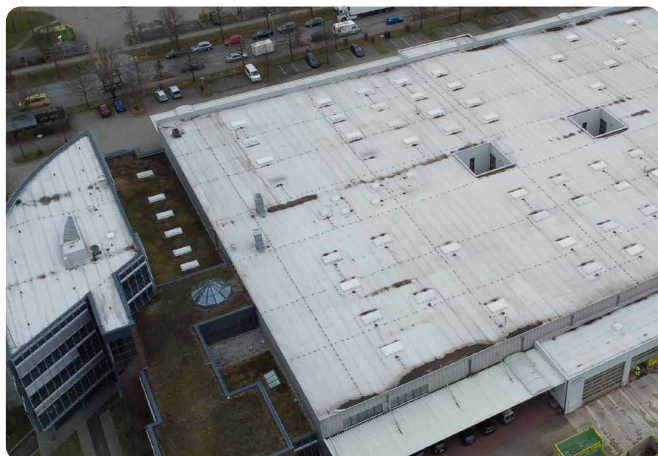


Machbarkeitsstudie: Umsetzung einer PV-Anlage auf Bestands-Logistikimmobilien



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)

**Durchgeführt von:**

Bürgerenergie Bille eG; EnergieNetz Hamburg eG

**Autor:innen:**

Stefan Bärenz, Fabian Lange
(Bürgerenergie Bille eG)

Matthias Ederhof
(EnergieNetz Hamburg eG)

Gefördert durch:

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



Inhaltsverzeichnis:

1.	Vorstellung PV-Projekt Gewerbeimmobilie Hamburg Rahlstedt	4
2.	Vorplanung	7
3.	Geschäftsmodell und strategische Ziele	7
4.	Vorprojekt und Verhandlung der Verträge	8
4.1	Pachtvertrag	8
4.2	Abwägungen zur Vertragsgestaltung	9
4.3	Direktvermarktung	9
5.	Berechnung der Statik, Auslegung der PV-Anlage, Anordnung der Module	11
6.	Versicherungen	15
7.	Wirtschaftlichkeitsberechnung	17
7.1	Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Gewerbebetriebes	17
7.2	Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Anlagenbetreibers	20
8.	Verschattung	24
9.	Operative Herausforderungen	25
9.1	Prüfung der Netzverträglichkeit und Anmeldung	25
9.2	Fernwirktechnik	25
10.	Verbesserungsvorschläge	26

1. Vorstellung PV-Projekt Gewerbeimmobilie Hamburg Rahlstedt

Die Logistikimmobilie befindet sich in Hamburg Rahlstedt und ist im Eigentum der bp fulfillment & service GmbH & Co. KG, Neuer Höltigbaum 2, 22143 Hamburg.

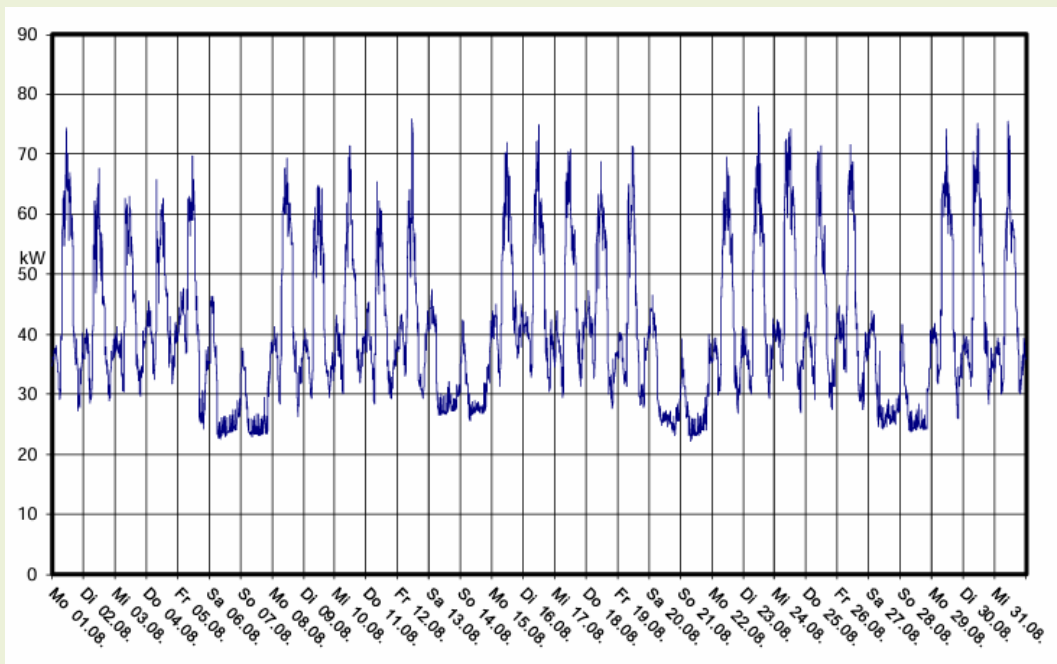


Die Gewerbehalle wird zur Lagerung und Konfektionierung von Druckerzeugnissen genutzt. Das anschließende Bürogebäude wird auch durch Fremdfirmen genutzt, u. a. durch die Redaktion einer Automobil-Zeitschrift. Auf der Gewerbehalle war zuvor keine PV-Anlage installiert. Wärmeenergie wird durch eine Gasheizung erzeugt. Das Gebäude verfügt über einen Transformator mit 400 kVA Leistung. Das Gebäude verfügt über einen separaten Hausanschlussraum mit Platz für weitere Gerätschaften.

Der Eigentümer hat Anfang 2024 bereits 5 Wallboxen bzw. 10 Ladepunkte mit jeweils 11kW Ladeleistung installiert und plant, diese in Zukunft zu erweitern.

Das Lastprofil zeigt einen typischen Wochentag-Schwerpunkt:

An den Wochenenden wird deutlich weniger Strom verbraucht. Die Leistung in den Tagesstunden liegt meist bei maximal 75 kW, meist in der Mittagszeit.



