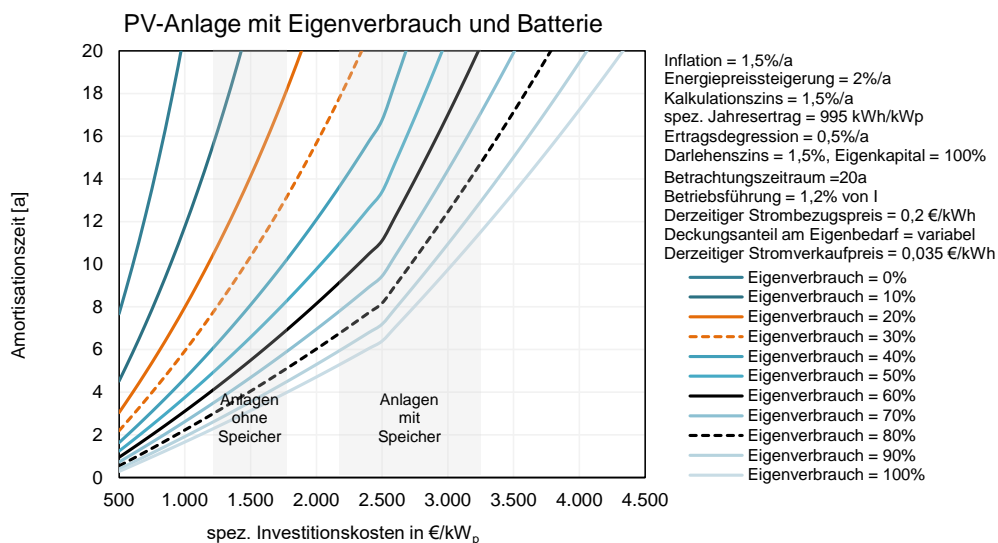


Abbildung 109. Amortisationszeit für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.3.2 VARIANTE 1

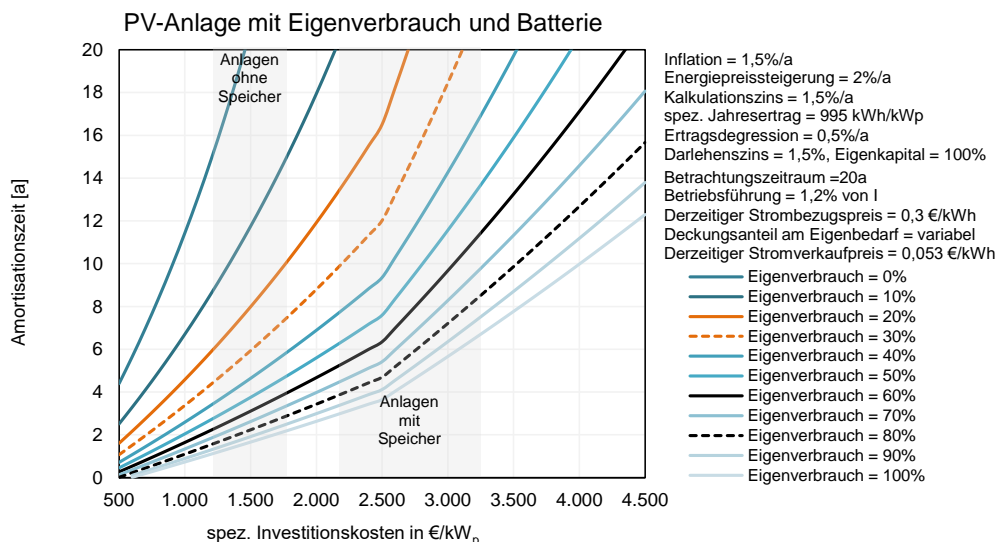


Abbildung 110. Amortisationszeit für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.3.3 VARIANTE 2

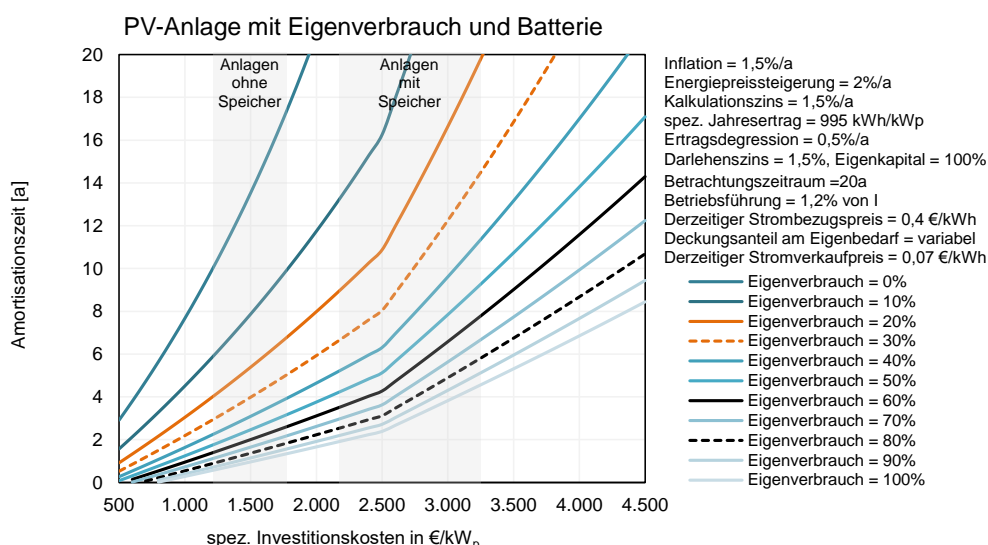


Abbildung 111. Amortisationszeit für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.3.3.4 VARIANTE 3

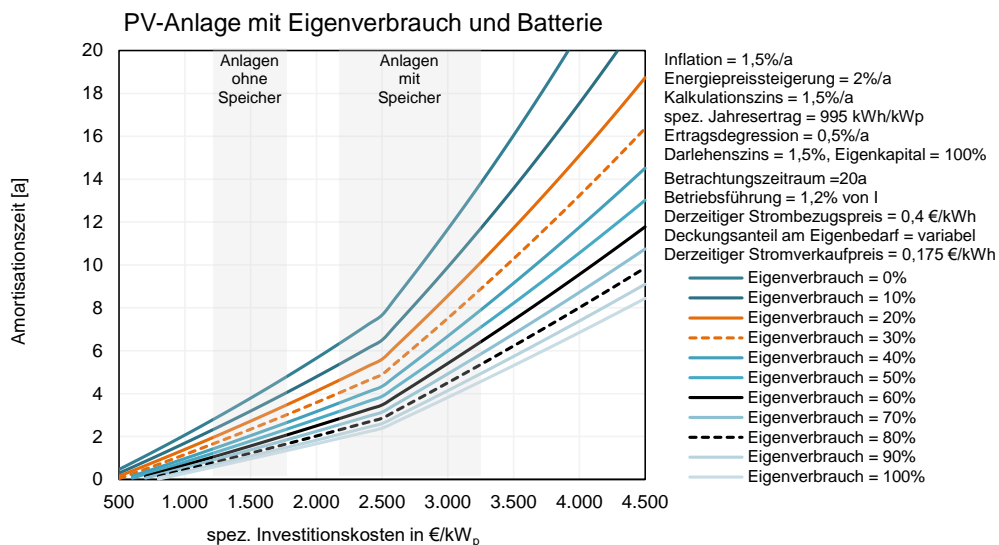


Abbildung 112. Amortisationszeit für unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile und Investitionskosten. Die orangenen Kurven entsprechen üblichen Eigenverbrauchsanteilen für Anlagen ohne Speicher, die schwarzen Kurven von Anlagen mit Speichern.

