Hamburg | Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft

Erneuerbare Energien Hamburg

PV-Machbarkeitsstudie

Umsetzung einer PV-Anlage auf einer Bestands-Logistikimmobilie

—

hep
there is no planet b.

Studie:
Machbarkeitsstudie: Umsetzung einer PV-Anlage auf Bestands-Logistikimmobilien
Bearbeitungszeitraum August 2024 – Februar 2025

Im Auftrag von:
Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH
Wexstraße 7, 20335 Hamburg

Projektleitung Erneuerbare Energien Hamburg
Constantin Lange (EEHH)

Erneuerbare Energien
Hamburg

Durchgeführt von:
hep energy GmbH

hep
there is no
planet b.

Autoren:
Georg Geier, hep Energy GmbH
Achim Besserer, hep Energy GmbH

Gefördert durch:
Behörde für Umwelt, Klima,
Energie und Agrarwirtschaft
Neuenfelder Str. 19, 21109 Hamburg

Hamburg | Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft

Erneuerbare Energien Hamburg

Inhaltsverzeichnis:

1. Einleitung 4
- 1.1 Ziel und Zweck der Studie 4
- 1.2 Aufbau der Studie 5

2. Allgemeine Rahmenbedingungen 5
- 2.1 Potenzialanalyse 5
- 2.2 Technische und regulatorische Anforderungen 6
- 2.3 Energievermarktung 7

3. Modelle der Stromvermarktung 9
- 3.1 Eigenverbrauch 9
- 3.2 Direktvermarktung (Marktprämienmodell gemäß EEG) 9
- 3.3 Mieterstrom 11
- 3.4 Power Purchase Agreements (PPAs) 12
  - 3.4.1 PPA On-Site 12
  - 3.4.2 PPA-Off-Site 12
- 3.5. Spezifische PPA-Modelle 13
  - 3.5.1 As Produced 13
  - 3.5.2 Nominated 13
  - 3.5.3 As Consumed 14
  - 3.6 Die Integration von Mieterstrom in PPA's 14

4. Mögliche Betreibermodelle 15

5. Darstellung anhand eines spezifischen Musterprojekts 19
- 5.1 Beschreibung des Projekts 19
- 5.2 Konzeptplanung / Anlagenkonzept 19
  - 5.2.1 Ziele des Anlagenkonzepts 19
  - 5.2.2 Schutzkonzept 20
- 5.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mittels PVSol oder PVSyst 24
- 5.4 Anforderungen Technik und Brandschutz 27

6. Schlussfolgerungen 27

1. Einleitung

1.1 Ziel und Zweck der Studie

Die vorliegende Studie hat das Ziel, die Entwicklung und Förderung erneuerbarer Energien in der Region Hamburg zu analysieren und zu unterstützen. Ein besonderer Fokus liegt darauf, die Bedeutung und die Aktivitäten der Erneuerbare Energien Hamburg (EEHH) Clusteragentur darzustellen, sowie deren Beitrag zur nachhaltigen Energiewende aufzuzeigen.

EEHH spielt eine zentrale Rolle als Netzwerkplattform und Kompetenzzentrum für Unternehmen, Wissenschaftseinrichtungen und politische Akteure im Bereich erneuerbarer Energien. Mit ihrer Arbeit verfolgt die Agentur das Ziel, den Ausbau klimafreundlicher Technologien voranzutreiben, Innovationen zu fördern und den Wirtschaftsstandort Hamburg im Bereich der grünen Energien nachhaltig zu stärken.

Gefördert wird diese Studie, um die strategische Bedeutung des Clusters zu untermauern, Erkenntnisse über aktuelle Markttrends und branchenbezogene Herausforderungen zu gewinnen und Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Weiterentwicklung der Branche abzuleiten. Damit trägt sie dazu bei, die Vision einer CO_2-neutralen Energieversorgung in Hamburg und darüber hinaus Realität werden zu lassen.

Die vorliegende Machbarkeitsstudie (Kurzstudie) wurde durch EEHH mit dem Ziel einer Untersuchung der Potenziale und Herausforderungen einer PV-Nutzung von Logistikimmobilien beauftragt. Wesentliche Schwerpunkte sind hierbei die möglichen Betreibermodelle aus Sicht des Immobilieneigentümers bzw. -betreibers sowie die wesentlichen technischen Aspekte, welche die Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit eines PV-Projekts beeinflussen können.

Die Studie soll anhand eines realisierten Projektes Antworten auf zentrale Fragestellungen liefern, wie:

- Welche Betreibermodelle und -konstellationen können abgebildet werden?
- Welche Möglichkeiten bestehen für die Energievermarktung?
- Welche technischen und regulatorischen Punkte sollten bei der Überprüfung der Eignung der jeweiligen Immobilie beachtet werden?
- Welche Risiken und Chancen bestehen bei der Projektrealisierung?

Ziel der Studie ist es, Handlungsempfehlungen für die optimale Nutzung einer zur Verfügung stehenden Dachfläche zu geben und sowohl die Chancen als auch die Risiken dabei aufzuzeigen.
Damit soll für die Immobilieneigentümer und Immobiliennutzer ein Leitfaden für die Prüfung- und Initiierung eines PV-Projekts dargestellt werden.

1.2 Aufbau der Studie

Die Studie gliedert sich in mehrere Kapitel, die schrittweise aufeinander aufbauen, um ein umfassendes Verständnis der Potenziale und Herausforderungen bei der Installation einer PV-Anlage auf einer Logistikimmobilie zu gewährleisten.

Hierbei wird zunächst die allgemeine Vorgehensweise dargestellt. Im weiteren Verlauf werden die allgemeinen Aspekte der PV-Nutzung von Logistikdächern untersucht, um anschließend die konkrete Umsetzung anhand eines Musterprojekts darzustellen.

In den abschließenden Kapiteln werden die Risiken, zugehörigen Handlungsansätze und Handlungsempfehlungen näher dargestellt.

2. Allgemeine Rahmenbedingungen

2.1 Potenzialanalyse

Hinsichtlich des PV-Potenzials sind verschiedene Faktoren, die über die reine Dachfläche hinausgehen, entscheidend. Zahlreiche Logistikimmobilien verfügen über einen im Verhältnis zur Dachfläche unterproportionalen Eigenverbrauch. Somit ist der Netzanschluss über die volle Anlagenleistung nicht oder nur mit erhöhtem Aufwand realisierbar.

Muss eine Anlage aufgrund vorhandener Netzengpässe zum Beispiel als Nulleinspeiseranlage realisiert werden, entscheidet der vor Ort vorhandene Eigenverbrauch über die optimale Anlagengröße.

Für die Bewertung werden somit folgende Kriterien zu Rate gezogen:

- Größe und Eignung der Dachfläche
  - Statische Eignung
  - Restnutzungsdauer der Dacheindeckung
  - Sonstige technische Aspekte
- Elektrische Anschlussbedingungen
  - Übergabestation / Trafostationen
  - Netzanschluss (Kapazität)
- Eigenverbrauch am Standort

Der Eigenverbrauch hängt sowohl von der Höhe des Verbrauchs am Standort als auch von der zeitlichen Einordnung ab. Hierbei ist im Wesentlichen die Nutzungsart der Immobilie entscheidend. Typische Logistikimmobilien sind hierbei u. a.:

- Umschlaghalle
- Lagerhalle
- Distributionshalle
- Speziallager (z.B. Kühllager, Gefahrstofflager)
- Hochregallager

Gemäß einer Analyse der „Garbe Industrial Real Estate“ beträgt das Potenzial deutscher Industrie- und Logistikimmobilien 36,6 GWp. Für Logistik und Gewerbehallen in Hamburg wird gemäß EEHH-Studie [1] ein Potential von 1,6 GWp angesetzt.

Der gesamte Stromverbrauch betrug für das Jahr 2023 gemäß Energieportal Hamburg [2] 9,6 TWh. Der durchschnittliche Ertrag einer PV-Anlage liegt dabei laut den Autoren der EEHH-Studie [3] für Gewerbe und Industriedächer bei 727 kWh/kWp und somit bei einer Jahreserzeugung von 1,3 GWh.

Aufgrund der zeitlichen Verteilung der Erzeugung könnte somit im Frühjahr / Sommer ein wesentlicher Teil des Strombedarfs gedeckt werden.

Durch die weiter voranschreitende Elektrifizierung der Lagerlogistik ist ein weiterer Anstieg des Strombedarfs des Logistikgewerbes zu unterstellen.

2.2 Technische und regulatorische Anforderungen

Für den jeweiligen Immobilienbesitzer und Betreiber spielen neben der Wirtschaftlichkeit insbesondere technische Aspekte eine wesentliche Rolle. In Abhängigkeit der Eignung und Beschaffenheit von Dach und Elektroinstallation können die Projektkosten sowie die je m^2 realisierbare PV-Leistung zum Teil erheblich variieren.