Der Tag des höchsten Verbrauches hatte folgende Verbrauchsdaten:

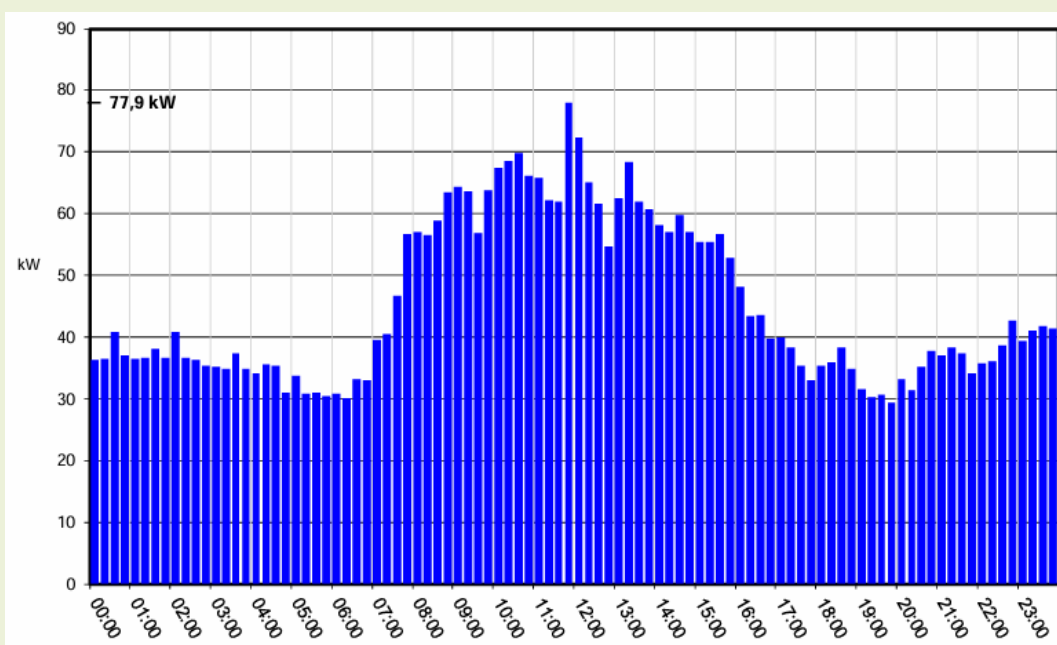


Abb. 1.1: Verbrauchsdaten – Tagesverteilung am Tag des höchsten Verbrauchs

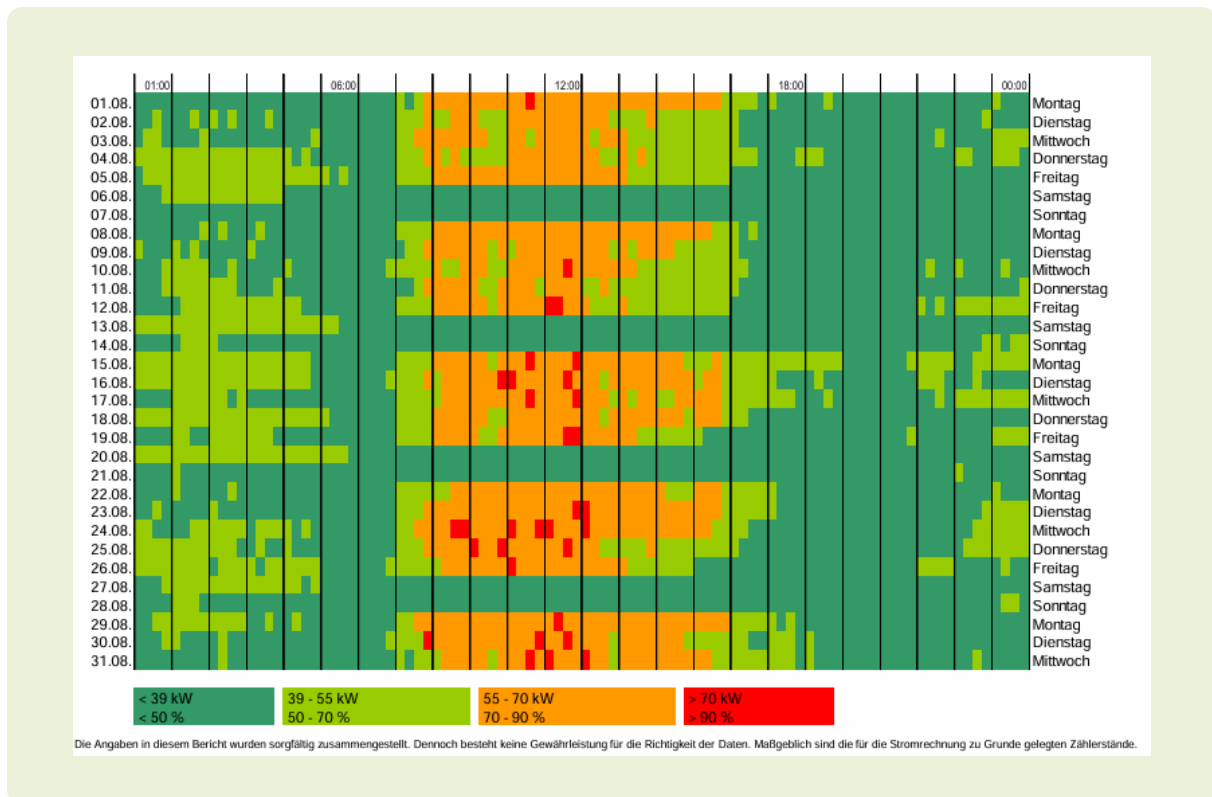


Abb. 3.2: Tagesverteilung Leistung mit Lastspitzen

Lastspitzen treten bis über 70 kW zu unterschiedlichen Tageszeiten auf.

Der Jahresverbrauch des Objektes liegt bei rund 330.000 kWh / Jahr. Durch die Installation von weiteren Wallboxen könnte der Jahresverbrauch weiter steigen. Sollte in den Folgejahren die Gasheizung durch eine Wärmepumpe abgelöst werden, wird der Stromverbrauch weiter ansteigen.

2. Vorplanung

Die Bürgerenergie Bille eG hat bereits im Herbst 2022 Kontakt mit bp fulfillment & service GmbH & Co. KG aufgenommen. Im ersten Schritt ging es vorerst darum, dem Kunden zu erklären, welches Geschäftsmodell die Genossenschaft verfolgt und welche Vorteile dies für den Kunden haben würde.

Die bp fulfillment machte sich zu dieser Zeit – wie viele weitere Unternehmen aufgrund der Energiekrise – intensiv Gedanken darüber, wie sie ihr Unternehmen in Zukunft mit Energie versorgen will. Zu dieser Zeit gab es extreme Spitzen an den Terminmärkten bei Strom und Gas. Zum Leidwesen der bp fulfillment hatte sie einen Gastarif mit variablen Preisen abgeschlossen. Daher schlugen diese Preisspitzen voll durch und das Unternehmen musste sich auf große Nachzahlungen einstellen.