6.4 GEBÄUDEBEZOGENE ERGEBNISSE

6.4.1 EINFAMILIENHAUS MIT TECHNIK

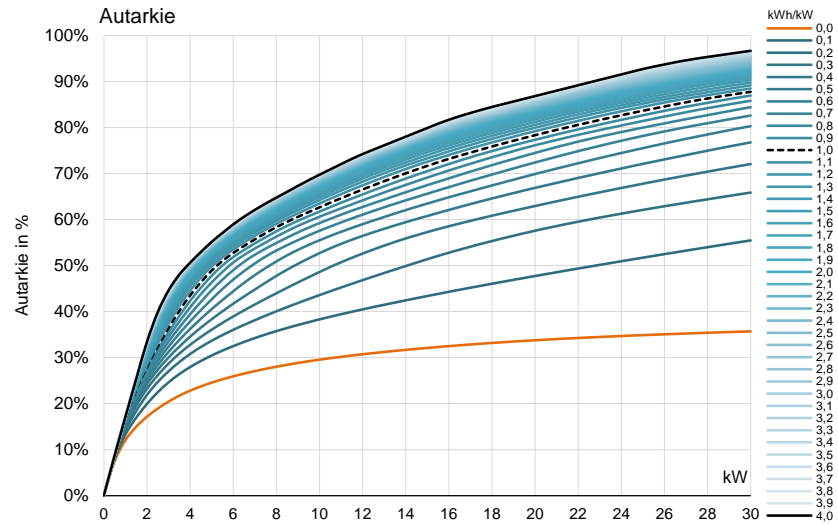


Abbildung 113. Autarkiegrad

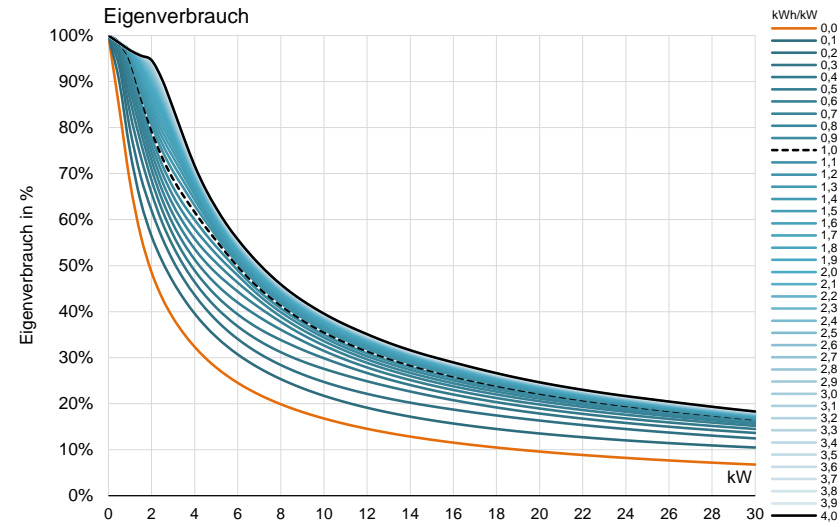


Abbildung 114. Eigenverbrauch

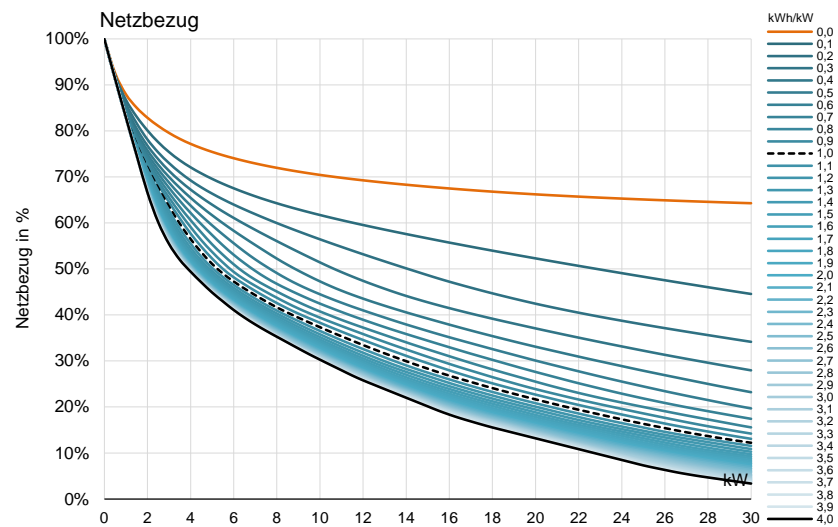


Abbildung 115. Netzbezug

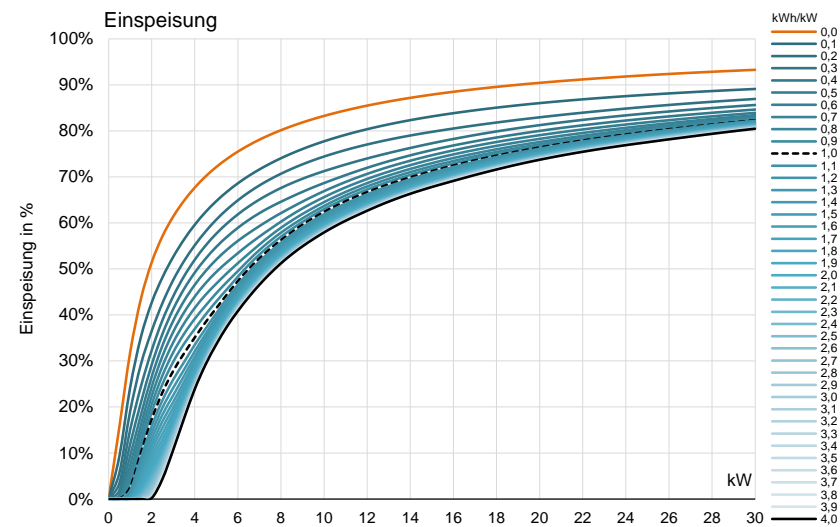


Abbildung 116. Einspeisung

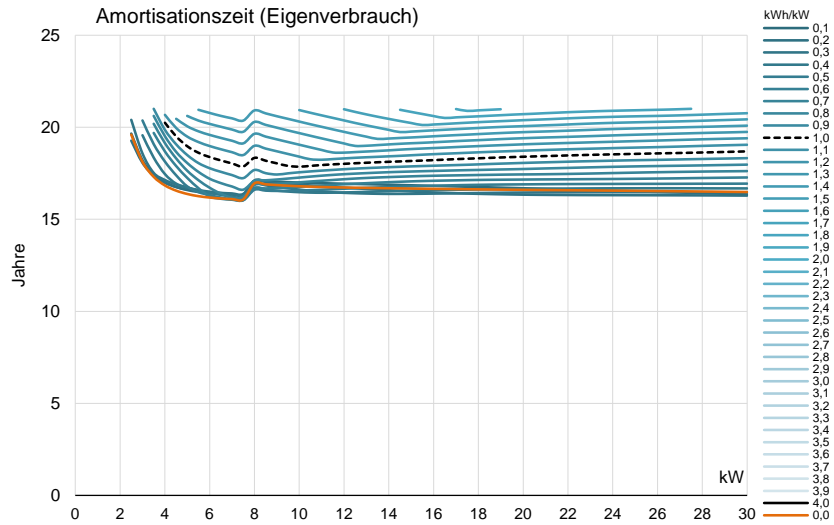


Abbildung 117. Amortisationszeit bei Eigenverbrauch

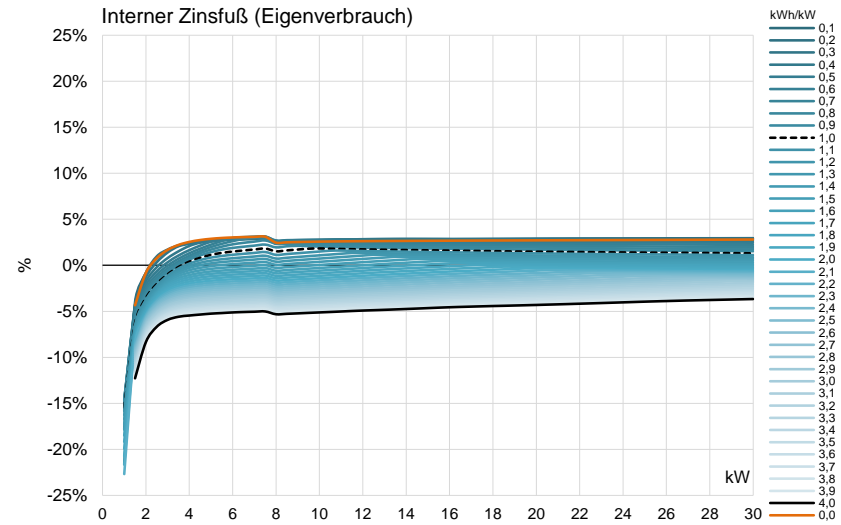


Abbildung 118. Interner Zinsfuß bei Eigenverbrauch