Wesentliche Faktoren sind hier z.B.:

- Dachtyp/-art
- Statik des Daches
- Sonstige Gegebenheiten wie Wartungswege usw.
- Beschaffenheit des Dachs (erwartete Restlebensdauer)
- Lichtkuppeln (automatisch öffnend)
- Neigungswinkel
- Brandschutz
- Blitzschutz
- Netzanschluss (Trafostation, Einspeiseleistung usw.)
- Allgemein Verkabelung (Kabelwege + Distanz)
- Monitoring
- Absturzsicherung (Geländer, Sekuranten), Durchsturzsicherung bei Lichtkuppeln
- Wartung (Zugang)

[1] Solarpotenzialstudie für Hamburg, EEHH, S.54 | [2] https://www.energieportal-hamburg.de | [3] Solarpotenzialstudie für Hamburg, EEHH, S.56

Der zugehörige Klärungs- und Planungsprozess sieht hierbei wie folgt aus:

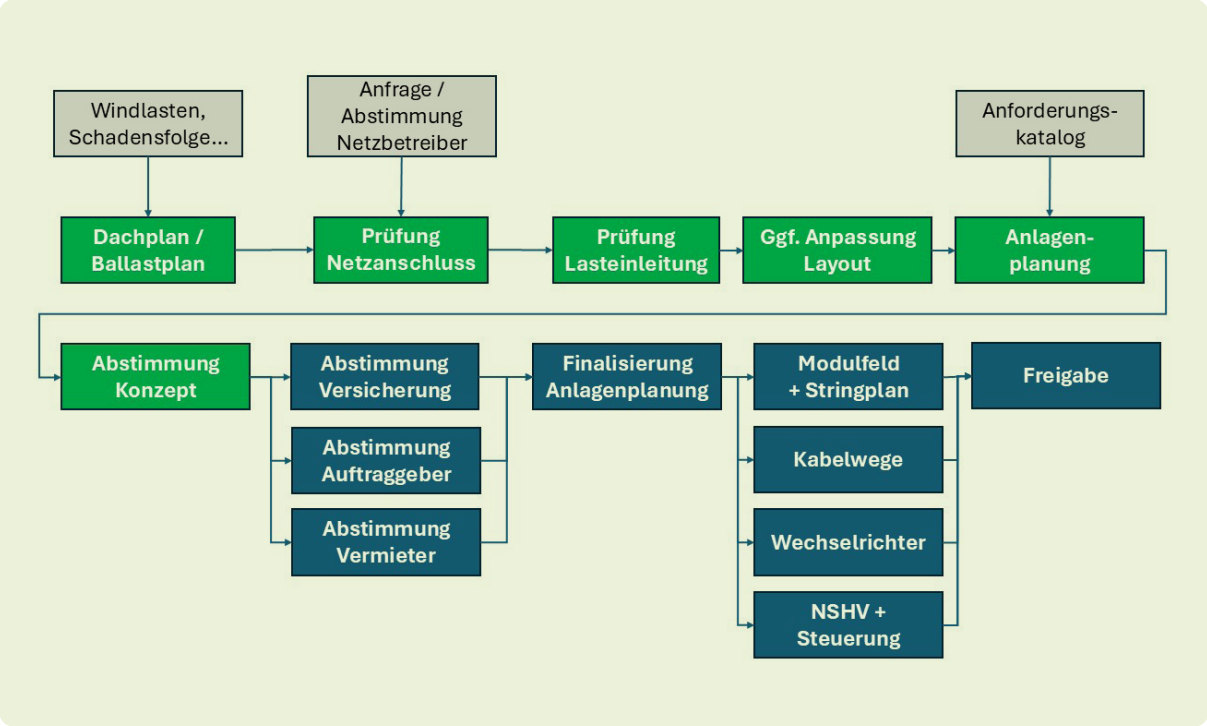

Abbildung 1: Klärungs- und Planungsprozess einer PV-Dachanlage

2.3 Energievermarktung

Die Stromvermarktung beschreibt die unterschiedlichen Möglichkeiten, wie Strom, der durch Photovoltaikanlagen auf beispielsweise Industriedächern erzeugt wird, genutzt oder verkauft werden kann. Für den Betreiber der Anlage ist es von elementarer Bedeutung, neben einer Begrenzung der Baukosten sowie Gewährleistung optimaler Erträge auch eine sinnvolle Nutzung und/oder Vermarktung der erzeugten Energie sicherzustellen.

Die Energievermarktung wird im Wesentlichen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) reguliert. Das EEG dient der Förderung der erneuerbaren Energien und definiert Vergütungsmodelle und Rahmenbedingungen. Mit dem Solarpaket 1 (SP1) wurden zentrale Änderungen eingeführt, darunter:

- Abschaffung der verpflichtenden Direktvermarktung für Anlagen über 100 kWp Überschussstrom.
- Vereinfachungen bei Mieterstromprojekten, die diese Modelle attraktiver und leichter umsetzbar machen.

Die EEG-Förderung der Einspeisevergütung steht für Solaranlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW zur Verfügung. Für Anlagen, die nur überschüssigen Strom ins Netz einspeisen (Teileinspeisung), gelten die standardmäßigen Fördersätze. Anlagen, die ihren gesamten erzeugten Strom einspeisen (Volleinspeisung), erhalten hingegen erhöhte Fördersätze.

Tabelle 2 zeigt die aktuellen EEG-Vergütungswerte für Photovoltaikanlagen, gültig für Inbetriebnahmen vom 1. August 2024 bis zum 31. Januar 2025. Die Vergütung variiert je nach Anlagengröße und Einspeisemodell (Teileinspeisung oder Volleinspeisung). Die Einspeisevergütung wird halbjährlich um 1 % reduziert. Tabelle 3 stellt die Einspeisevergütung ab Februar 2025 und ab August 2025 dar, jeweils mit einer Senkung um 1 %.

Tabelle : Einspeisevergütung ab Februar und August 2025

	Ab Februar 2025 in (ct/kWh)		Ab August 2025 in (ct/kWh)	
Leistung	Teileinspeisung	Volleinspeisung	Teileinspeisung	Volleinspeisung
bis 10kWp	7,95	12,61	7,87	12,48
bis 40kWp	6,88	10,57	6,81	10,46
bis 100kWp	5,62	10,57	5,56	10,46

Die Wahl des passenden Vermarktungsmodells hängt von verschiedenen Faktoren ab:

- Größe der PV-Anlage: Anlagen unter 100 kWp Wechselrichterleistung erhalten in der Regel eine feste Vergütung, Anlagen über 100 kWp Wechselrichterleistung unterliegen nicht mehr zwingend der Direktvermarktung, für Anlagen ab 750kWp kann die Teilnahme an einer Ausschreibung erforderlich sein.
- Verbrauchsverhalten: Liegt ein ausreichender Verbrauch vor? Zu welcher Tageszeit werden welche Strommengen verbraucht?
- Wirtschaftliche Ziele: Soll z. B. eine möglichst kurze Amortisation der Investitionen oder ein möglichst niedriger Bezug von Strom aus dem Netz realisiert werden?

[4] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_ Foerderung/start.html

3. Modelle der Stromvermarktung

3.1 Eigenverbrauch

Beim Eigenverbrauch nutzt der Betreiber den erzeugten Strom, um seinen Verbrauch vor Ort zu decken. Überschüssiger Strom wird ins Netz eingespeist, in Sonderfällen kann die Abregelung der Anlage erforderlich sein. Dieses Modell ist vor allem für Gewerbebetriebe mit hohem Strombedarf tagsüber geeignet.

Tabelle 1: Vor - und Nachteile des Eigenverbrauchs

Vorteile	Nachteile
Reduzierung der Strombezugskosten	Wirtschaftlichkeit ist v. a. vom Eigenverbrauch abhängig
Unabhängigkeit von steigenden Strompreisen	Abhängigkeit von der wetterabhängigen Stromerzeugung
Umweltfreundlichkeit durch Nutzung von grünem Strom vor Ort	

3.2 Direktvermarktung (Marktprämienmodell gemäß EEG)

Die EEG-Förderung der Marktprämie kann für Solaranlagen genutzt werden, die ihren Strom direkt vermarkten. Die Direktvermarktung ermöglicht es Anlagenbetreibern, den erzeugten Strom direkt an der Börse oder über einen Direktvermarkter zu verkaufen. Das EEG bietet mit dem Marktprämienmodell finanzielle Anreize, um erneuerbare Energien in den Strommarkt zu integrieren. Dabei wird die Differenz zwischen Marktpreis und EEG-Referenzwert durch die Marktprämie ausgeglichen. Die Höhe der gleitenden Marktprämie basiert auf dem jeweiligen „anzulegenden Wert“ der Solaranlage. Die hier angegebenen anzulegenden Werte gelten für Solaranlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1.000 kWp (1 MWp). Für Anlagen, die nur überschüssigen Strom einspeisen (Teileinspeisung), gelten die regulären Fördersätze. Anlagen, die ihren gesamten erzeugten Strom einspeisen (Volleinspeisung), erhalten erhöhte Fördersätze.

Tabelle 2: Anzulegende Werte - Marktprämie bei Inbetriebnahme bis 31. Januar 2025

Leistung in kW bis	Teileinspeisung (ct/kWh)	Volleinspeisung (ct/kWh)
10	8,43	13,13
40	7,35	11,08
100	6,08	11,08
400	6,08	9,21
1000	6,08	7,94

[5] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_ Foerderung/start.html

Hinweis: Die aktuell anzulegenden Werte berücksichtigen noch nicht die im Solarpaket I vorgesehene Erhöhung um 1,5 Cent/kWh für Anlagen ab einer Leistung von 40 kW. Diese erhöhte Förderung wird erst dann rechtlich wirksam, wenn sie von der Europäischen Kommission beihilferechtlich genehmigt wurde. Diese Genehmigung steht noch aus. Ob Anlagen, die nach Inkrafttreten des Solarpaketes I am 16. Mai 2024, aber vor der beihilferechtlichen Genehmigung in Betrieb genommen werden, ebenfalls von den erhöhten Fördersätzen profitieren können, hängt von der Entscheidung der Europäischen Kommission ab.

Funktionsweise des Marktprämienmodells:

1. Strom wird an der Strombörse oder über einen Direktvermarkter verkauft.
2. Der Betreiber erhält den Marktpreis (z. B. durchschnittlicher Monatsmarktpreis).
3. Die Marktprämie gleicht die Differenz zwischen Marktpreis und dem EEG-Referenzwert (anzulegender Wert) aus.