Der Gedanke, die Energiepreise langfristig planbar zu machen, sich unabhängig von den Einkaufspreisen zu machen und der Vorteil der geringen eigenen Investitionen, hat den Kunden dazu bewegt, mit uns konkret darüber zu sprechen, eine PV-Anlage durch die Bürgerenergie Bille eG auf dem Dach ihrer Gewerbeimmobilie zu installieren.

3. Geschäftsmodell und strategische Ziele

Die Bürgerenergie Bille eG fokussiert sich darauf, mittlere bis große PV-Anlagen auf Gewerbe-, landwirtschaftlichen und kommunalen Gebäuden zu errichten. Die Genossenschaft pachtet in der Regel die Fläche für 20 bis 25 Jahre und errichtet die Anlage aus eigenen Mitteln und übernimmt zur Laufzeit die Betriebsführung und alle weiteren Aufgaben, wie Abrechnung gegenüber der Immobiliennutzer und Wartung der Anlage. Ziel ist es, den erzeugten Strom sowohl an die Nutzer der Immobilie zu verkaufen als auch den überschüssigen Strom in das Netz einzuspeisen und damit Einspeiseerlöse zu generieren.

Im Gegensatz zu einem Immobilienbesitzer, der seine PV-Anlage auf sein persönliches Verbrauchsprofil anpasst, verfolgt die Genossenschaft ein weiteres Ziel: Sie möchte den überschüssigen Strom in Zukunft – soweit es die gesetzlichen Regularien erlauben – an seine Mitglieder mittels Energy-Sharing weitergeben oder über PPAs (Power Purchase Agreements) weiter vermarkten. Aus diesem Grunde baut die Bürgerenergie Bille eG ihre PV-Anlagen deutlich größer als üblich und nutzt die verfügbaren Dachflächen, sofern wirtschaftlich darstellbar, maximal aus. Sie hat damit nicht nur ihr wirtschaftliches Interesse im Blick, sondern möchte auch einen Beitrag zur Energiewende leisten.

4. Vorprojekt und Verhandlung der Verträge

Die Verhandlungen zur Vertragsschließung dieses Projekts haben etwa ein Jahr lang gedauert. Besonders wichtig waren dem Kunden eine lange Planbarkeit hinsichtlich der Kosten für den Strombezug und ein möglichst hoher Autarkiegrad. Das heißt, er möchte möglichst viel Strom aus der PV-Anlage und nicht dem öffentlichen Netz beziehen.

Unsere Kalkulationen, basierend auf den oben genannten Lastgängen, haben ergeben, dass eine auf Ökonomie bzw. Eigenverbrauch optimierte PV-Anlage etwa eine Größe von 100 kWp Leistung haben sollte (vgl. Anhang Abb. 1 und Abb. 2).

Da wie bereits erwähnt die Bürgerenergie Bille eG plant, in Zukunft Überschüsse nicht nur gemäß des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) an der Strombörse zu vermarkten, sondern diese auch z. B. durch PPAs oder mittels Energy-Sharing an seine Mitglieder weiterzugeben, wurde von Anfang an eine größtmögliche Anlage geplant.

Das Solarpaket I war im Frühling 2024 noch nicht in Kraft getreten. Nach alter Regelung waren nur Anlagen mit einer maximalen Anlagenleistung von 270 kWp bzw. 135 kVA wirtschaftlich darstellbar. Über dieser PV- bzw. Wechselrichterleistung wäre eine aufwendige Zertifizierung gemäß VDE-AR-N 4110 notwendig geworden. Dies war einer der Gründe, warum entschieden wurde, den Bau in zwei Abschnitte zu teilen.

Bauabschnitt I

Überschusseinspeisung mit 130 kVA (Wechselrichterleistung) und 207 kWp (Leistung der PV-Module) ohne Speicher.

Bauabschnitt II

Möglichkeit 1: Volleinspeisung mit etwa 140 kVA und 240 kWp

Möglichkeit 2: Erweiterung der bestehenden Anlage auf Maximalausbau. Entscheidungsgrundlage soll der Lastgang nach 12 Monaten Betrieb sein.

Möglichkeit 3: Erweiterung der bestehenden Anlage um einen Speicher.

4.1 Pachtvertrag

Die Bürgerenergie Bille eG hat daher einen Pachtvertrag und einen Stromliefervertrag mit der BP Fullfillment mit folgenden Eckpunkten geschlossen:

Dachpacht

- Laufzeit: 22 Jahre
- Mindestanlagengröße 135kWp
- einen Pachtzins von 7,50€ pro installierter kWp und Jahr

Es wurde darüber hinaus vereinbart, die Nutzung der Immobilie mittels Dienstbarkeit im Grundbuch zu besichern. Damit kann die Genossenschaft gewährleisten, dass ein neuer Eigentümer ebenfalls den Betrieb der PV-Anlage billigen muss.

Stromliefervertrag

- Laufzeit: bis Ende des Pachtvertrages
- Strombezugspreis von unter 20 Cent pro kWh
- keine Reststrombelieferung

4.2 Abwägungen zur Vertragsgestaltung

Im Vorprojekt gab es mehrere Überlegungen, wie die Interessen beider Vertragsparteien möglichst gut abgedeckt werden können. Der Kunde wollte möglichst viel Strom zu einem günstigen Preis mit einer langen Laufzeit.

Wir als Genossenschaft wollten unsere Investition möglichst gut gegen Veränderungen in dem Nutzungsverhalten der Immobilie absichern. Unter anderem galt es zu verhindern, dass z. B. durch Mieterwegfall, eine Insolvenz des Kunden oder einen drastischen Abfall des jährlichen Stromverbrauchs, der Genossenschaft ein finanzieller Verlust entsteht. Aufgrund der EEG-Regelungen, dass Anlagen mit Überschusseinspeisung weniger Einspeisevergütung bekommen, hätte dies dazu führen können, dass durch einen deutlich geringeren Verbrauch die Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegeben, aber durch die lange Laufzeit des Stromliefervertrags keine ordentliche Kündigung seitens der Genossenschaft möglich wäre.

Daher wurden mit dem Kunden mehrere Anlagengrößen besprochen und auch über Mindestabnahmemengen verhandelt. Letztendlich haben sich die Beteiligten darauf geeinigt, dass die Anlage in zwei Bauabschnitte geteilt wird und eine Mindestanlagengröße definiert wird, die deutlich unter der maximalen technisch machbaren Größe von etwa 447 kWp lag. Somit konnte das Risiko für die Bürgerenergie Bille eG auf ein vertretbares Maß reduziert werden.