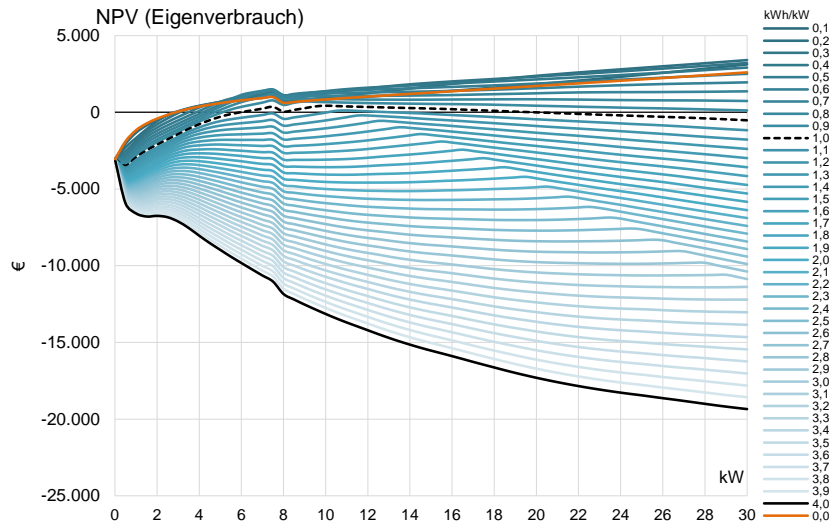


Abbildung 119. Kapitalwert bei Eigenverbrauch

6.4.2 EINFAMILIENHAUS OHNE TECHNIK

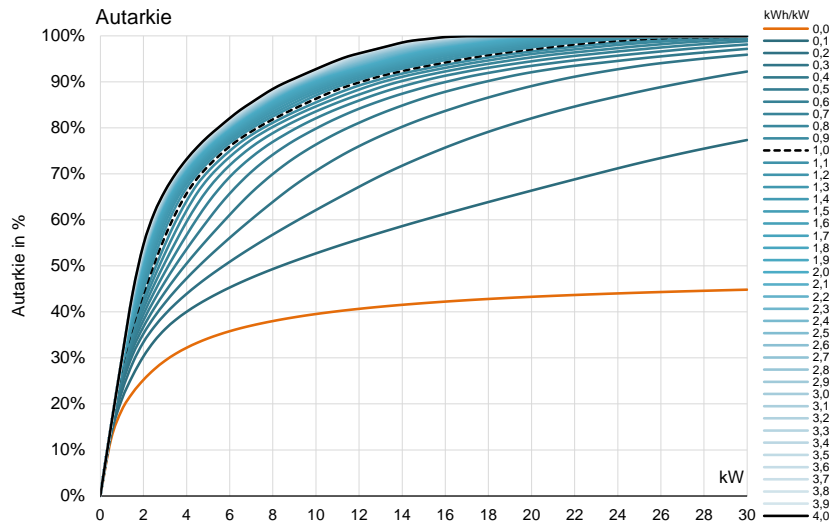


Abbildung 120. Autarkiegrad

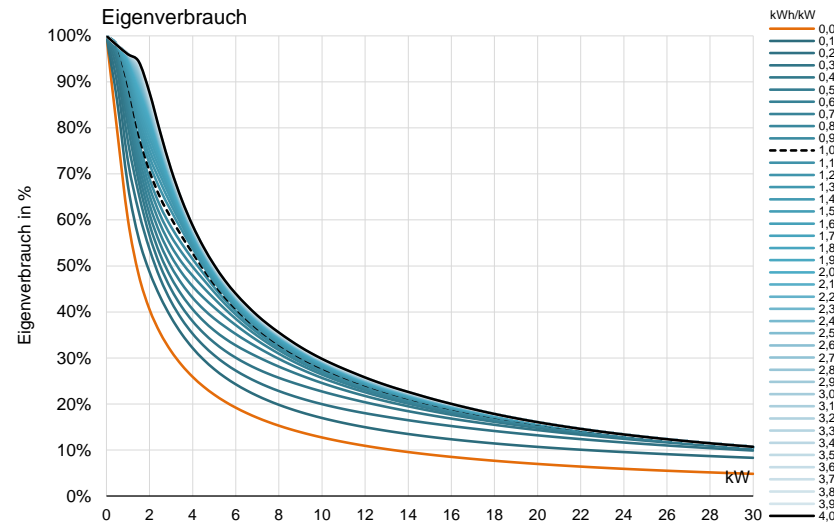


Abbildung 121. Eigenverbrauch

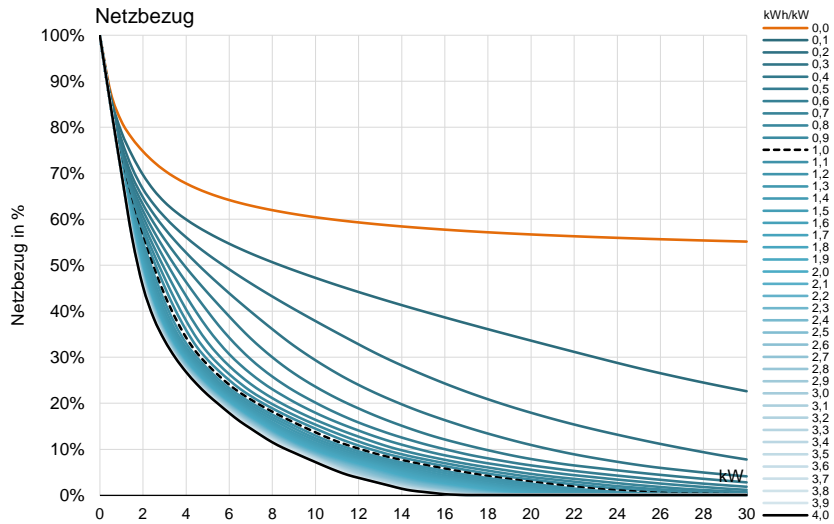


Abbildung 122. Netzbezug

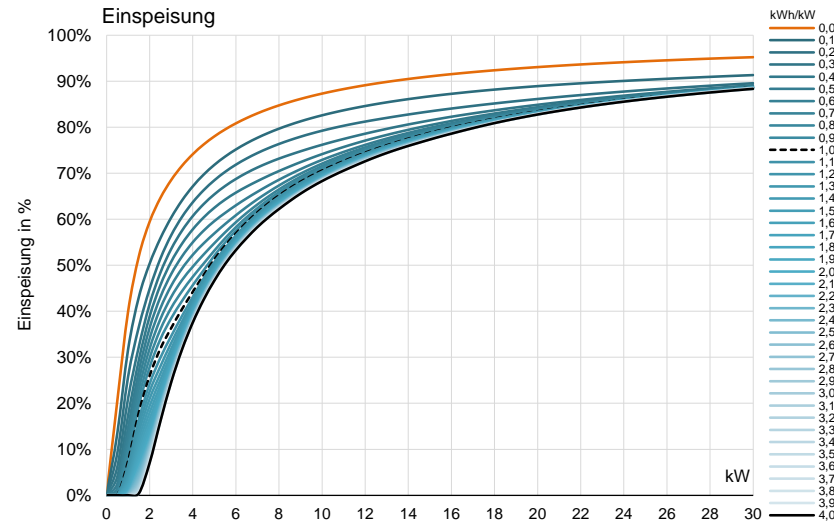


Abbildung 123. Einspeisung

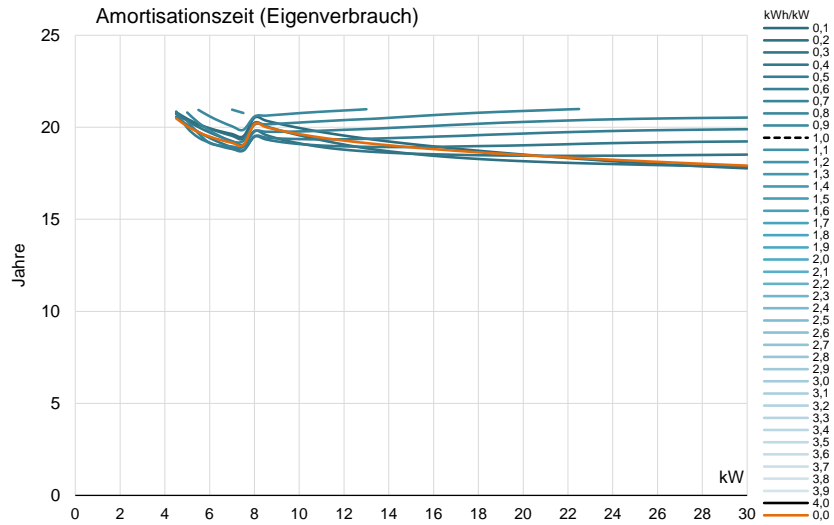


Abbildung 124. Amortisationszeit bei Eigenverbrauch