- Anlagen < 100 kWp:
  - Feste, für 20 Jahre garantierte Einspeisevergütung
  - Volleinspeisung mit höherer Vergütung als Teileinspeisung

- Anlagen ≥ 100 kWp bis < 750 kWp:
  - Anlagen über 100 kWp unterliegen nicht mehr der verpflichtenden Direktvermarktung
  - Schwankende „Marktprämie“

- Anlagen ≥ 750 kWp:
  - Teilnahme an Ausschreibungen erforderlich

→ EEG-Vergütung über Ausschreibung

Tabelle 3: Vor - und Nachteile Marktprämienmodell

Vorteile	Nachteile
Höhere Einnahmepotenziale als bei der festen Einspeisevergütung	Einnahmeschwankungen durch volatile Marktpreise
Flexibilität durch marktorientierte Preisgestaltung	Höhere administrative Anforderungen und Kosten für Direktvermarkter

3.3 Mieterstrom

Mieterstrommodelle liefern lokal erzeugten PV-Strom direkt an die Bewohner oder gewerbliche Mieter eines Gebäudes, ohne das öffentliche Netz zu nutzen. Dies spart Kosten wie Netzentgelte und reduziert den Verwaltungsaufwand. Die EEG-Förderung des Mieterstromzuschlags (siehe Tabelle 6) kann unter bestimmten Bedingungen für die direkte Versorgung von Hausbewohnern mit Solarstrom (Direktbelieferung) in Anspruch genommen werden.

Funktionsweise:

- Betreiber erzeugen Strom auf dem Dach eines Gebäudes.
- Strom wird über interne Leitungen an Mieter geliefert.
- Zusätzlicher Strombedarf wird über Reststrombelieferung gedeckt.

Tabelle 4: Fördersätze-Mieterstromzuschlag bei Inbetriebnahme bis 31. Januar 2025

Installierte Leistung (kW) bis	Höhe des Mieterstromzuschlags (ct/kWh)
10	2,62
40	2,43
1000	1,64

SP1-Änderungen:

- Vereinfachte Prozesse und steuerliche Vorteile fördern Mieterstromprojekte

Tabelle 5: Vor- und Nachteile Mieterstrom

Vorteile	Nachteile
Reduzierte Stromkosten für Mieter	Hoher administrativer Aufwand
Steigerung der Attraktivität von Wohngebäuden	Komplexe gesetzliche Anforderungen

3.4 Power Purchase Agreements (PPAs)

PPAs sind langfristige Verträge zwischen Stromerzeugern und Abnehmern, die feste Bedingungen (Strommenge, Preis und Lieferzeitraum) für den Kauf und Verkauf von Strom regeln.

3.4.1 PPA On-Site

Es gibt eine direkte Verbindung zwischen Erzeuger und Abnehmer. Die Lieferung erfolgt nicht über das öffentliche Stromnetz.

Tabelle 6: Vor - und Nachteile PPA On-Site

Vorteile	Nachteile
Keine von Netznutzungsentgelte	Komplexität bei der vertraglichen Gestaltung
Freie Preisgestaltung	Abhängigkeit vom Abnehmer während der Vertragslaufzeit
Vertraglich definierte feste Preise und Laufzeiten bieten Planungssicherheit	

3.4.2 PPA-Off-Site

Off-Site PPAs stellen keine unmittelbare physische Stromlieferung zwischen Erzeuger und Abnehmer dar, sondern lediglich die Vereinbarung über die bilanzielle Abnahme einer im Vertrag definierten Strommenge. Der Strom wird über das Netz an entfernte Standorte (eigene Standorte oder Dritte) geliefert. Dies ermöglicht die Nutzung von Solarstrom an verschiedenen Standorten.

Tabelle 7: Vor - und Nachteile PPA Off-Site

Vorteile	Nachteile

• Eigenverbrauch:
  • Eigenen PV-Strom an anderen Standorten nutzen
  • Unabhängigkeit von Strommarktpreisen
  • Herkunftsnachweise (z. B. Grünstromzertifikate)
	• Anfallen von Netzentgelten

• Verkauf an Dritte:
  • Feste Laufzeiten
  • Freie Preisgestaltung
	• Höherer administrativer und technischer Aufwand

3.5. Spezifische PPA-Modelle

3.5.1 As Produced

Das pay-as-produced-Modell besagt, dass der Abnehmer von dem Stromerzeuger jeglichen produzierten Strom abnimmt und vergütet.

Tabelle 8: Vor - und Nachteile PPA - pay as produced

Vorteile	Nachteile
Direkte Einnahmen basierend auf Produktion	Hohe Einnahmeschwankungen durch volatile Marktpreise
Transparente Preisgestaltung	Keine Planungssicherheit

3.5.2 Nominated

In einem „Pay-as-Nominated“-PPA bezahlt der Abnehmer für eine im Voraus nominierte Strommenge, unabhängig davon, ob der Erzeuger diese tatsächlich produziert. Dieses Modell basiert auf einer engen Abstimmung zwischen den Vertragsparteien und setzt präzise Produktionsprognosen voraus.

- Vorausplanung: Der Stromerzeuger erstellt und übermittelt im Voraus einen Produktionsplan (z. B. täglich oder wöchentlich), in dem die zu liefernde Strommenge festgelegt wird.
- Zahlungsverpflichtung: Der Abnehmer verpflichtet sich, die nominierte Menge vollständig zu bezahlen, auch wenn der tatsächliche Verbrauch oder die tatsächliche Produktion davon abweichen.
- Risikoteilung: Produktionsabweichungen führen zu einer Risikoteilung zwischen beiden Parteien. Der Erzeuger trägt das Risiko von Strafen oder Einnahmeverlusten bei Unterschreitung der Nominierung.

Tabelle 9: Vor - und Nachteile PPA - pay as nominated

Vorteile	Nachteile
Planungssicherheit für den Abnehmer, da die Liefermengen im Voraus bekannt sind	Risiko für den Erzeuger: Strafen oder Einnahmeverluste bei Nicht-Erfüllung der Nominierung
Stabilität der Einnahmen für den Erzeuger durch garantierte Bezahlung der nominierten Menge	Komplexe Anforderungen an präzise Produktionsprognosen und -steuerung
Hohe Transparenz durch klare Nominierungsprozesse	Der Abnehmer trägt das Risiko, evtl. nicht benötigten Strom zu bezahlen

3.5.3 As Consumed

Strom wird nach dem tatsächlichen Verbrauch des Abnehmers geliefert.

Tabelle 10: Vor - und Nachteile PPA - as consumed

Vorteile	Nachteile
Maximale Flexibilität für den Abnehmer	Komplexe Steuerung und Abrechnung
Effiziente Nutzung durch bedarfsgerechte Lieferung	Dynamische Preisgestaltung erschwert die Kalkulation

3.6 Die Integration von Mieterstrom in PPA's

Die Integration von Mieterstrommodellen in PPAs ermöglicht es, Mietern langfristig stabile Strompreise zu bieten und gleichzeitig die Flexibilität von PPA-Strukturen zu nutzen. Insbesondere bei gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung bietet diese Kombination folgende Vorteile:

1. **Planungssicherheit für Betreiber und Mieter:**
   1.1. PPAs ermöglichen feste Vertragslaufzeiten und stabile Preise, was besonders bei Mieterstromprojekten mit variierenden Verbrauchsprofilen wichtig ist.

2. **Effiziente Nutzung der Stromproduktion:**
   2.1. Überschüsse aus Mieterstromprojekten können in ein Off-Site-PPA eingespeist werden, um zusätzliche Einnahmen zu generieren.

3. **Optimierung der Reststrombelieferung:**
   3.1. PPAs können dazu genutzt werden, Reststrombelieferung effizient und kostengünstig zu gestalten, indem langfristige Liefervereinbarungen getroffen werden.

4. **Flexibilität bei der Abrechnung:**
   4.1. Pay-as-Produced- oder As-Consumed-Modelle lassen sich nahtlos mit Mieterstromprojekten kombinieren, um den tatsächlichen Verbrauch exakt abzubilden.

Herausforderungen:

- Komplexität in der Vertragsgestaltung, insbesondere bei der Integration von Mieterstrom.
- Erhöhte Anforderungen an das Management von Stromflüssen und Abrechnungen.

[6] https://www.sfv.de/gemeinschaftliche-gebaeudeversorgung

Fazit Energievermarktung

Die Wahl des Vermarktungsmodells für PV-Anlagen hängt von der Anlagengröße und -auslegung, der Nutzung der Immobilie, den rechtlichen Vorgaben, der Betreiberkonstellation und den wirtschaftlichen Zielen des Betreibers ab.

Während Eigenverbrauch und On-Site-PPAs für lokale Anwendungen ideal sind, bieten Direktvermarktung und Off-Site-PPAs mehr Flexibilität für größere Anlagen.

Je nach administrativem Aufwand kann für verschiedene Modelle (z. B. Offsite-PPA) eine Mindestgröße der Anlage erforderlich sein, ab der das jeweilige Modell wirtschaftlich umsetzbar ist. Weiterhin sind in dieser Konstellation die Vertragslaufzeiten und das einhergehende Vermarktungsrisiko bei der anstehenden Vertragsverlängerung zu beachten.

Bei Onsite-PPA und Eigenverbrauch kann je nach Verbrauchsprofil, Strombezugspreisen und Dachfläche die Kombination mit einem Speicher sinnvoll sein. Aufgrund des Umfangs dieses Themas wird in der Studie von einer PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung ohne Stromspeicher ausgegangen. Eine weitere Optimierungsmöglichkeit sind Energiemanagementsysteme zur Steuerung regelbarer Verbraucher.

4. Mögliche Betreibermodelle

Hinsichtlich der Betreibermodelle sind verschiedene Konstellationen möglich. Hierbei ist insbesondere zu unterscheiden, wer Anlagenbetreiber und wer Stromabnehmer ist.