4.3 Direktvermarktung

Laut EEG ist ab einer Anlagengröße von 100 kWp Solarleistung eine Direktvermarktung Pflicht. Direktvermarktung bedeutet vereinfacht, dass der Erlös bzw. die EEG-Einspeisevergütung nicht durch den Verteilnetzbetreiber ausgezahlt wird, sondern sich ein Direktvermarkter darum kümmert, dass der Strom an den Terminmärkten verkauft wird. Der Gesetzgeber sieht vor, dass trotz der variablen Preise eine Preisuntergrenze gilt. Dieser setzt sich zusammen aus anzulegendem Wert, Börsenpreis und Vermarktungspauschale:

Marktpremie = Anzulegender Wert - Börsenpreis - Vermarktungspauschale

Für die Direktvermarktung müssen weitere technische Komponenten verbaut werden (vgl. Fernwirktechnik Kap. 9). Darüber hinaus erhält der Direktvermarkter in der Regel, trotz der einbehaltenen Vermarktungspauschale, eine jährliche pauschale Gebühr vom Anlagenbetreiber.

Dies führte in der Vergangenheit dazu, dass PV-Anlagen in einer Größe von kleiner als 100 kWp oder gar nicht gebaut wurden, um der Direktvermarktungspflicht zu entgehen. In einem weiteren Projekt, das sich gerade in der Planung befindet, wird die Bürgerenergie Bille eG eine Anlage mit einer Leistung von 200 kWp deshalb teilen und jeweils zwei Anlagen mit 99 kWp errichten.

Im Solarpaket I wurden Anlagenbetreiber von der Direktvermarktungspflicht befreit, sofern sie den Strom un-

entgeltlich in das öffentliche Netz einspeisen. Diese Möglichkeit bestand zum Zeitpunkt der Vertragsschließung noch nicht und hätte auch den strategischen Zielen widersprochen, den Strom später auf anderem Wege zu vermarkten.

In unserem betrachteten Fall beträgt die jährliche Pauschale für den Direktvermarkter 2.100 €. Die zu erwartenden Erträge aus der Netzeinspeisung liegen bei etwa 13.000 € pro Jahr (vgl. Kapitel 7 Wirtschaftlichkeit). Aktuell wird politisch diskutiert, die Direktvermarktungspflicht schrittweise auf die übliche Größe von Kleinanlagen im privaten Einfamilienhausbereich abzusenken. Sollten die hohen Investitionskosten für die notwendige Anlagentechnik und die fixen Betriebskosten für die Direktvermarktung weiter Bestand haben, sehen wir das Segment von Gewerbestromanlagen unter 200 kWp als gefährdet an. Ob die im Mai 2024 vom Solarpaket I beschlossene zusätzliche Vergütung von 1,5 Cent/kWh dies kompensieren kann, ist aus unserer Sicht fraglich. Ohnehin steht (Stand Januar 2025) die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission noch aus. Es ist momentan unklar, ob PV-Anlagen, die nach dem Inkrafttreten des Gesetzes, aber vor der Genehmigung angemeldet wurden, in den Genuss dieser zusätzlichen Einspeisevergütung kommen. Dies führte bisher zu starken Verunsicherungen in der Branche.

5. Berechnung der Statik, Auslegung der PV-Anlage, Anordnung der Module

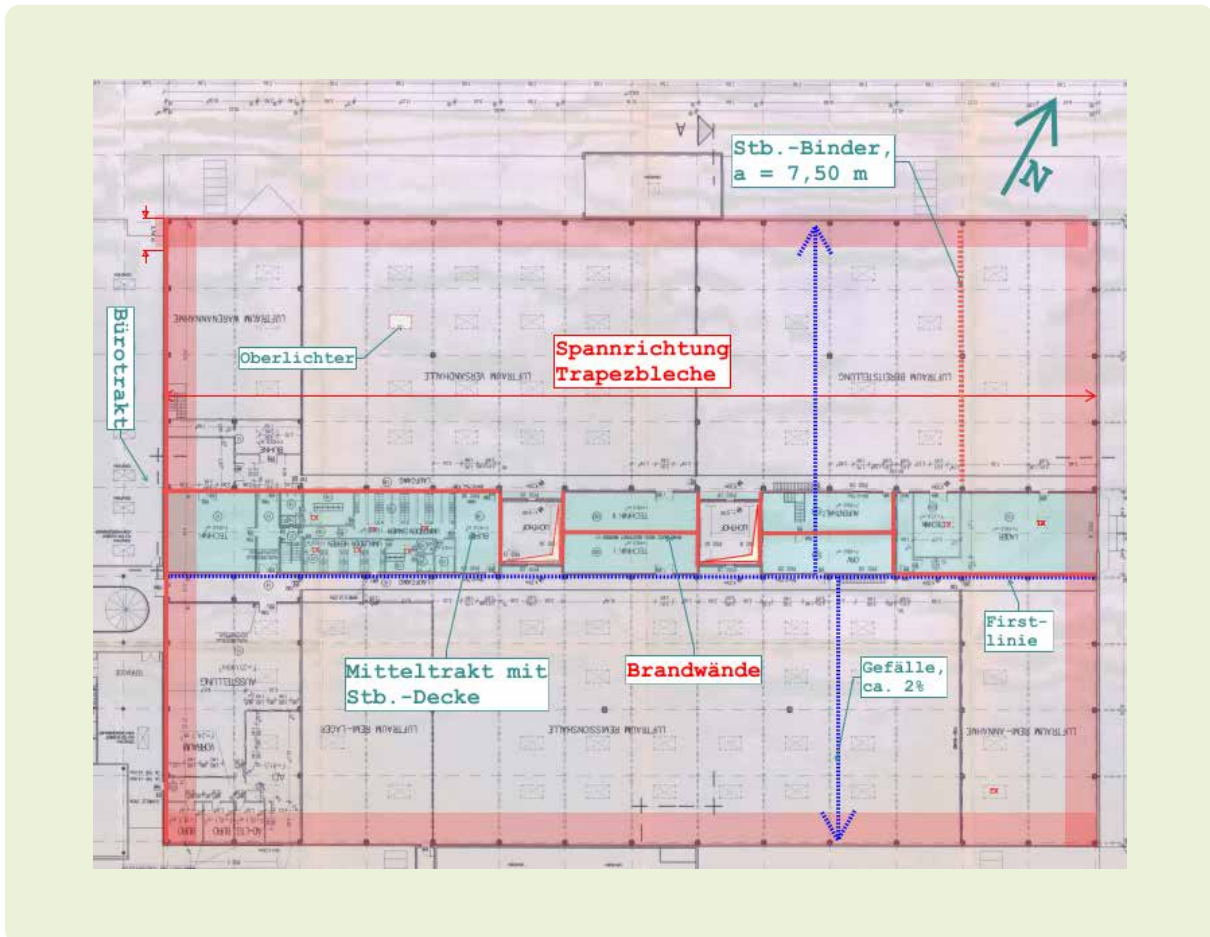


Abb. 3.1: Grundriss Hallenteil (Bauzeichnung 1998 mit Ergänzungen)