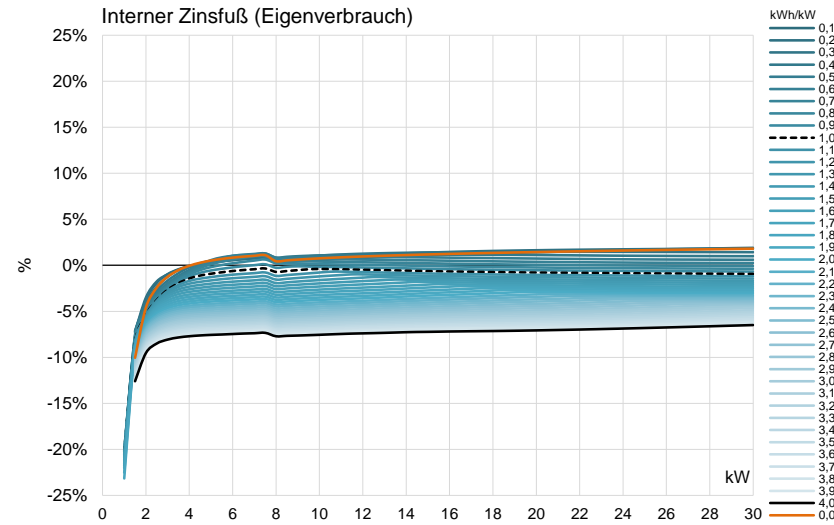


Abbildung 125. Interner Zinsfuß bei Eigenverbrauch

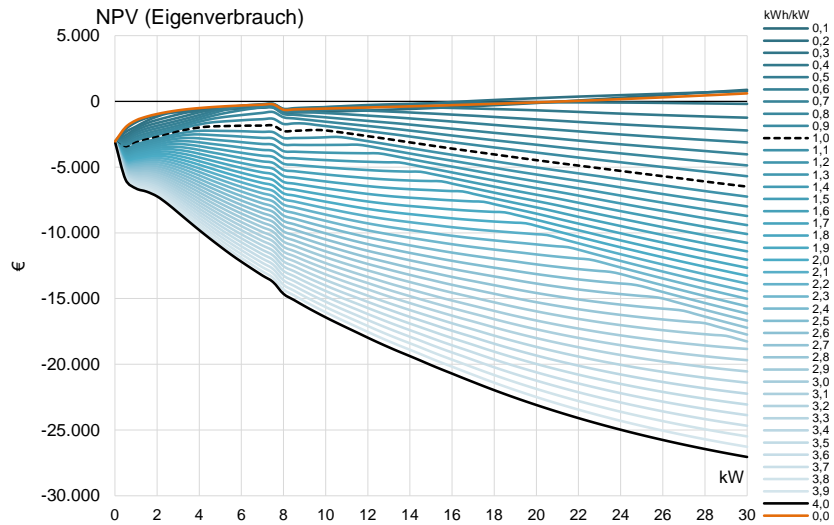


Abbildung 126. Kapitalwert bei Eigenverbrauch

6.4.3 MEHRFAMILIENHAUS MIT TECHNIK

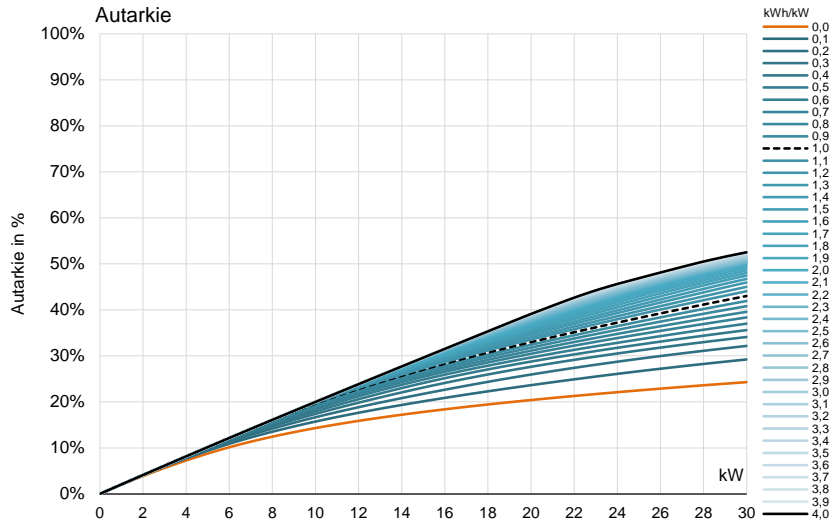


Abbildung 127. Autarkiegrad

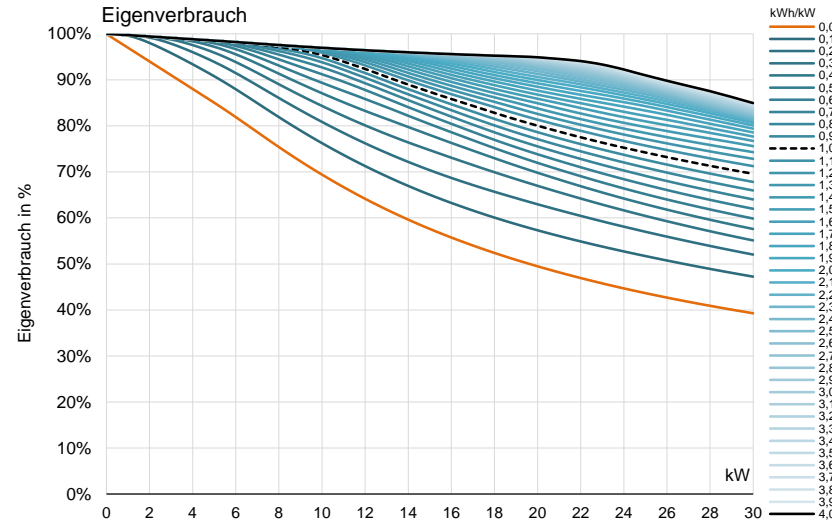


Abbildung 128. Eigenverbrauch

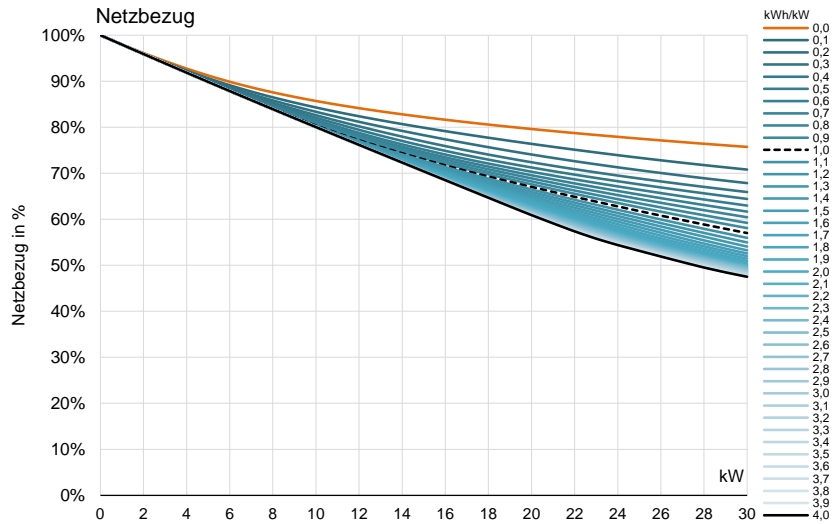


Abbildung 129. Netzbezug

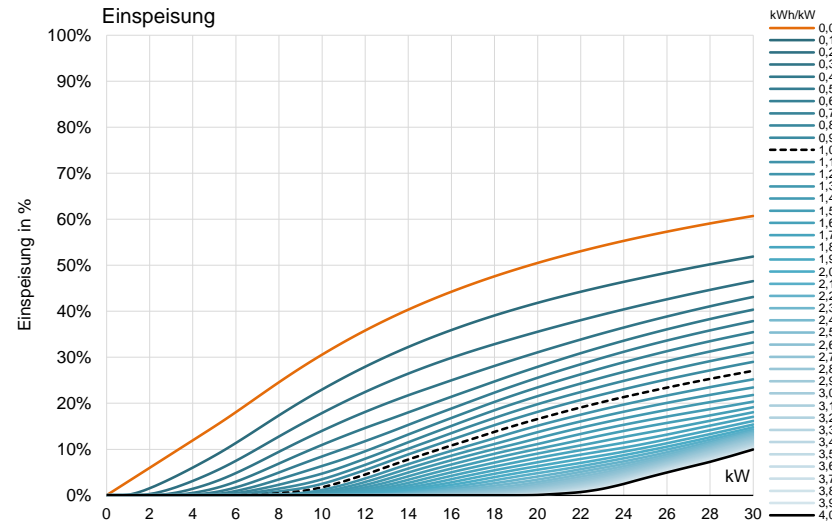


Abbildung 130. Einspeisung