Die wesentlichen Konstellationen samt der zugehörigen Vertragsverhältnisse sind in den folgenden Abbildungen dargestellt:

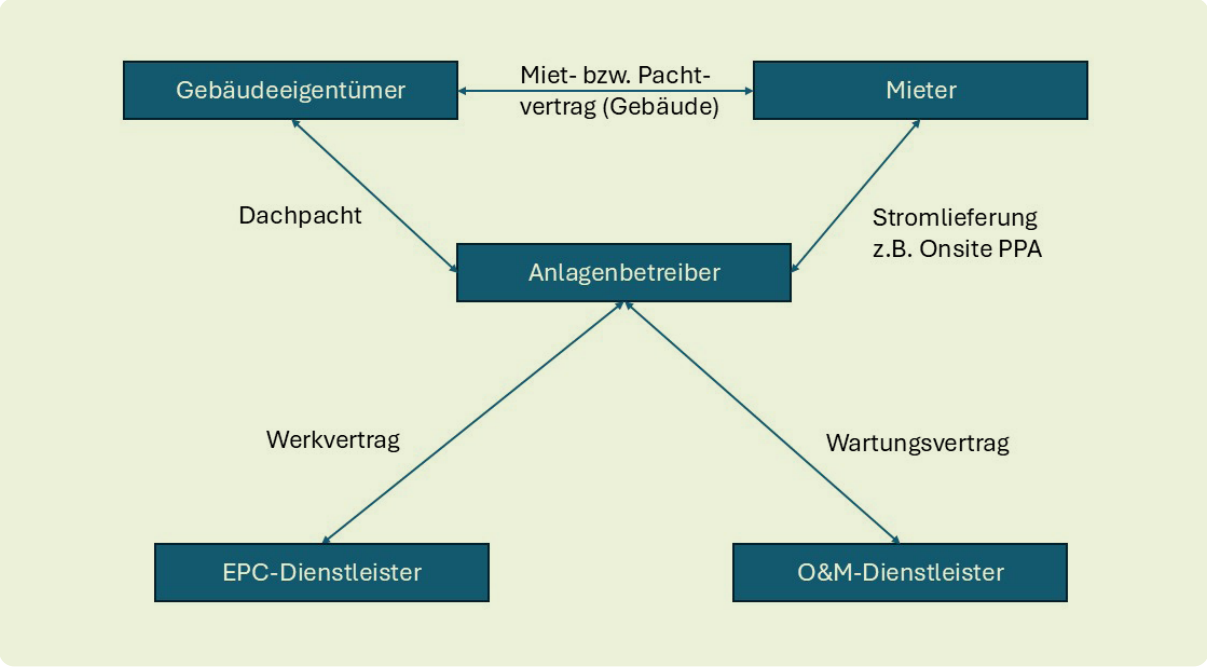

Abbildung 2: Modell 1, PPA = externer Anlagenbetreiber

In Modell 1 handelt es sich um einen externen Anlagenbetreiber. Dieser Anlagenbetreiber pachtet das Dach des Gebäudes vom Gebäudeeigentümer. Die Stromabnahme erfolgt über einen Onsite-PPA. Der nicht verbrauchte Strom wird in das Netz eingespeist.

Durch das Modell muss der Eigentümer keine Investition tätigen und erhält Pachteinnahmen für die Dachfläche. Der Mieter hingegen hat die Möglichkeit, günstigen Solarstrom zu erwerben.

Ein wesentlicher Aspekt ist die Abgrenzung der Schnittstellen sowie der Risikotragung im Dachpachtvertrag. Dies betrifft sowohl das Dach und insbesondere die Dacheindeckung als auch die elektrische Installation wie Trafostation mit den Aspekten des Zugangs, der Kostentragung bei Wartung und Instandhaltung sowie bei möglichen Defekten.

In Abhängigkeit der geplanten Betriebsdauer der Anlage besteht das Risiko, dass die Anlage zur Durchführung von Erneuerungsmaßnahmen an der Dacheindeckung temporär demontiert werden muss. Dieses und vergleichbare Risiken sind vertraglich entsprechend zu regeln.

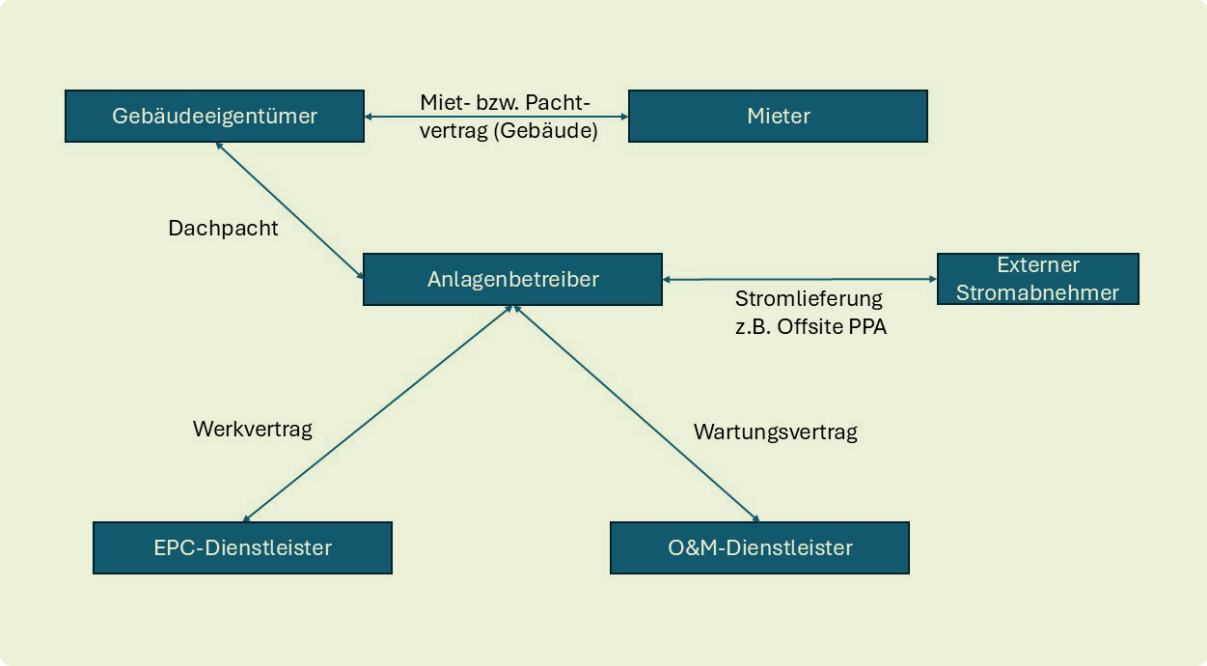

Abbildung 3: Modell 1b, PPA externer Anlagenbetreiber

Im Modell 2 vermarktet der Anlagenbetreiber den Strom an externe Stromabnehmer, weil z. B. kein relevanter Verbrauch vorliegt. In diesem Fall kann die Vermarktung bis zu einer Anlagengröße von 750 kW über die reguläre Direktvermarktung erfolgen. Bei einer Anlagengröße ab 750 kW ist bei Inanspruchnahme der EEG-Vergütung die Teilnahme an einer Ausschreibung notwendig.

Alternativ kann der Strom über einen Off-Site-PPA, z. B. im Modell As-Produced, erfolgen. Ein Vertragsverhältnis zwischen Gebäudemieter und Anlagenbetreiber besteht in der Regel nicht. Der Anlagenbetreiber pachtet das Dach vom Gebäudeeigentümer.

Schnittstellen und Risikoteilung sind beim Offsite-PPA identisch zum Onsite-PPA Modell.

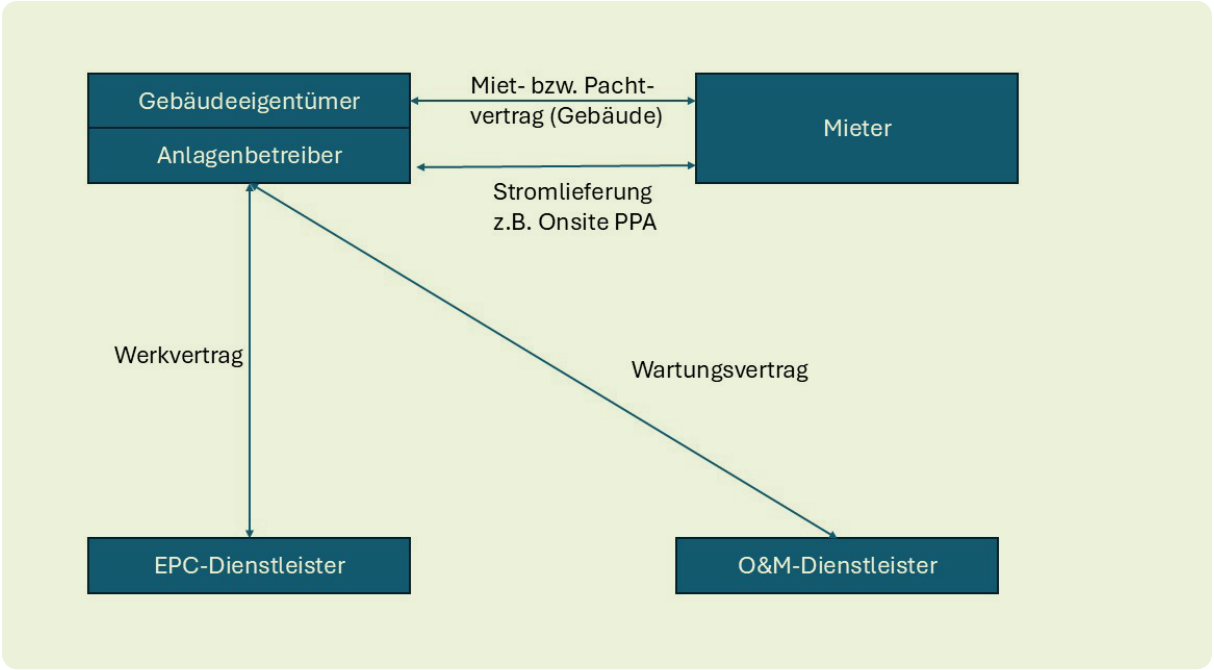

Abbildung 4: Modell 2, PPA, Anlagenbetreiber = Vermieter

Im Modell 2 ist der Gebäudeeigentümer gleichzeitig Anlagenbetreiber. Er vermarktet seinen Strom vorwiegend an den Mieter der Immobilie, der Überschussstrom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Stromliefervertrag sowie Mietvertrag sind hierbei in der Regel unabhängige Verträge.