Bei dem im Jahre 1998 errichteten Gebäude handelt es sich um eine Halle mit Grundrissabmessungen von $100 \times 60 \text{ m}^2$, einer Höhe von 8,8 m und einem um 2° geneigten Flachdach. Die Konstruktion besteht aus Stahlbetonbindern und -stützen mit einem Achsabstand von 7,50 m. Die Eindeckung der Hallenteile erfolgte mit Stahltrapezblechen, die rechtwinklig zu den Bindern spannen. Aufgrund der Hallengröße und der geplanten Nutzung (Lagerung / Kommissionierung / Versand von nennenswerten Mengen an Druckerzeugnissen) wurde die Halle in Längsrichtung quer durch Brandwände geteilt. Dachplatte und Zwischendecken im Mitteltrakt (türkis dargestellt) sind aus Stahlbeton. Die Dachplatten verhindern einen Brandüberschlag.



Abb. 3.2: Untersicht Dach

In Abb. 3.2 ist das von innen sichtbare Trapezblech mit den ausgeschnittenen Oberlichtern sowie die Stahlbeton-Konstruktion zu erkennen. Auf den Trapezblechen befinden sich Wärmedämmung und eine Folienabdichtung. In allen Hallenbereichen sind eine Reihe von Oberlichthauben zur Belichtung vorhanden.

Planung der PV-Dachanlage und Belegungsplan



Abb. 3.3: Dachaufsicht: Planung vom Solarteuer (1. Bauabschnitt mit 207 kWp Modulleistung)

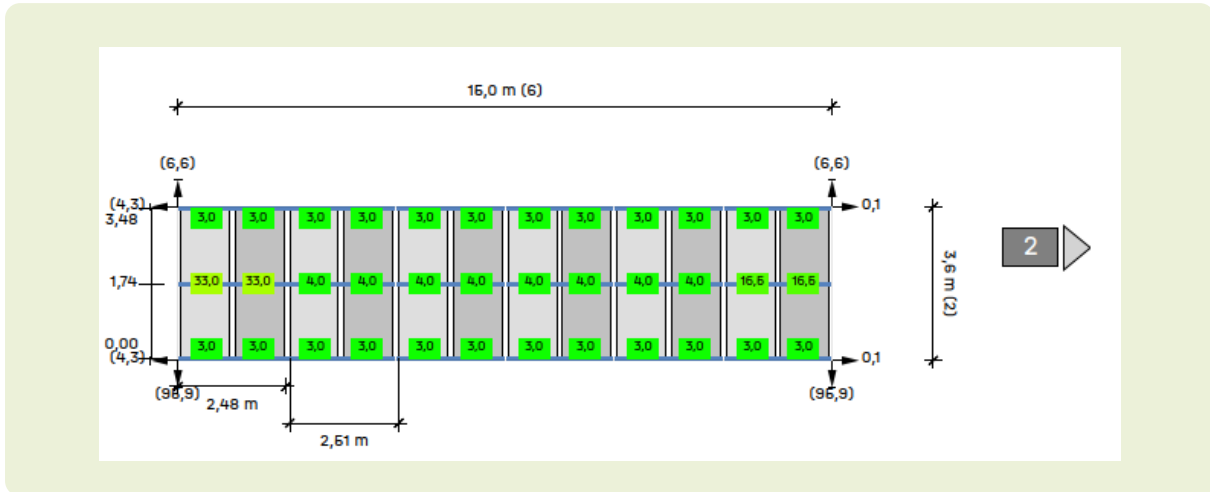


Abb. 3.4: Detail: Moduldoublereihe mit Ballastierungsangaben in kg (grün) - schematisch

Die Planung sah eine ballastierte Flachdachanlage mit einer Unterkonstruktion Dome Express des Herstellers K2 vor. Die Anlage wiegt inkl. Ballastierung durch Pflastersteine ca. 18 kg/m^2 . Unterlagen zur Gebäudestatik konnten besorgt und eingesehen werden. Die Stb.-Binder wurden mit einer ausreichenden Lastreserve bemessen und brauchten nicht weiter betrachtet zu werden. Die Trapezbleche wiesen jedoch nur kleine Lastreserven auf und für die Oberlichthauben, die jeweils mittig in den Feldern zwischen den Bindern angeordnet wurden, sind keine statischen Wechsel bzw. Verstärkungen vorhanden. Insofern schied die zuerst angestrebte Vollbelegung der Dachfläche aus. In Zusammenarbeit mit unserem Solarteuer wurde eine spezielle Anordnung der Modulfelder erarbeitet: Moduldoublereihen wurden in einer eher ungewöhnlichen Nord-Südausrichtung jeweils mit einem Achsabstand von 7,5 m mittig und linienförmig auf den Bindern platziert. Dadurch erhalten die Trapezbleche nur geringe Zusatzschnittkräfte. Außerdem konnten so kompakte Modulfelder zwischen Oberlichtern und Blitzschutzfahnen gebildet werden.

Eine Ost/West-Ausrichtung der Modulreihen hätte jeweils einzelne Trapezblechstreifen überlastet und war daher nicht möglich.