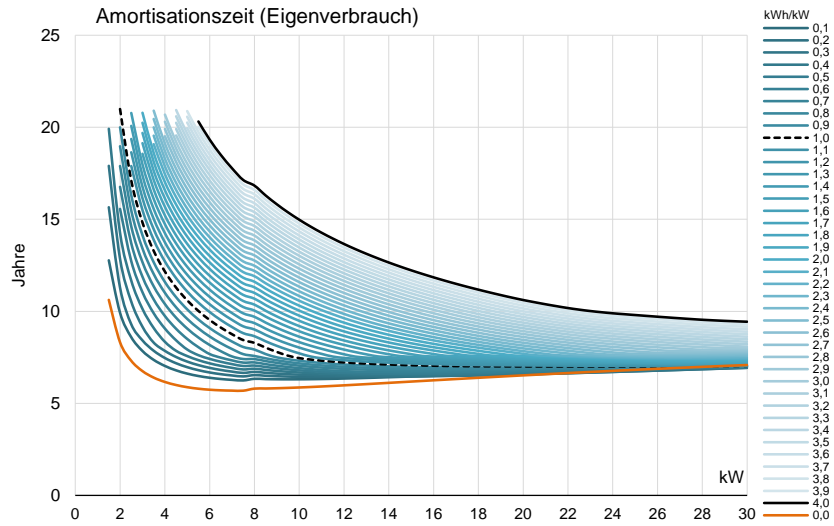


Abbildung 131. Amortisationszeit bei Eigenverbrauch

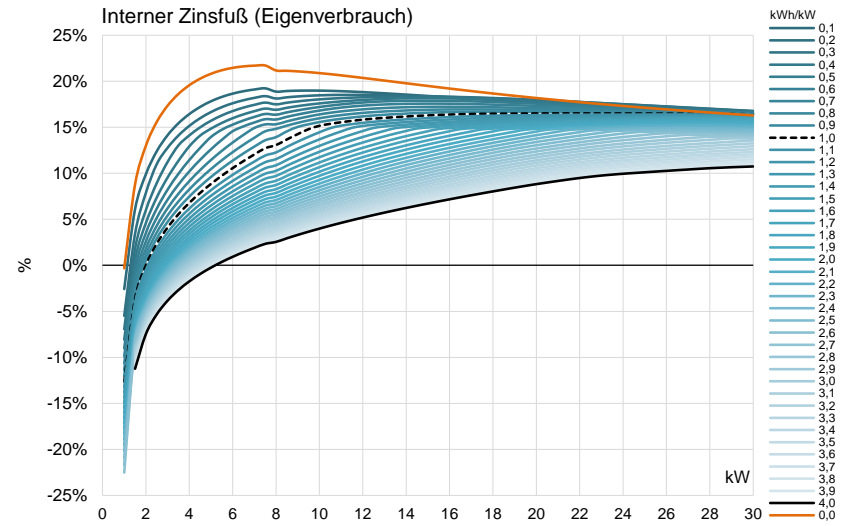


Abbildung 132. Interner Zinsfuß bei Eigenverbrauch

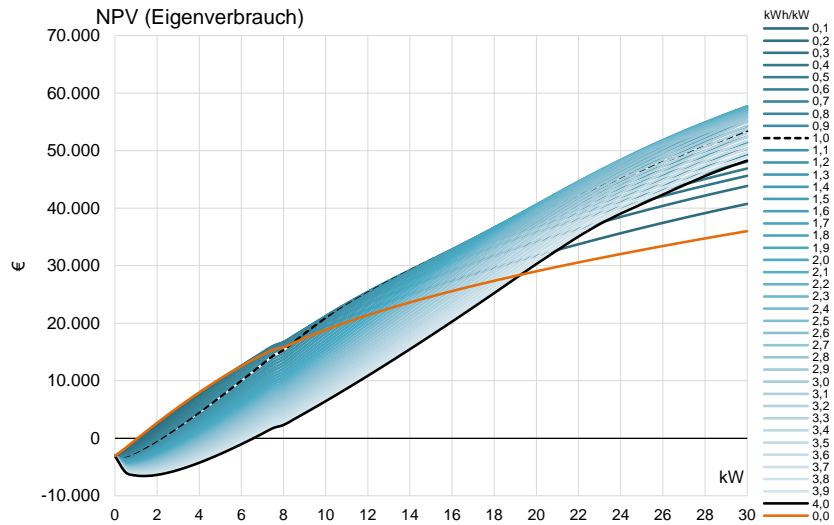


Abbildung 133. Kapitalwert bei Eigenverbrauch

6.4.4 MEHRFAMILIENHAUS OHNE TECHNIK

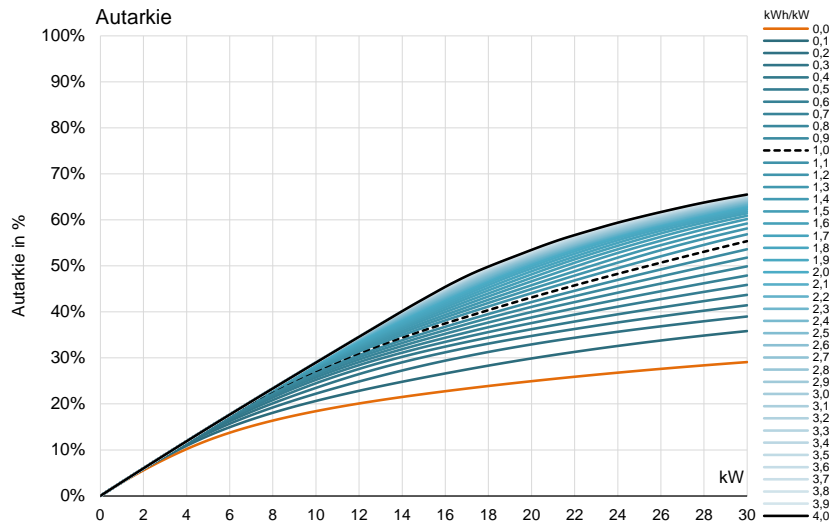


Abbildung 134. Autarkiegrad

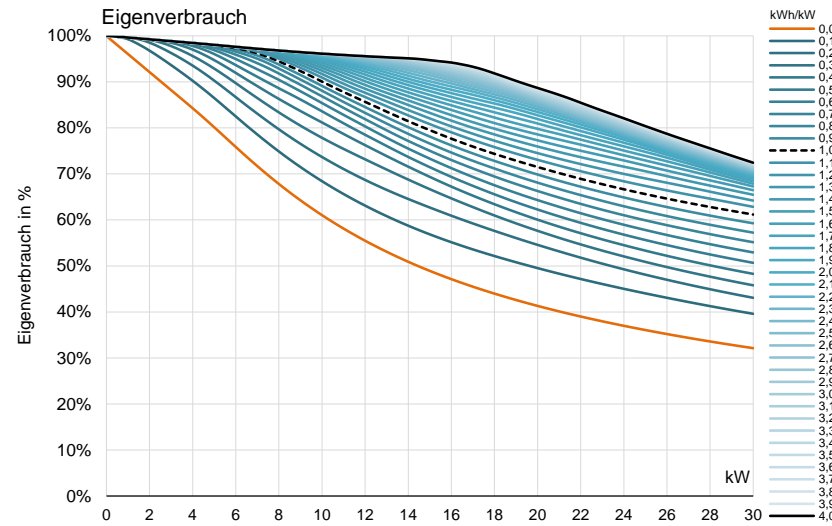


Abbildung 135. Eigenverbrauch

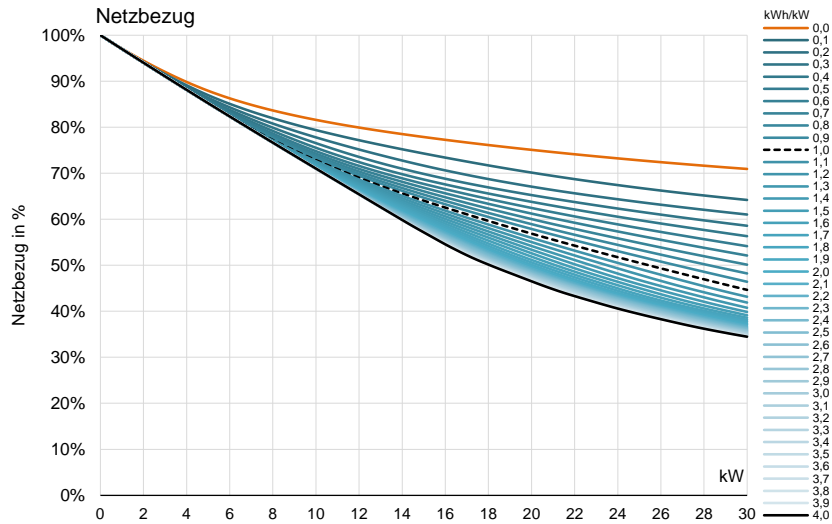


Abbildung 136. Netzbezug