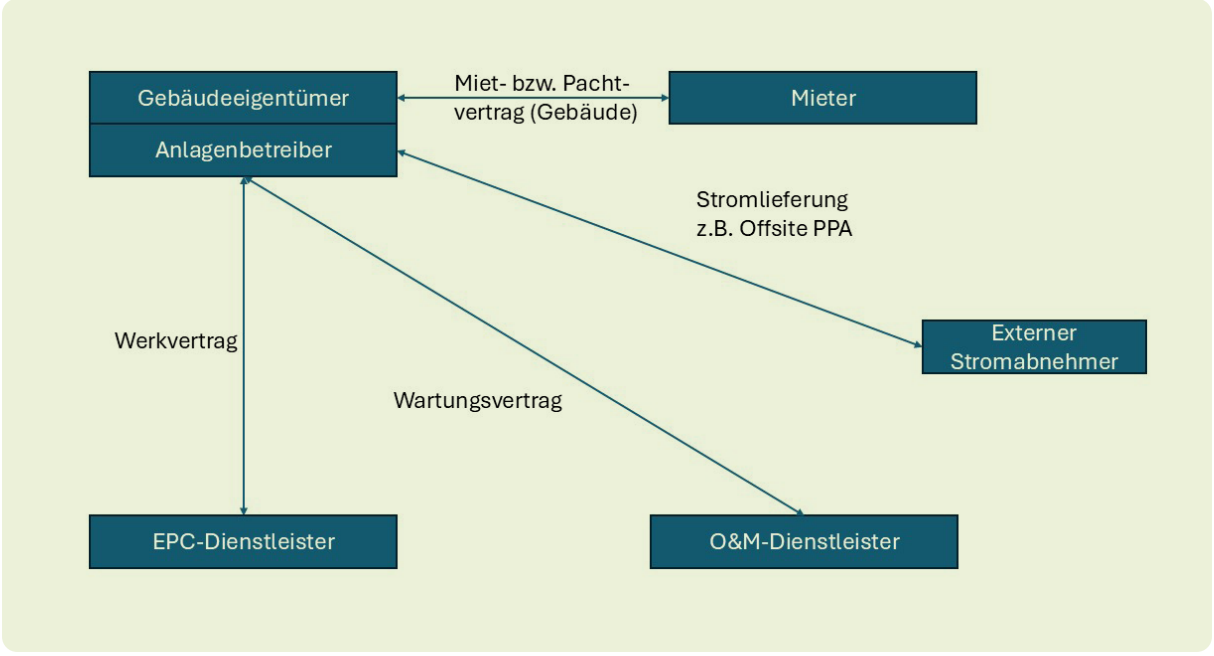

Abbildung 5: Modell 2b, PPA, Anlagenbetreiber = Vermieter

In Modell 2b wird der Strom über das öffentliche Stromnetz über Direktvermarktung oder PPA vermarktet.

In beiden Modellen übernimmt der Gebäudeeigentümer die Funktion als Anlagenbetreiber und beauftragt für die Errichtung sowie Wartung und Betriebsführung der Anlage in der Regel externe Fachfirmen.

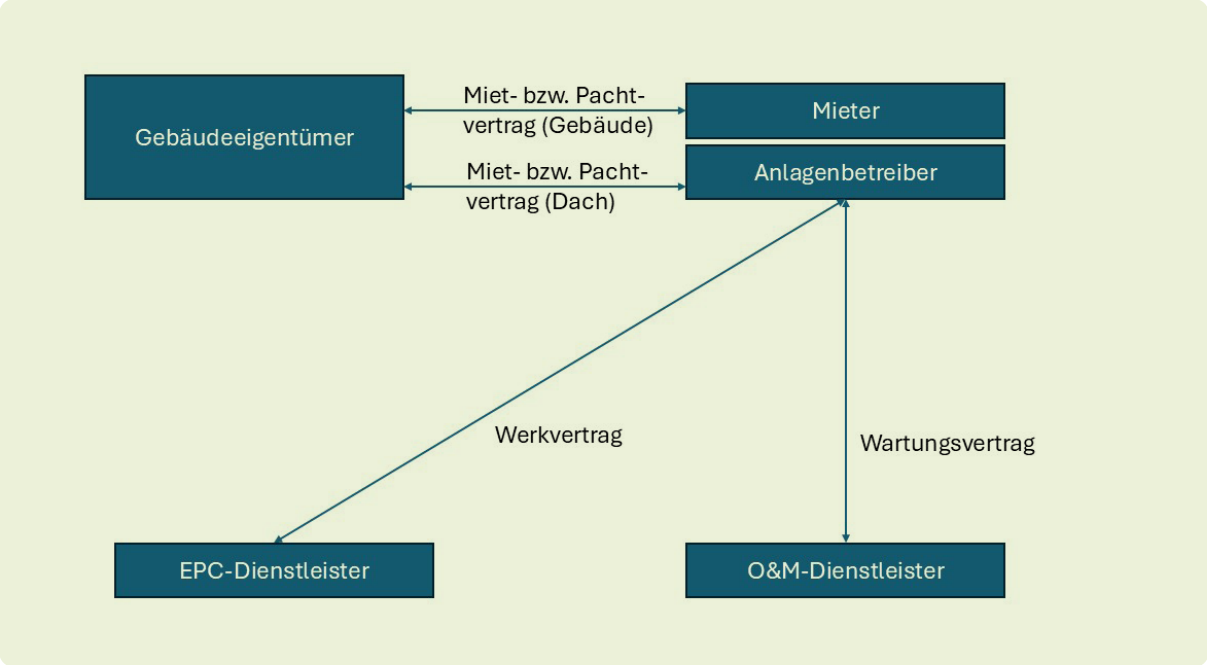

Abbildung 6: Modell 3, Eigenbedarf, Anlagenbetreiber = Mieter

In Modell 3 pachtet der Mieter zusätzlich zur Nutzfläche der Immobilie das Dach, um dort die PV-Anlage zu errichten. Der Strom wird vorwiegend für die Deckung des Eigenverbrauchs verwendet, die Überschüsse werden in das öffentliche Stromnetz eingespeist. In der Regel sind hierzu langfristige Pachtverträge und Mietverträge notwendig, um eine Amortisation der Investitionen zu ermöglichen. Die Beauftragung der Anlagenerrichtung und der Wartung und Betriebsführung erfolgt durch den Anlagenbetreiber.

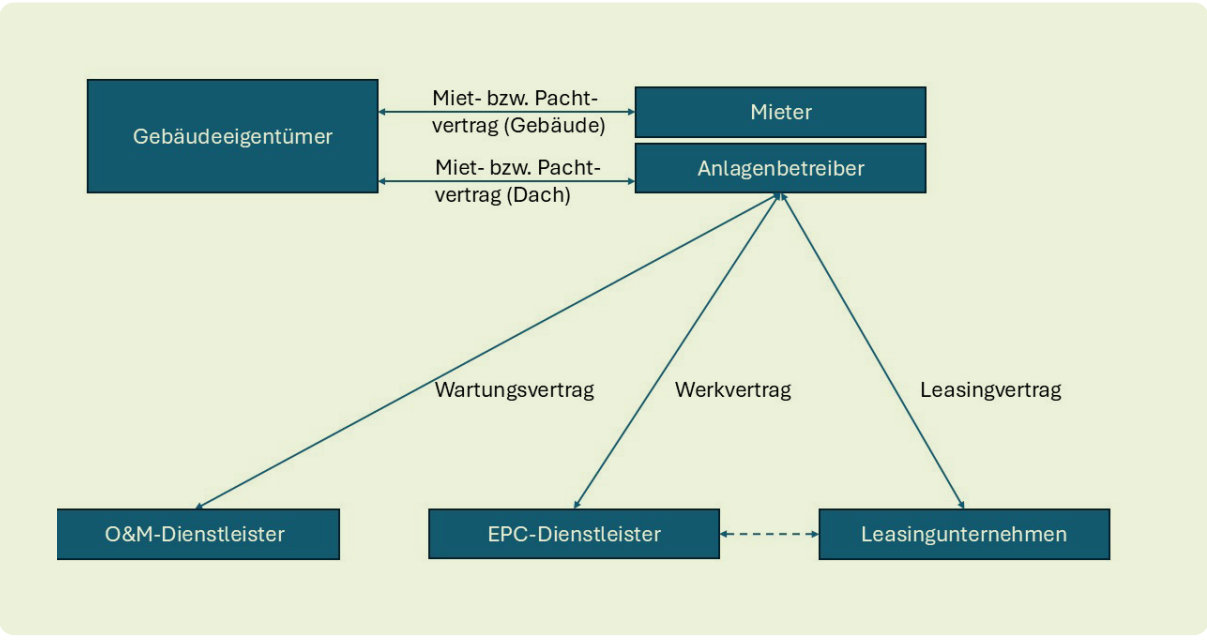

Abbildung 7: Model 4, Eigenbedarf, Anlagenbetreiber = Mieter

In Modell 4 wird zur Optimierung der Eigenkapitalbindung ein Leasingunternehmen in die Abwicklung integriert.