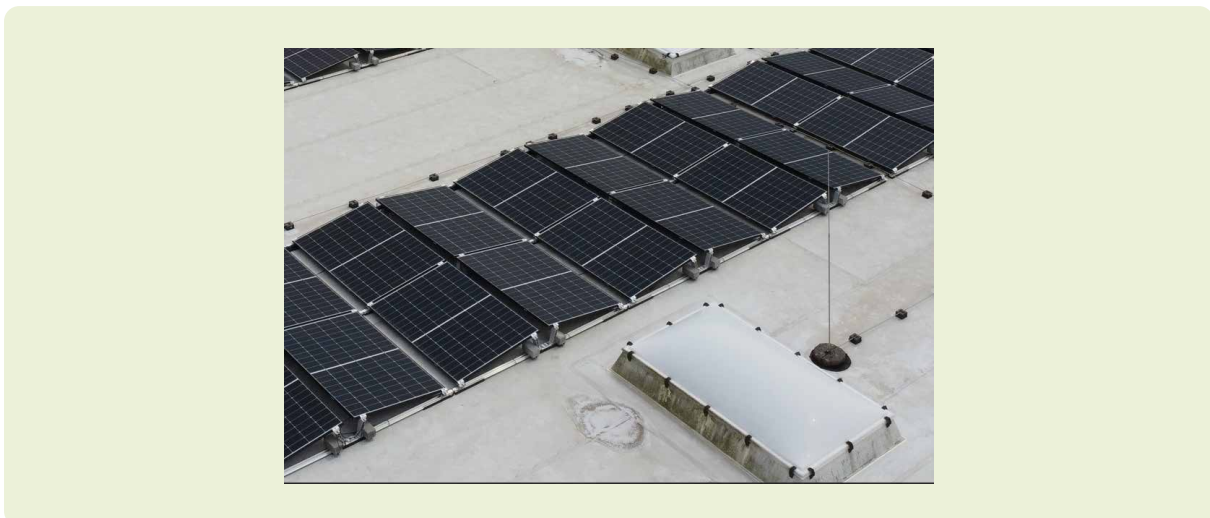


Abb. 3.5: Detail: reduziert ballastierte Dachanlage neben Oberlicht und Blitzschutzfahne

Auf Abbildung 3.5 ist die Dachanlage im Detail zu erkennen. Die Module lagern (aus technischen Gründen) in N/S-Ausrichtung und mit einer Neigung von 10° auf den K2-Gestellen. Die Schienen sind auf Elastomerlagern angeordnet und durch Pflastersteine beschwert. Die Berechnung der windsogssicheren Ballastierung erfolgte durch den Solarteur mit einer Herstellersoftware, die u. a. im Windkanal kalibriert worden ist. Der Hersteller konnte so nachweisen, dass es ausreicht, kleinere Windsogkräfte zu berücksichtigen, als nach eingeführten Normen im Standardfall üblich wären. Dies reduziert die notwendige Ballastierung.



Abb. 3.6: Fertig verlegte Dachanlage

Abbildung 3.6 zeigt die fertige Dachanlage. Um eine aufwendige Anlagenzertifizierung für Anlagen größer als 135 kVA zu vermeiden, wurde im 1. Ausbauabschnitt nur eine Teilbelegung überwiegend auf einer Hallenseite realisiert. Der Mittelteil mit den Lichthöfen und den Stb.-Dachplatten wurde freigehalten, um ausreichende Abstände von der Brandwand einzuhalten. Zwei Stränge liegen jedoch bereits jetzt auf dem gegenüberliegenden Hallenteil. Die entsprechenden Elektrokabel müssen über der Brandwand mit einem feuerbeständigen und zugelassenen Schott getrennt werden, um eine mögliche Brandweiterleitung sicher zu verhindern.

Die PV-Anlage musste zudem in die vorhandene Blitzschutzanlage des Gebäudes eingebunden werden. Die entsprechenden Arbeiten wurden zusätzlich und im Vier-Augen-Prinzip durch einen von der Bürgerenergie Bille eG beauftragten externen Prüfer kontrolliert.

Insgesamt konnten so die öffentlich-rechtlichen statischen und brandschutztechnischen Anforderungen eingehalten werden.

Um ein Vier-Augen-Prinzip einzuhalten, wurde ein externer Statiker vom Hallenbesitzer beauftragt. Dieser konnte die Planung bestätigen.

6. Versicherungen

Bestehende Gebäudeversicherung des Betreibers

Für die Halle besteht eine Gebäudeversicherung bei der Allianz. Die Versicherung war entsprechend zu beteiligen. Der Versicherungsschutz durfte keinesfalls gefährdet werden und musste somit auch für das erweiterte Gebäude mit PV-Anlage gelten.

Die durch die Allianz gestellten Anforderungen sind in der Leitlinie „Bestimmung brandschutztechnischer Anforderungen an PV-Anlagen“ zusammengefasst. Diese führt drei Risikokategorien „Allianz Risk Consulting (ARC)“ mit einem Farbschema rot/gelb/grün ein. Da es sich bei der Folienbedachung des Gebäudes um ein brennbares Bauteil handelt, ist die Kategorie gelb zutreffend.

Tabelle 1. Ermittlung der Kritikalität

		Oberste Dachschicht		
		Mineralisch (z.B. Bekiesung, Betonplatten)	Metall (kein Aluminium)	Brennbar (z.B. Bitumen, Kunststoff Abdichtung)
Dämm- material	Nicht-brennbar (z.B. Mineralwolle)			
	Brennbar PIR			
	Brennbar PUR, EPS			
	Stahlsandwichpanele mit PIR Dämmstoffkern (FM approved)	N/A		N/A

* Im Einzelfall kann eine Abweichung von o.g. Schema, welche technisch begründet ist, mit ARC abgestimmt werden.

Tabelle 2. Übersicht ARC Anforderungen

Kritikalität (Farbe aus Tabelle 1)	●	●	●
Anforderung	1. Basisanforderungen	2. Erhöhte Anforderungen	3. Maximalanforderungen

Abb. 4.1: Auszug Allianz Risikokategorien

Relevante Punkte sind zu beachten, u. a.

- Einbindung eines z. B. durch TÜV oder VdS (Verband der Schadensversicherer) anerkannten PV-Sachverständigen
- Beachtung von Mindestabständen, z. B. zu Brandwänden, Oberlicht, Rauch- und Wärmeabzugsanlagen - siehe auch Abb. 3.5 und 3.6.
- Es bestehen Anforderungen an die Komponenten der Dachanlage, z. B. sind Module zu verwenden, die die Feuerbeständigkeitsanforderungen IEC61730-2 erfüllen. Module mit Glasrückwand sind zu bevorzugen.
- Müssen Kabel über Brandwände geführt werden, so sind geeignete Brandschutzabschottungen zu wählen. Kabel dürfen keinesfalls direkt auf der Dachhaut verlegt werden.

- Maßnahmen zur Unterstützung der Brandbekämpfung durch die Feuerwehr sind einzuplanen. Das können u. a. sein: Einbau eines Lasttrennschalters, Einbindung der PV-Anlage in die Feuerwehrpläne im Objekt etc.
- Wiederkehrende Inspektionen der Anlage sind aus versicherungstechnischen Gründen mindestens alle 4 Jahre erforderlich, um Defekte zu erkennen.



Abb. 4.2: Detail: Verkabelung mit Erdung, UK und Ballastierung



Abb. 4.2: Abgedeckte und aufgeständerte Kabelrinne

Die Anordnung der Module in Reihen mit Abständen untereinander war auch hier ein entscheidender Vorteil. So wurden große, schwer von der Feuerwehr zu löschende Modulfelder vermieden.