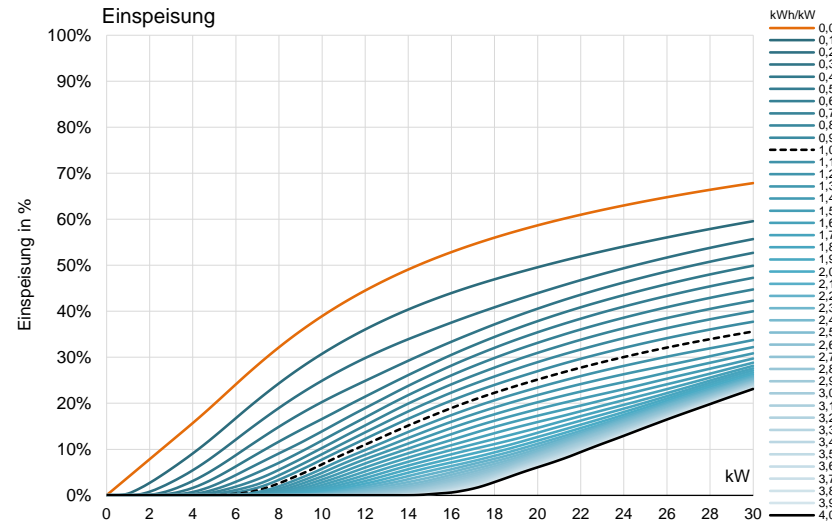


Abbildung 137. Einspeisung

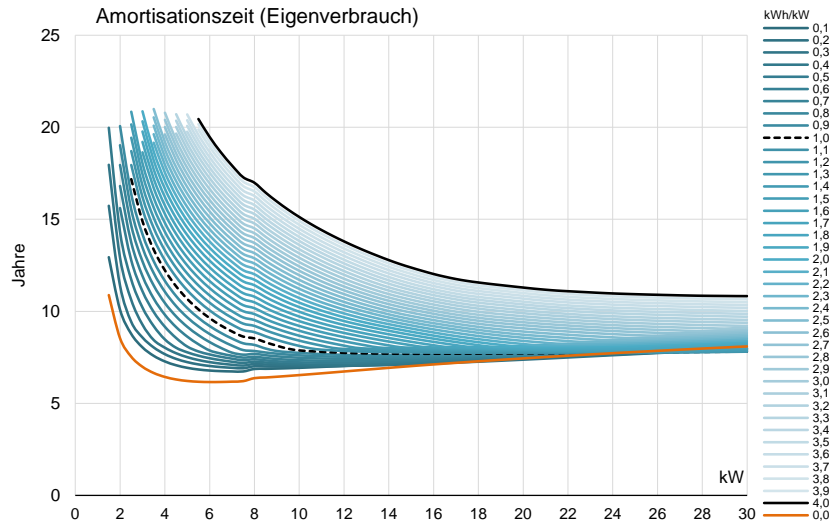


Abbildung 138. Amortisationszeit bei Eigenverbrauch

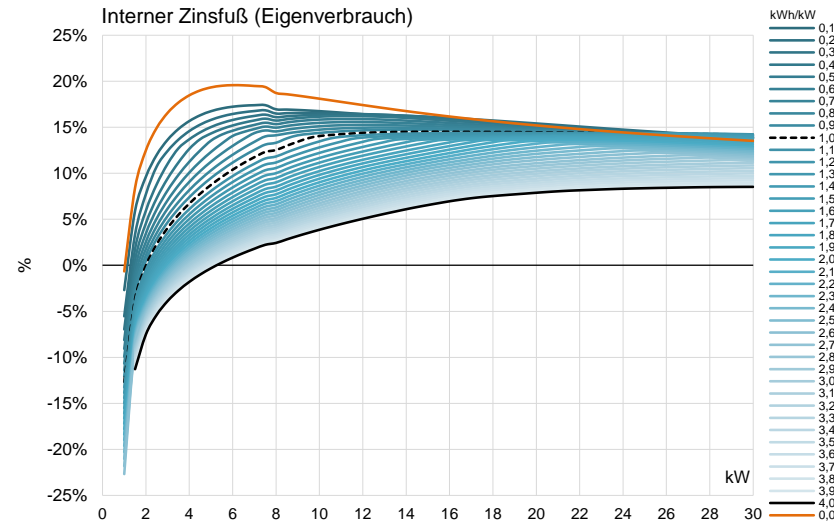


Abbildung 139. Interner Zinsfuß bei Eigenverbrauch

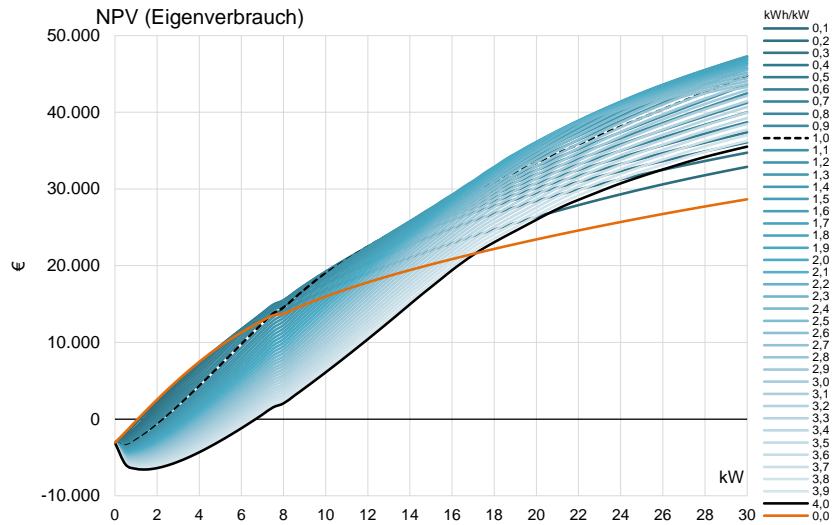


Abbildung 140. Kapitalwert bei Eigenverbrauch

6.4.5 NICHTWOHNGBÄUDE MIT TECHNIK

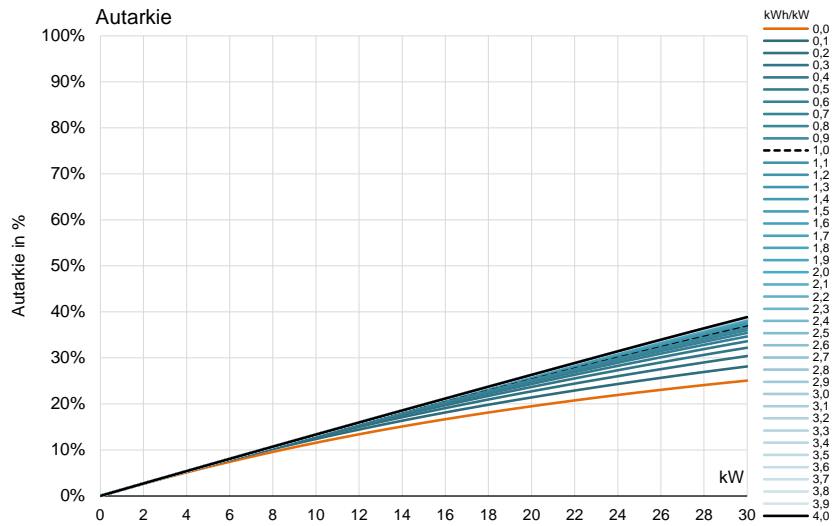


Abbildung 141. Autarkiegrad

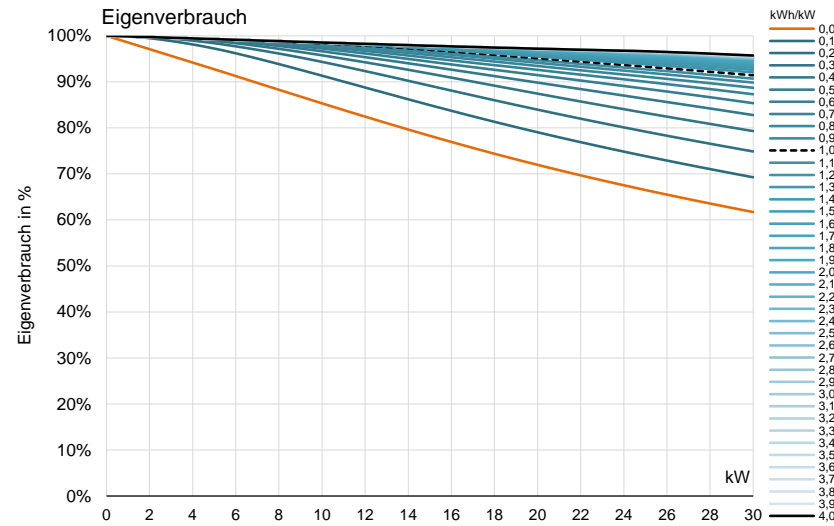