5. Darstellung anhand eines spezifischen Musterprojekts

5.1 Beschreibung des Projekts

Anlagengröße DC:	230 bis 250 kWp
Modulgröße:	450 Watt Peak je Modul (1.1134 x 1762mm = <2m²)
Modultyp:	Monokristallin, N-type, Glas-Glas (Brandklasse A nach UL 790)
UK/Ausrichtung:	Ost-West-Ausrichtung, Ballastiert
Anlagengröße AC:	250 kVA
Art des Dachs:	Flachdach
Dacheindeckung:	PVC-Folie, in kleinem Bereich extensive Begrünung
Gebäudenutzung:	Logistik, Umschlaglager
Stromnutzung:	Eigenverbrauch und Direktvermarktung
	Betreibermodell 3, Abbildung 6, Mieter = Anlagenbetreiber
Besonderheiten:	Brandschutzanforderungen der Versicherer
	Zustimmung Versicherer und Vermieter notwendig

5.2 Konzeptplanung / Anlagenkonzept

5.2.1 Ziele des Anlagenkonzepts

Im Rahmen des technischen Anlagenkonzepts sollen die spezifischen technischen Herausforderungen des jeweiligen Projekts identifiziert und analysiert werden. Dazu gehört auch die Entwicklung maßgeschneiderter Lösungen, die den einzigartigen Anforderungen und Bedingungen des Projekts gerecht werden. Ein zentrales Ziel ist die Erfüllung umfassender Schutzziele, welche von verschiedenen Schutzkonzepten oder den Anforderungen technischer Regelwerke abgeleitet werden. Dazu zählen:

- **Brandschutzkonzept:** Sicherstellung des Brandschutzes durch adäquate Maßnahmen und Technologien.
- **Allgemein anerkannte Regeln der Technik:** Einhaltung von Baurecht, Normen und bewährter technischer Standards.
- **VdS-Richtlinien:** Die Richtlinien des Verbandes der Sachversicherer (VdS) beschreiben Ergänzungen von bspw. Normen, um Schadensrisiken weiter zu minimieren.
- **Individuelle Schutzbedürfnisse von Gebäudeeigentümern und -Betreibern:** Anpassung an spezifische Sicherheitsanforderungen und Präferenzen der Eigentümer und Betreiber der Gebäude.

Das Anlagenkonzept dient außerdem als wesentliche Basis für die Überprüfung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit des einzelnen Projekts. Es beinhaltet i. d. R. standortspezifische Prognosen zur Stromerzeugung, die eine fundierte Entscheidungshilfe für die weitere Planung und Umsetzung des Projekts darstellen. Ein weiterer wichtiger Bestandteil des Konzepts ist die Überprüfung der statischen Anforderungen, um sicherzustellen, dass die Resttraglast der bestehenden Gebäude den Anforderungen entspricht. Zu diesem Zweck werden die zusätzlichen Lasten durch die PV-Anlage ermittelt und die Einwirkung dieser auf die bestehenden Strukturen in der sogenannten Systemstatik aufgezeigt.

Dies ist neben dem Nachweis der Standfestigkeit und Gebrauchstauglichkeit der PV-Anlage als Gesamtsystem die wichtigste Aufgabe der Systemstatik, welche i. d. R. in der Planung des Montagesystems – umgangssprachlich Unterkonstruktion – enthalten ist. Zudem werden technische Anforderungen an die Gestaltung der Photovoltaikanlage (PV-Anlage) definiert, um die vorhandenen baulichen Gegebenheiten zu berücksichtigen und anzupassen.

5.2.2 Schutzkonzept

Zum Schutz von Mensch und Umwelt, aber auch Sachwerten in und auf den Gebäuden, sowie in deren Umfeld und den Gebäuden selbst, definieren verschiedene technische Regelwerke wie Normen und Richtlinien, Landesbauordnungen u. v. m. Anforderungen an die Ausführung und Eigenschaften von baulichen Anlagen und sonstigen technischen Systemen. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, ist eine detaillierte Planung von elektrischen Anlagen essenziell und bildet in Ihrer Gesamtheit das Schutzkonzept zur Sicherstellung eines gefahrlosen Betriebs. Im Fall von PV-Anlagen ergeben sich die relevanten Schutzziele überwiegend aus dem Brandschutz und Baurecht, welche eng miteinander verbunden sind.

Brandschutz:

Bei gebäudegebundenen PV-Anlagen ist die Einhaltung des Brandschutzes i. d. R. im Brandschutzkonzept geregelt. Dieses fasst die objektspezifischen Risiken sowie Maßnahmen zur Minimierung dieser zusammen. Es wird in den vorbeugenden und abwehrenden Brandschutz unterteilt. Während der vorbeugende Brandschutz die Brandentstehung und -weiterleitung verhindern soll, hält der abwehrende Brandschutz Maßnahmen der Feuerwehren und anderen Hilfeleistenden im Brandfall bereit. Der Leitfaden „brandschutzgerechte Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen“ beschreibt die Aufgabe des Brandschutzkonzepts wie folgt:

Das Grundprinzip eines Brandschutzkonzeptes bzw. die grundsätzliche Idee eines brandschutztechnischen Abgleichs besteht darin:

- der Brandentstehung vorzubeugen,
- die Brandweiterleitung innerhalb des Gebäudes und zu Nachbargebäuden vorzubeugen (baulicher Brandschutz)
- die Rettung von Mensch und Tier im Brandfall zu ermöglichen (Personenschutz) sowie
- einen Löschangriff zu ermöglichen (abwehrender Brandschutz).

Wie auch bei allen anderen Installationen müssen PV-Anlagen so errichtet werden, dass die Maßnahmen im Brandschutzkonzept nicht negativ beeinträchtigt werden. So müssen bspw. die Funktionsweise von Brandabschnitten oder Entrauchungsanlagen (RWA) erhalten bleiben, indem Brandwände nicht ungeschützt mit brennbaren Materialien überbaut oder durchdrungen, Abstände zu Dachlichtkuppeln und NRWGs eingehalten und generell die Brandlasten möglichst gering gehalten werden. Außerdem ist darauf zu achten, dass Flucht- und Rettungswege weiter uneingeschränkt genutzt und Gefahren für Rettungskräfte minimiert werden. Neben den vorgeschriebenen regelmäßigen Wartungen von PV-Anlagen tragen auch Überwachungssysteme zur frühzeitigen Erkennung von Fehlern oder Fehlerquellen bei und können somit zur Risikominimierung beitragen. Zu guter Letzt gehört auch der Blitzschutz in erster Linie in das Themengebiet des Brandschutzes. Ist also ein Blitzableiter auf einem Gebäude vorhanden, muss dessen Funktion ebenfalls erhalten bleiben.

Dazu muss sich die PV-Anlage zunächst vollständig im Schutzbereich der Fangeinrichtungen befinden und entweder die erforderlichen Trennungsabstände zu allen Ableitungen einhalten oder in diese integriert werden. Maßnahmen zur Einhaltung dieser Anforderungen definieren unter anderem die Musterleitungsanlagenrichtlinie (MLAR), Muster- bzw. jeweilige Landesbauordnung, VDE-Normen und darüber hinaus auch die VdS-Richtlinien.

Tragfähigkeit der baulichen Strukturen:
Zur Gewährleistung der sicheren Nutzung von Gebäuden ist deren Tragfähigkeit in der Baustatik nachzuweisen und erneut zu überprüfen, wenn noch nicht berücksichtigte Installationen wie eine PV-Anlage hinzukommen. Wie bereits oben erwähnt, sind neben den Flächenlasten und Punktlasten auch die Art der Lastein- und ableitung zu berücksichtigen.

Standsicherheit der PV-Anlage selbst:
Neben den Gefahren durch versagende bauliche Strukturen der Gebäude gehen ebenfalls von fehlerhaft ausgelegten oder montierten PV-Anlagen erhebliche Gefahren aus, wenn deren Standsicherheit nicht ausreichend gewährleistet ist. So können durch größere Mängel Teile der Anlage bei Starkwindereignissen aus dem Gesamtsystem gerissen werden und dadurch direkte Sach- oder Personenschäden beim Einschlag verursacht, aber auch durch Folgeschäden bspw. an den Leitungsanlagen Brände ausgelöst werden. Aus diesem Grund ist der Nachweis der Standsicherheit in Form einer Systemstatik zwingend für jede PV-Anlage individuell zu erbringen. Die Systemstatik überprüft rechnerisch die Tragfähigkeit und Gebrauchstauglichkeit von jeder einzelnen Komponente des Montagesystems und zeigt die einwirkenden Kräfte auf das Gebäude sowie die PV-Module auf. Sie wird in der Regel vom Hersteller des Montagesystems zur Verfügung gestellt.

Schutz von Sachwerten der Gebäude und Dritter:
Neben den normativen und gesetzlichen Vorgaben, welche in erster Linie den Schutz von menschlichem Leben und dem von Tieren im Fokus haben, spielt für Anlagenbetreiber auch der Schutz von Sachwerten eine große Rolle, unabhängig davon, ob es sich dabei um eigene oder fremde Sachwerte handelt. So ist es z.B. essenziell, eine Beschädigung der Dachhaut und daraus resultierende Undichtigkeit gleich aus mehreren Gründen zu vermeiden. Neben den unmittelbaren Reparaturkosten der Dachhaut sind meist auch Schäden an Dämmung und Tragwerk oder den im Gebäude untergebrachten technischen Anlagen oder gelagerten Gütern die Folge. Diese können im schlimmsten Fall Beeinträchtigungen der Tragfähigkeit, Brände oder Betriebsunterbrechungen verursachen. Um dies zu vermeiden, sind neben der Auswahl passender Komponenten eine fachgerechte Montage und Abnahme, sowie Betrieb inklusive regelmäßiger Wartungen von größter Bedeutung.

5.2.3 Projektspezifische Herausforderungen

In dem hier behandelten Beispielprojekt haben sich folgende typische und vielfältige Herausforderungen ergeben:

- **Netzanschluss:** Eine der zentralen Herausforderungen ist der Netzanschluss. In den meisten Fällen, wie auch hier, handelt es sich um einen Anschluss an das öffentliche Mittelspannungsnetz (MS-Anschluss), der den technischen Anschlussbedingungen (TAB) und den VDE-Anwendungsregeln (ARN) unterliegt.