Insgesamt konnte der Versicherer im konkreten Fall bestätigen, dass die Anforderungen in ausreichender Weise eingehalten wurden und der Versicherungsschutz auch für das Gebäude mit PV-Anlage weiterhin besteht. Grundsätzlich ist zu empfehlen, die Gebäudeversicherung jeweils frühestmöglich einzubinden, um kritische und ggf. schwer zu erfüllende Anforderungen frühzeitig zu kennen. Ein pragmatischer Weg ist, die fertige Anlagenplanung der Versicherung zur Genehmigung vorzulegen.

Versicherungen durch den Betreiber der PV-Anlage

Von der Bürgerenergie Bille eG wurden für die PV-Anlage zusätzlich eine Betreiberhaftpflichtversicherung und eine PV-Anlagenversicherung abgeschlossen.

7. Wirtschaftlichkeitsberechnung

Beim Betreibermodell Dachverpachtung mit Direktbelieferung ist die Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Gewerbetriebes und aus Sicht des Anlagenbetreibers separat zu betrachten. Der Gewerbetreibende setzt kein eigenes Kapital ein, die Genossenschaft errichtet und betreibt die Anlage. Die folgenden Berechnungen gehen beispielhaft von einem Lieferpreis von 20 ct / kWh netto aus.

7.1 Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Gewerbetriebes

Aus Sicht des Gewerbetriebes ergeben sich durch die PV-Anlage folgende wirtschaftliche Effekte:

- Pachteinnahmen aus dem Dachpachtvertrag
- Günstiger PV-Strompreis aus dem Strombelieferungsvertrag
- Leistungserhöhung für Wallboxen/E-Mobilität
- Einfluss Lastprofil / Lastspitzen
- spätere Nutzung von Wärmepumpen

Pachteinnahmen

Durch die Dachverpachtung an die Bürgerenergie Bille eG erhält der Eigentümer direkt einen festen Pachtzins in Höhe von 7,50 EUR / 1 kWp pro Jahr. In Abhängigkeit von der Größe der errichteten Anlage kann der Pachtzins somit bis zu rund 3.375 EUR / Jahr betragen. Eine Gegenleistung des Eigentümers ist nicht erforderlich, die bislang ungenutzte Dachfläche wird für einen Zusatzertrag genutzt.

Zusätzlicher Ertrag: **bis zu 3.375 EUR / Jahr**

Günstiger PV-Strompreis

Der erzeugte PV-Strom wird bevorzugt vor Ort verbraucht. Nur überschüssiger Strom wird in das Netz eingespeist. Der Eigentümer schließt einen Vertrag über eine Reststrombelieferung mit einem Energielieferanten seiner Wahl ab.

Der direkt gelieferte PV-Strom kann zu einem Preis von 20 ct / kWh zzgl. Umsatzsteuer für den gesamten Pachtzeitraum geliefert werden. Da der Strom vor Ort verbraucht wird, bevor er in das öffentliche Netz gelangt, fallen keine Netznutzungsentgelte an. Der Strompreis liegt unter dem günstigsten Angebot einer Fremdbelieferung. Die Dachpacht läuft über 22 Jahre. Für diesen Zeitraum wird auch der PV-Strompreis vertraglich vereinbart. Langfristig ist inflationsbedingt mit einem steigenden Preis, für aus dem Netz bezogenen Strom zu rechnen. Durch den Ausbau der Strominfrastruktur ist damit zu rechnen, dass auch die Netznutzungsentgelte weiter steigen. Selbst wenn es künftig mehr Zeiten mit negativen Strompreisen geben sollte, werden die Strompreise inflationsbedingt über 20 Jahre deutlich steigen.

Am Beispiel des Strompreises der letzten 25 Jahre lässt sich das belegen. Der Strompreis des Jahres 1998 wird in dieser Index-Darstellung auf 100 gesetzt.



Abb. 7.1.1: Strompreisindex seit 1998

Sondereffekte in einigen Jahren treten auf, insgesamt tritt im Vergleichszeitraum von 1998-2020 eine Indexsteigerung von 100 auf 186 auf. Die Folgejahre sind vermutlich untypisch durch die kriegsbedingte Energiekrise in Europa und werden hier nicht berücksichtigt.

Nehmen wir an, dass sich der anfängliche Bezugspreis extern und aus der PV-Anlage gar nicht unterscheidet. Nehmen wir zudem an, dass 55 % des Stromes extern beschafft werden und 45 % des Stromes aus der PV-Anlage geliefert werden können und dass die Preise ab 2025 einer ähnlichen Steigerung unterliegen wie in den 23 Jahren vor 2020.

Jahr	Index	Strompreis netto		jährliche Stromkosten			
		extern ct / kWh	PV-Anlage ct / kWh	extern 51,66% = 171,3 MWh	PV-Anlage 48,34% = 160,7 MWh	Gesamt EUR	Ersparnis EUR
1	100	20	20	34.260,00 EUR	32.140,00 EUR	66.400,00	0
2	97	19,4	20	33.232,20 EUR	32.140,00 EUR	65.372,20	-964,20
3	81	16,2	20	27.750,60 EUR	32.140,00 EUR	59.890,60	-6.106,60
4	84	16,8	20	28.778,40 EUR	32.140,00 EUR	60.918,40	-5.142,40
5	84	16,8	20	28.778,40 EUR	32.140,00 EUR	60.918,40	-5.142,40
6	101	20,2	20	34.602,60 EUR	32.140,00 EUR	66.742,60	321,40
7	105	21	20	35.973,00 EUR	32.140,00 EUR	68.113,00	1.607,00
8	109	21,8	20	37.343,40 EUR	32.140,00 EUR	69.483,40	2.892,60
9	114	22,8	20	39.056,40 EUR	32.140,00 EUR	71.196,40	4.499,60
10	121	24,2	20	41.454,60 EUR	32.140,00 EUR	73.594,60	6.749,40
11	127	25,4	20	43.510,20 EUR	32.140,00 EUR	75.650,20	8.677,80
12	136	27,2	20	46.593,60 EUR	32.140,00 EUR	78.733,60	11.570,40
13	138	27,6	20	47.278,80 EUR	32.140,00 EUR	79.418,80	12.213,20
14	147	29,4	20	50.362,20 EUR	32.140,00 EUR	82.502,20	15.105,80
15	151	30,2	20	51.732,60 EUR	32.140,00 EUR	83.872,60	16.391,40
16	169	33,8	20	57.899,40 EUR	32.140,00 EUR	90.039,40	22.176,60
17	170	34	20	58.242,00 EUR	32.140,00 EUR	90.382,00	22.498,00
18	168	33,6	20	57.556,80 EUR	32.140,00 EUR	89.696,80	21.855,20
19	168	33,6	20	57.556,80 EUR	32.140,00 EUR	89.696,80	21.855,20
20	171	34,2	20	58.584,60 EUR	32.140,00 EUR	90.724,60	22.819,40
21	172	34,4	20	58.927,20 EUR	32.140,00 EUR	91.067,20	23.140,80
22	178	35,6	20	60.982,80 EUR	32.140,00 EUR	93.122,80	25.069,20
23	186	37,2	20	63.723,60 EUR	32.140,00 EUR	95.863,60	27.640,40
				1.054.180,20 EUR	739.220,00 EUR	1.793.400,20	249.727,80