Abbildung 142. Eigenverbrauch

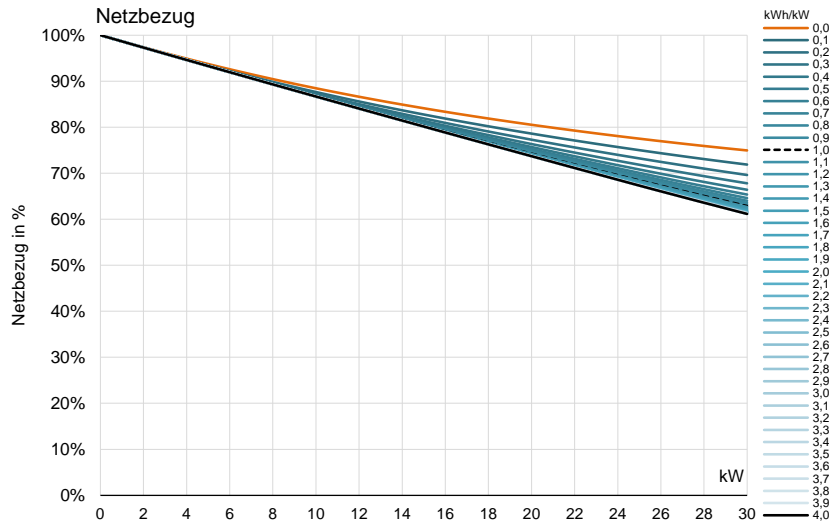


Abbildung 143. Netzbezug

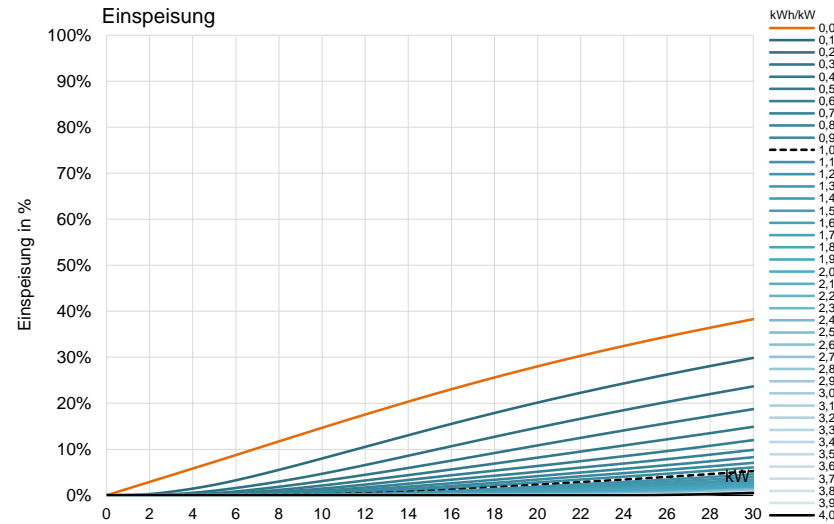


Abbildung 144. Einspeisung

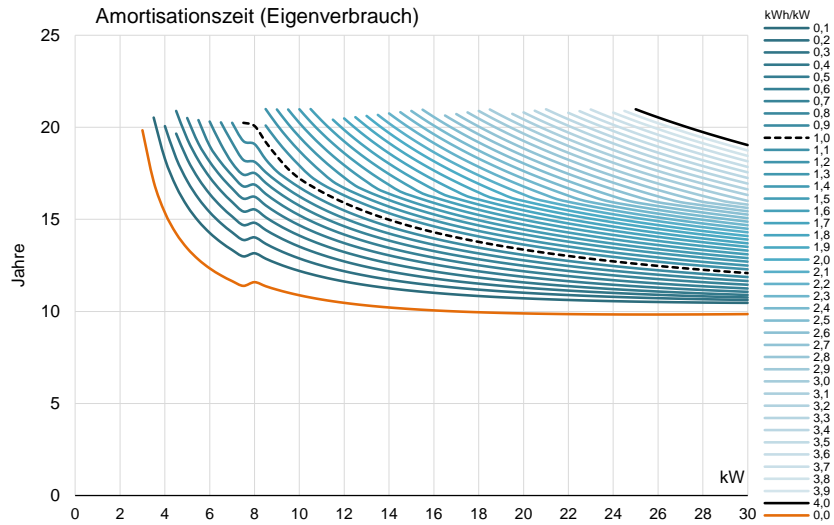


Abbildung 145. Amortisationszeit bei Eigenverbrauch

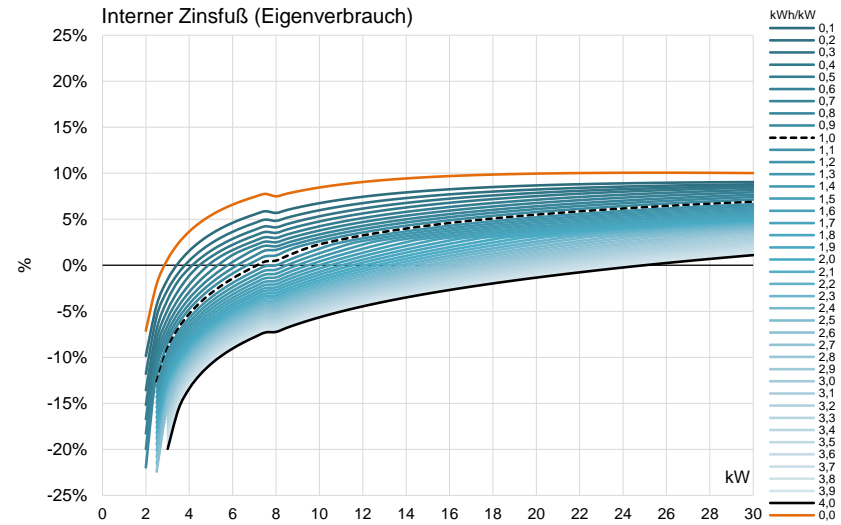


Abbildung 146. Interner Zinsfuß bei Eigenverbrauch

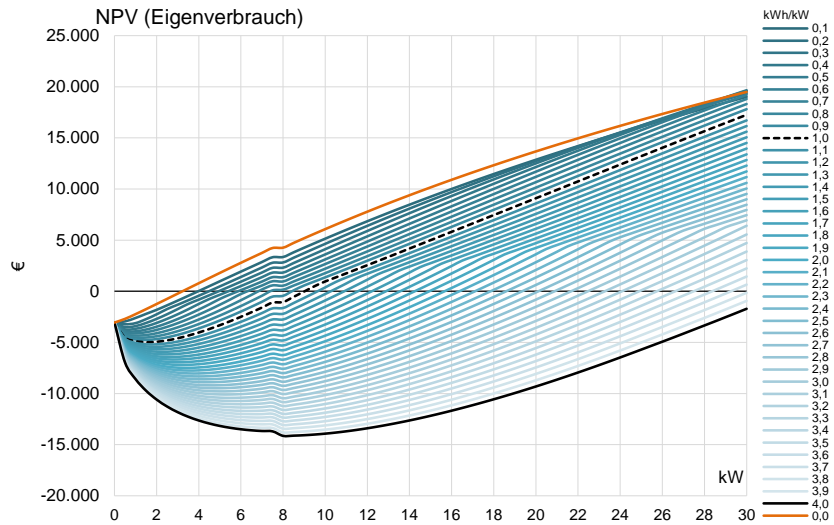


Abbildung 147. Kapitalwert bei Eigenverbrauch

6.4.6 NICHTWOHNGBÄUDE OHNE TECHNIK

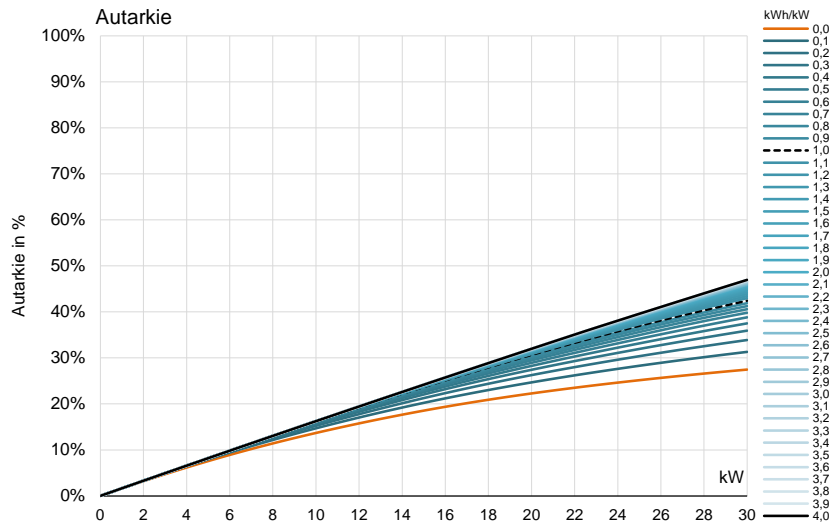