- **Anschlussmöglichkeiten im Kundennetz:** Es ist notwendig, die Anschlussmöglichkeiten in der bestehenden Infrastruktur zu prüfen, insbesondere aufgrund des gewünschten Eigenverbrauchs. Dies beinhaltet unter anderem den Stellplatz des Schaltschranks (PV-Verteiler), die Leitungsführung von diesem zum Anschlusspunkt im Kundennetz, sowie vom PV-Generator zum PV-Verteiler.

- **Lastreserve in einzelnen Dachbereichen:** im konkreten Fall gilt es verschiedene Resttraglasten der einzelnen Dachbereiche zu berücksichtigen. So wurde ein Teil des Daches als extensives Gründach ausgeführt, wodurch i. d. R. hohe Traglasten berücksichtigt werden und freie Kapazitäten verfügbar sind. Ein weiterer Bereich wurde ebenfalls als Gründach geplant, jedoch in Absprache mit der zuständigen Baubehörde auf die Begrünung zugunsten einer späteren PV-Installation verzichtet. Die Resttraglast in diesem Bereich, welcher ungefähr 1.500 m^2 ausmacht, beträgt durch diesen Verzicht 1,0 kN/m^2. Die verbleibende Dachfläche mit rund 6.400 m^2 hält keine bis 0,11 kN/m^2 Lastreserve vor. In Bereichen mit einer Lastreserve von >0,10 kN/m^2 sind grundsätzlich Installationen mit verklebten oder verschweißten Sondersystemen möglich, allerdings sind diese nur in Kombination mit den passenden Abdichtungsbahnen umsetzbar. Generell gilt es zusätzlich zur verfügbaren Flächenlast auch die Lastverteilung und Ableitung der Lasten über die vorhandene bauliche Struktur zu überprüfen. Dies erfolgt i. d. R. durch den Statiker des Bauherrn und entscheidet über die Umsetzbarkeit eines jeden Projekts.

- **PVC-Bahnen-Abdichtung und keine FPO-Folie:** Große Flachdächer sind wie auch hier aus Kostengründen häufig mit PVC-Dachbahnen abgedichtet. Diese Art der Abdichtungsbahnen besticht zwar durch vergleichsweise günstige Materialpreise und einfachste Verarbeitung, weist aber auch deutliche Nachteile in Bereichen der Haltbarkeit durch bspw. UV-Belastung und Weichmacherwanderung bei Aufbringung von andersartigen Kunststoffen auf. Daher gilt es bei der Auswahl des Montagesystems auf passende Schutzmatten/ Unterlagen zu achten. Im beschriebenen Beispiel wurde sich für ein Schutzflies aus 100 % PES (Polysterol) entschieden, welches aufgrund nicht vorhandener Weichmacher auch keine Weichmacherwanderung verursachen kann. Des Weiteren spielt das Material der Abdichtungsbahnen auch bei den oben beschriebenen Klebesysteme eine entscheidende Rolle. Eine Aufbringung solcher Systeme auf PVC-Folien wird von vielen Herstellern abgelehnt und ausschließlich unter Ausschluss jeglicher Garantieansprüche durch die Bauherrinnen oder Bauherren verkauft.

- **Dachaufbau mit brennbarer Dachdämmung:** Die Kombination einer brennbaren Dämmung (schlechter Klasse C nach DIN-EN 13501) und Folienbahnen als Abdichtung gilt als eher wahrscheinlich. die Brandausweitung zu fördern. Daher sind höhere Anforderungen an die Komponenten und Ausführung einzelner Anlagenteile besonders wichtig. Diese sind unter 3.4 Anforderungen Technik und Brandschutz als Schutzkonzept aufgeführt.

- **Berücksichtigung der RWA und einzelnen NRWGs:** Da alle Einrichtungen der Rauch- und Wärmeabzugsanlage (RWA) regelmäßig zu warten und zu prüfen sind, müssen diese auch nach Installation für Techniker zugänglich bleiben. Die dafür erforderlichen Abstände zu den einzelnen NRWGs sind unter anderem in den Arbeitssicherheitsrichtlinien (ASR) geregelt und unterscheiden sich teilweise stark. So müssen bspw. Wartungswege ohne zu erwartenden Gegenverkehr min. 0,60 m breit sein. Diese Breite bestimmt somit auch den mindestens einzuhaltenden Abstand zu durchsturzsicheren Oberlichtern, während bei nicht durchsturzsicheren Oberlichtern zusätzlich ein Abstand von 2 m zur Verhinderung einer Absturzgefahr einzuhal-

ten ist. Außerdem gibt es Abstandsforderungen zur Sicherstellung der Wirksamkeit der RWA, welche bspw. im VDS-Infoblatt 2908-S1 mit mindestens 2,5 m beziffert werden. Dadurch soll gewährleistet werden, dass der aerodynamisch wirksame Querschnitt nicht durch die veränderte Anströmungssituation der Umgebungsluft negativ beeinträchtigt wird. Im betrachteten Beispielfall konnte jedoch auf diese Abstandsforderung verzichtet werden, da durch die verhältnismäßig geringe Belegung der Gesamtdachfläche nur eine zu vernachlässigende Beeinträchtigung der RWA durch die PV-Anlage zu erwarten ist.

- **Weitere Potenziale auf Gründachbereich:** Es gibt zusätzliche Potenziale auf dem Gründachbereich. Diese werden jedoch aufgrund des geringfügigen Anteils vom Kunden lediglich als Ausweichmöglichkeit betrachtet und nicht in erster Linie in die Planung einbezogen.

- **Begrenzter Bereich für Modulfeld:** Der begrenzte Bereich für das Modulfeld und das durch die RWA gestörte Raster des Modulfelds erfordern besondere Überlegungen. Eine Möglichkeit wäre die Verwendung von Großformat-Modulen (590Wp bei 1.1134 x 2.227mm), wodurch die verfügbare Fläche besser genutzt werden könnte. Allerdings würde dies gleichzeitig die Kosten für die Unterkonstruktion (UK) erhöhen. Die gesteigerten Kosten müssten somit durch resultierende Einsparungen wie bspw. ein geringerer Verkabelungsaufwand, sowie weniger Materialbedarf für die DC-seitigen Leitungsanlagen ausgeglichen werden.

- **Typische standortspezifische Anforderungen:** jeder Projektstandort stellt individuelle Anforderungen an die Standfestigkeit von baulichen Anlagen jeder Art. Im Falle von PV-Anlagen werden diese in der bereits erwähnten Systemstatik des Montagesystems behandelt und der erforderliche Nachweis geführt. Dies beinhaltet neben der Schnee- und Windlastzone auch die Gebäudehöhe und -form, sowie dessen exponierte Lage, welche anhand der Geländekategorien ausgedrückt wird. Im Fall von auflastgehaltenen Systemen, welche i. d. R. auf Flachdächern zum Einsatz kommen, bestimmen diese Faktoren neben dem Reibbeiwert der Dachhaut maßgeblich die erforderliche Ballastierung, welche das Verschieben und Abheben der Anlage verhindert.

5.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mittels PVSol oder PVSyst

Die Erstellung der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen kann mit verschiedenen Softwarelösungen wie PVsol oder PVSyst erfolgen. Im Wesentlichen erfolgt eine Modellierung der PV-Anlage (Modulfeld, Wechselrichter usw.), eine Modellierung der Geometrien sowie eine Berücksichtigung der Klima- und Wetterdaten, welche für die Ermittlung der Erzeugung relevant sind.

Zur Ermittlung der Einsparungen (Eigenverbrauch) sowie der Einnahmen (Netzeinspeisung) werden ein Bedarfsprofil sowie die zugehörigen Tarife benötigt. Die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit erfolgt durch Gegenüberstellung der Einnahmen mit den Betriebskosten und Abschreibungen. Steuerliche Aspekte werden in der Regel nicht berücksichtigt und müssen durch den Kunden oder durch ein Steuerfachbüro separat bewertet werden.

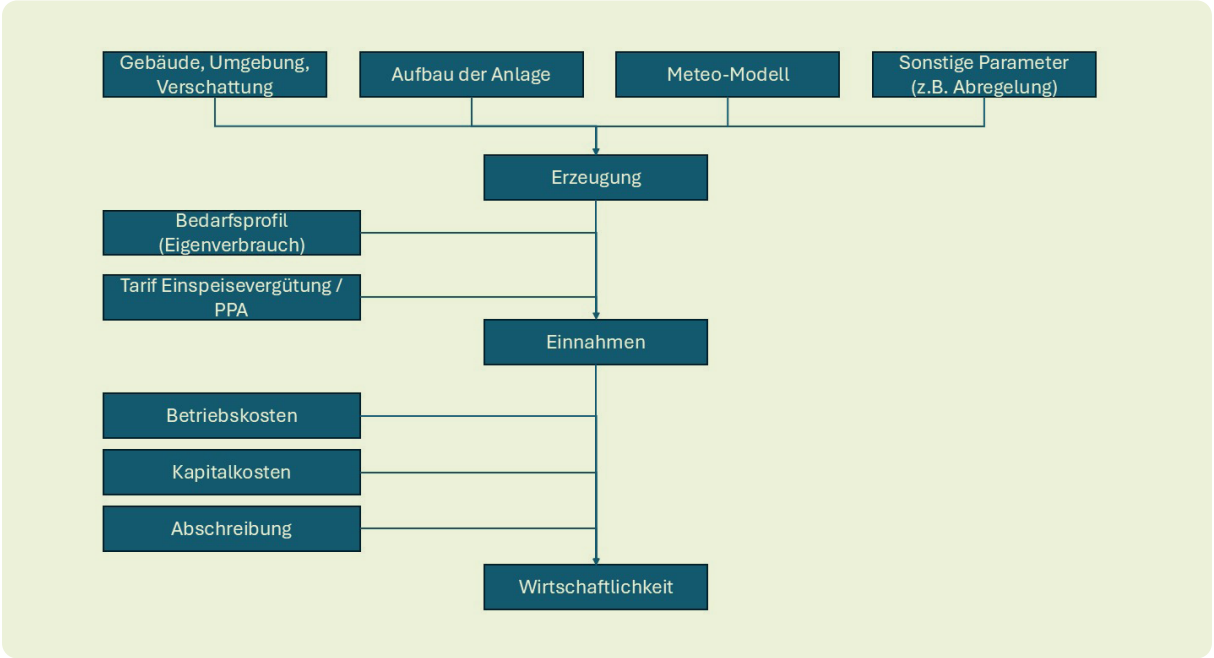

Abbildung 8: Wirtschaftlichkeitsberechnung einer PV-Dachanlage

Aufgrund der nicht absehbaren Entwicklung der Strompreise kann die Betrachtung mit verschiedenen Varianten bzw. mit verschieden hohen Teuerungen der Strompreise durchgeführt werden.

In Abhängigkeit der Gebäudenutzung können weitere Verbraucher wie z. B. Elektroladestationen in die Simulation eingebunden werden, um deren Auswirkungen auf Eigenverbrauch, Autarkie-grad und Wirtschaftlichkeit näher zu bewerten.

Übersicht des Musterprojekts:

Verbrauch :	600.000 kWh/Jahr
Erzeugung durch Solar:	230.000 kWh/Jahr
Netzeinspeisung:	80.000 kWh/Jahr
Gedeckt durch Solar:	150.000 kWh/Jahr
Einspeisevergütung:	6,4 ct/kWh

Die Einspeisevergütung ergibt sich aus der Betrachtung der Anlagenteile bis 10kWp, bis 40 kWp sowie bis 100 kWp bzw. bis 230 kWp, da für die Anlagenteile unterschiedliche Vergütungssätze herangezogen werden.

0 kWp bis 10 kWp	8,43 ct/kWh	= 84,3 (kWp*ct/kWh)
11 kWp bis 40 kWp	7,35 ct/kWh	= 220,5 (kWp*ct/kWh)
41 kWp bis 100 kWp	6,08 ct/kWh	= 364,8 (kWp*ct/kWh)
101kWp bis 230 kWp	6,08 ct/kWh	= 790,4 (kWp*ct/kWh)
Summe: 1460 (kWp*ct/kWh) / 230 kWp		= 6,35 ct/kWh

Bezugstarif: 15 ct/kWh

Laut BDEW betrug der mittlere Strompreis für kleine und mittlere Industriebetriebe 2024 etwa 16,9 ct/kWh (inklusive aller Abgaben). 2021 betrug der Referenzwert etwa 21,38 ct/kWh, davon entfielen 6,5 ct/kWh auf die EEG-Umlage die mittlerweile entfallen ist. Ohne EEG-Umlage betrug der Strompreis 2021 somit kleiner 15 ct/kWh.

Die Jahre 2022 sowie 2023 bleiben aufgrund der Auswirkungen des Ukraine-Konflikts auf die Elektrizitätsmärkte bei der Betrachtung außen vor.

Bei größeren Unternehmen, die den Strom über die Börse beziehen oder anderweitig variable Bezugstarife aufweisen, muss die Zeitabhängigkeit der Erzeugung berücksichtigt werden. Hierbei ist relevant, welche Bezugspreise für die Zeiten mit relevanter PV-Erzeugung heranzuziehen sind.

Tabelle 11: Einnahmen / Ausgaben im Rahmen des Anlagenbetriebs

Einsparung Strombezug;	150.000kWh * 0,15€/kWh	22.500€
Einspeisevergütung:	80.000kWh * 0,064€/kWh	5.120€
Einnahmen gesamt:		27.600€
Wartung und Betriebsführung		- 1.400€
Versicherung, Gebühren usw.		- 700€
Ergebnis nach Betriebskosten		25.500€

Investitionskosten ca. 950 €/kWp in Abhängigkeit der örtlichen technischen Gegebenheiten.

Tabelle 12: Ergebnisse in Abhängigkeit der Anlagennutzungsdauer

Nutzungsdauer 20 Jahre	Abschreibung:	11.162,5 €/J
	Ergebnis nach Abschreibung:	14.337,50 €/J
Nutzungsdauer 25 Jahre	Abschreibung:	8.930 €/J
	Ergebnis nach Abschreibung:	16.570 €/J
Nutzungsdauer 30 Jahre	Abschreibung:	7.411,6 €/J
	Ergebnis nach Abschreibung:	18.088,4 €/J

Aus der Betrachtung ergeben sich folgende Faktoren, welche neben den reinen Baukosten die Wirtschaftlichkeit der Anlage wesentlich beeinflussen:

Qualität
- Lebensdauer der Anlage (Abschreibungs- bzw. Nutzungsdauer)
- Verfügbarkeit der Anlage (Ausfallstunden)
- Erzeugung / Energieausbeute (Spezifische Leistung, Moduldegradation, Verluste...)

Ertrag und Einnahmen
- Vergütung der Energie (Netzeinspeisung)
- Vergütung der Energie (Verbrauch vor Ort z.B. Onsite-PPA)
- Eigenverbrauchsanteil

Kostenstruktur:
- Baukosten / Abschreibung
- Betriebs- und Wartungskosten
- Verwaltungskosten und Abwicklungskosten der jeweiligen Betreibermodelle
- Gebühren und Abgaben wie z.B. für Direktvermarktung, Versicherung usw.

Die für das ausgewählte Projekt geschätzten Gesamtkapitalrenditen betragen etwa:
6,4 % bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahre
7,4 % bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahre
8,1 % bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahre

Die Amortisationsdauer der Anlage beträgt ohne Berücksichtigung von Kapitalkosten ca. 9 Jahre.
Anhand der ausgeführten Zahlen ist der positive Effekt einer längeren Nutzungsdauer der Anlage klar erkennbar. Entsprechend sollten Dachpachtverträge langfristig abgeschlossen und der Zustand der Dacheindeckung vor Errichtung der Anlage hinsichtlich der erwarteten Restnutzungsdauer kritisch geprüft werden.

5.4 Anforderungen Technik und Brandschutz

Im Rahmen der Projektabwicklung ergaben sich zahlreiche Schnittstellen zu mehreren Versicherungsinstituten, Vermietern und weiteren Parteien. Um den entsprechenden Sicherheitsanforderung ausreichend Rechnung zu tragen, wurden die Anforderungen aus den jeweiligen Versicherungsbedingungen, dem Brandschutzkonzept sowie weiteren Unterlagen ausgewertet und ein Sicherheitskonzept für die Anlage erstellt.

Wesentliche Punkte, die in das Sicherheitskonzept aufgenommen wurden, sind:

- Glas-Glas-Module Brandschutzklasse A nach UL790
- DC-Kabel vollständig außerhalb des Gebäudes
- Kabelführung in aufgeständerten gelochten Metalkabelrinnen
- Brandschottung bei Über- oder Durchquerung von Brandwänden
- Feuerwehrabschaltung der Wechselrichter auf dem Dach von der Feuerwehrinformationszentrale (FIZ) oder in anderen Fällen auch Brandmeldezentrale (BMZ) aus und über die vorhandene Brandmeldeanlage (BMA)
- Berücksichtigung der Brandschutzabschnitte (geschützte Leitungsverlegung)
- Abstand Module zu Brandwände min. 2,5m
- Wechselrichter mit integrierter Lichtbogenüberwachung (AFCI nach UL199B
- oder IEC 63027)
- Montage der Wechselrichter auf nichtbrennbarem Untergrund (Gründach)
- Anbindung an bestehendes Blitzschutzsystem
- Überwachung mit automatischer Alarmierung bei Fehlern
- Überprüfung Dachzustands vor Beginn der PV-Montage durch Sachkundige Person
- Berücksichtigung der vorher abgestimmten Lastreserve
- Schutz der Dachhaut durch geeignetes Vlies/ Bautenschutzmatte
- Organisatorische Maßnahmen wie Wartungs- und Prüfungsverträge

6. Schlussfolgerungen

Für die Errichtung einer PV-Anlage auf Logistik- und Gewerbedächern wurden verschiedene Aspekte aufgezeigt die sowohl die Umsetzbarkeit als auch die Wirtschaftlichkeit des Projekts wesentlich beeinflussen können.

In Abhängigkeit der örtlichen Gegebenheiten sowie der Konstellation der beteiligten Parteien ergibt es meist Sinn, eine frühzeitige technische und wirtschaftliche Prüfung sowie Strukturierung des Betreibermodells anzustreben. Der Grobablauf ergibt sich hier wie folgt:

- Analyse der Gegebenheiten wie Lastgang, mögliche Stromabnehmer usw.
- Klärung der technischen Umsetzbarkeit
- Konzept zur Strukturierung (Betreibermodell)
- Durchführung Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Sicherung der Dachpachtoption und vertragliche Regelung von Schnittstellen
- Ausschreibung der Bauleistungen
- Vertragliche Sicherung der Stromvermarktung
- (Finale) Sicherung der Dachfläche Pachtvertrag
- Projektstart (Anlagenplanung mit EPC-Unternehmen)

Da die Wirtschaftlichkeit eines Projekts von zahlreichen Parametern abhängig ist, lässt sich keine pauschale Aussage zur Projektrentabilität machen. Umso wichtiger ist es vor Fixierung etwaiger Verpflichtungen (z. B. EPC-Verträge) eine detaillierte Prüfung des möglichen Projektes vorzunehmen. Hierbei spielen sowohl die Lastgänge, die mögliche Nutzungsdauer der Anlage, die erwarteten Erträge als auch Betriebskosten und Investitionskosten eine wesentliche Rolle. In der Regel sind jedoch Amortisationsdauern zwischen 8 Jahren und 14 Jahren realistisch.