Abbildung 148. Autarkiegrad

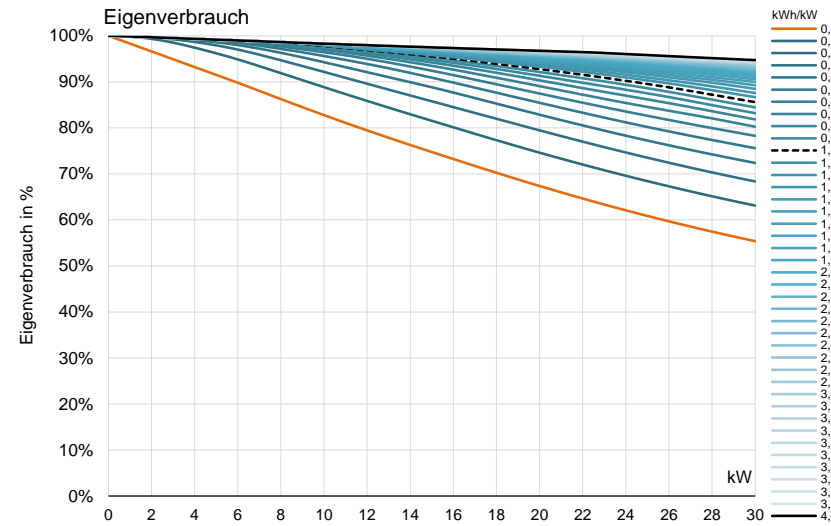


Abbildung 149. Eigenverbrauch

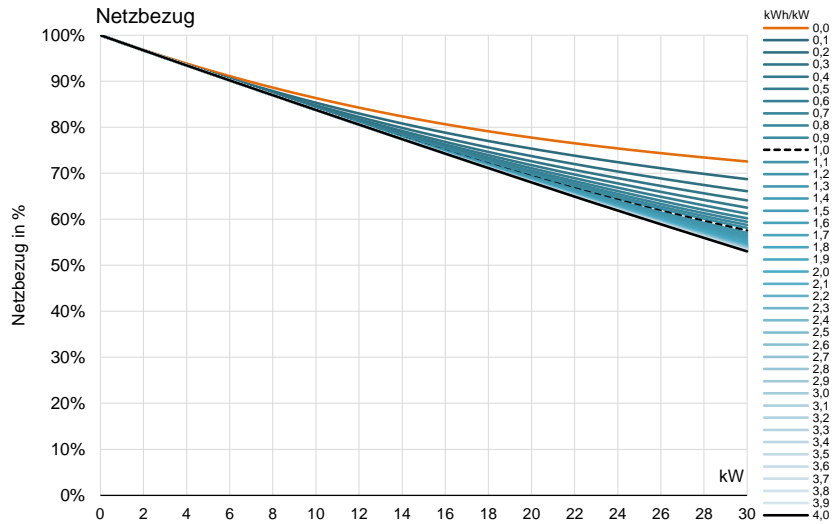


Abbildung 150. Netzbezug

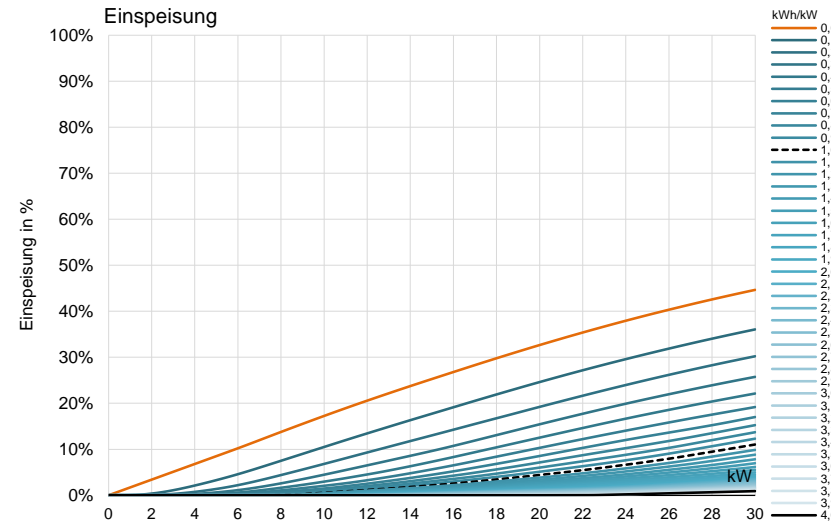


Abbildung 151. Einspeisung

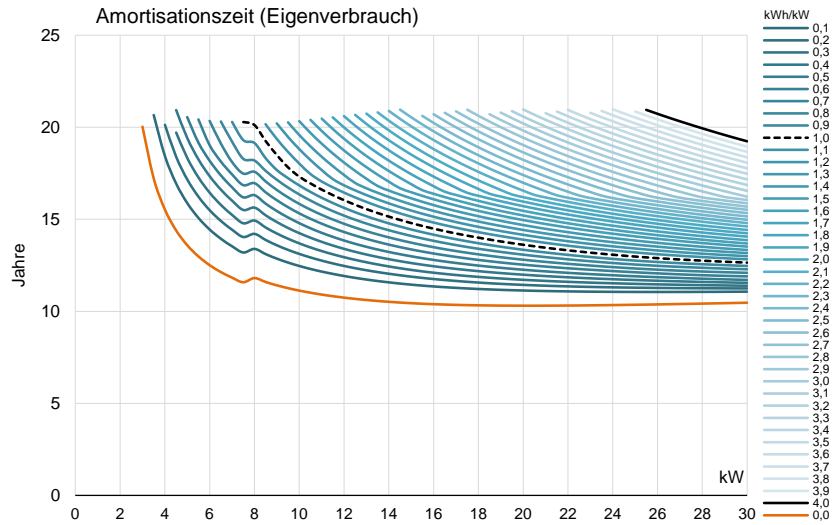


Abbildung 152. Amortisationszeit bei Eigenverbrauch

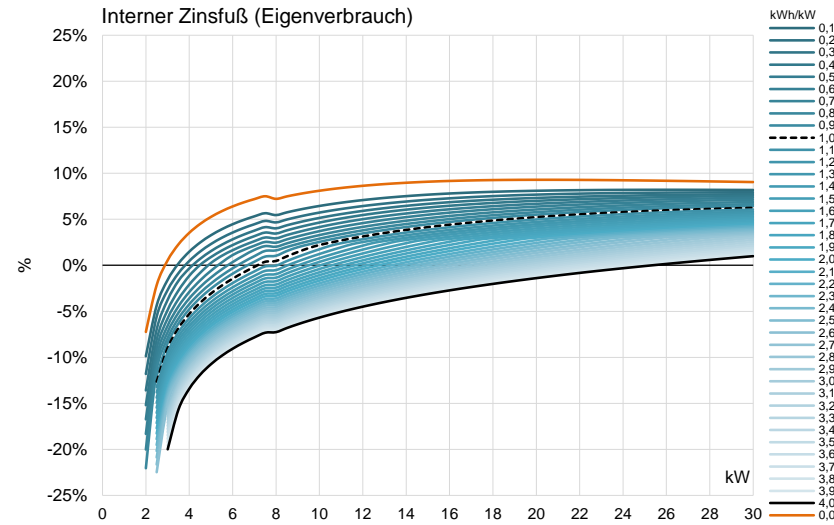


Abbildung 153. Interner Zinsfuß bei Eigenverbrauch

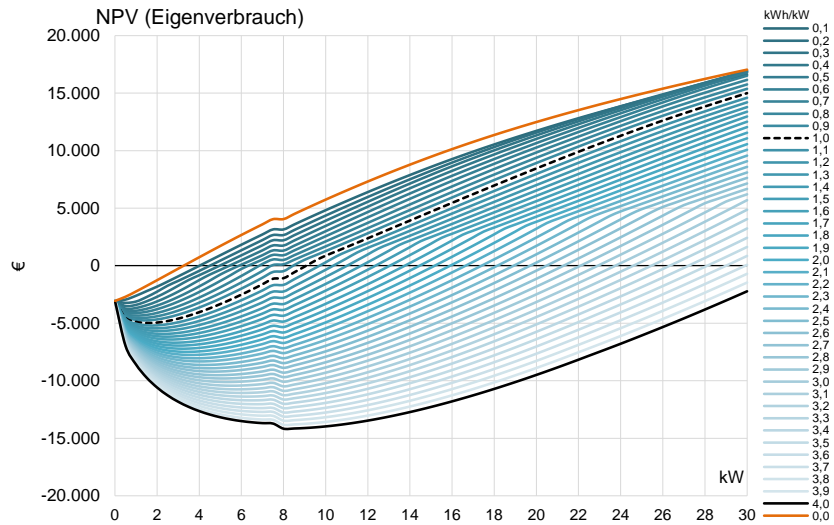


Abbildung 154. Kapitalwert bei Eigenverbrauch