Abb. 7.1.2: Kalkulationstabelle Einsparung

Der Gesamtbedarf des Gewerbebetriebes beträgt etwa 332.000 kWh / Jahr. Die PV-Anlage wird bis zu 379.950 kWh / Jahr erzeugen können. Etwa 42,3 % des insgesamt erzeugten Stromes können direkt geliefert werden, daraus ergibt sich, dass aus Sicht des Gewerbekunden 48,3 % des Bedarfes aus der PV-Anlage geliefert werden können (Autarkie).

Somit ergibt sich eine durchschnittliche Kostenersparnis von etwa: **10.800 EUR / Jahr**

Einfluss auf den Reststrompreis – Lastspitzen

Bei Gewerbekunden spielt bei der Ermittlung des Strompreises nicht nur die Strommenge eine Rolle, sondern auch die Leistung, die benötigt wird. Die dabei auftretenden Lastspitzen, z. B. beim Anfahren größerer Maschinen, bestimmen dabei meist die Leistung als Tarifbestandteil. Die PV-Anlage kann, selbst bei geringem PV-Ertrag in den dunkleren Jahreszeiten, die Lastspitzen im Stromverbrauch aus dem öffentlichen Netz reduzieren und so den Strompreis für die Reststrombelieferung senken.

Kostenersparnis: **bis zu mehreren tausend EUR / Jahr**

Wallboxen E-Mobilität

Die zusätzlich zu installierenden Wallboxen werden für die Ladung von firmeneigenen Fahrzeugen verwendet und auch den Mitarbeitern für die Ladung der Privatfahrzeuge angeboten. Die Kosten für die Ladung der firmeneigenen Fahrzeuge oder Testfahrzeuge der Redaktion kann günstiger erfolgen, speziell wenn man Zeiten nutzen kann, in denen eine hohe PV-Strom-Erzeugung vorliegt. Mitarbeiter können ihre Ladevorgänge in die Zeiten hohen PV-Strom-Aufkommens legen. Dadurch kann den Mitarbeitern ein attraktiver Ladepreis angeboten werden. Das Ladeverhalten ist so zudem Netz- und Energiewende-dienlich. Die Leistung der PV-Anlage erhöht die mögliche Ladeleistung der Wallboxen, da sie zusätzlich zur netzseitig zur Verfügung gestellten Leistung verfügbar ist.

Eine Kostenersparnis ist zu erwarten, zudem erhöht sich die Attraktivität des Arbeitgebers.

7.2 Aus Sicht des Anlagenbetreibers

Aus Sicht des Anlagenbetreibers stehen die Wirtschaftlichkeit des eingesetzten Kapitals und die laufenden Kosten aus Versicherung der PV-Anlage, der Betreiberhaftpflicht und den Wartungskosten im Vordergrund.

- Wirtschaftlichkeit des eingesetzten Kapitals
- Abwägung der Alternative: Volleinspeisung oder Direktbelieferung
- Einschränkungen durch Zertifizierung
- Unsicherheit EEG-Einspeisevergütung
- Direktvermarktung
- Batteriespeicher ja/nein

Wirtschaftlichkeit des eingesetzten Kapitals

Der Anlagenbetreiber Bürgerenergie Bille eG setzt Eigen- und Fremdkapital ein, um die PV-Anlage auf dem fremden Dach zu errichten. Die Gesamtleistung der Anlage soll bis zu 447 kWp betragen. Bei angenommenen Gesamtkosten von 850 EUR / 1 kWp wird die Anlage rund 380.000 EUR kosten. Darin enthalten sind Kosten

der Elektroinstallation, des Wandlerschranks, der PV-Module, der Wechselrichter, der Unterkonstruktionen, der Installationsleitung durch einen Fachbetrieb und der technischen Überwachungsgeräte. Der Industriebatteriespeicher wird dann zusätzlich rund 35.000 EUR kosten bei einer Speicherkapazität von ca. 60 kWh. Der Batteriespeicher selbst kostet rund 20.000 EUR, es entstehen Nebenkosten für Fundamente, einen eigenen Wechselrichter und die Verkabelung zum Außenstandplatz. Die errichtete Anlage wird als Ganzes über 20 Jahre abgeschrieben.

Es entstehen laufende Kosten für einen Netzanschluss, die Pachtzahlung an den Gewerbebetrieb, die Anlagenversicherung, die Betreiberhaftpflichtversicherung, die Wartung der Anlage, die Betriebsführung, die kaufmännische Betreuung der Anlage und den Ersatz einzelner Komponenten während der Laufzeit. Der Anlagenbetreiber muss die Anlage nach rund 22 Jahren auf eigene Kosten wieder abbauen. Dafür ist eine Rückbaurückstellung zu bilden. Die Genossenschaft finanziert bis zu 70 % der Anlagenkosten aus Darlehen. Hierfür entstehen Zinskosten. Rechnet man auch noch die Abschreibung hinzu, entstehen Kosten von rund 32.750 EUR pro Jahr, die Inflation in Folgejahren ist eingerechnet.

Mit der Anlage erzielt der Anlagenbetreiber einen Umsatz aus dem direkt gelieferten Strom. Zusätzlich wird der überschüssige Strom in das öffentliche Netz eingespeist und zu EEG-Einspeisesätzen vergütet. Die Einspeisevergütung für Überschusseinspeisung ist geringer und beträgt nur rund 5,94 ct / kWh. Sie steht laut EEG mit dem Inbetriebnahme-Datum für die nächsten 20 Jahre fest.

Die PV-Erträge werden von Jahr zu Jahr wetterbedingt schwanken. Gerechnet wird mit einem Jahresertrag von rund 379.500 kWh, das entspricht einer Leistung von 850 kWh pro 1 kWp. Ausgehend davon, dass die Direktstrombelieferung etwa 42,3 % beträgt, werden die Erträge aus der Direktstromlieferung bei 20 ct / kWh Verkaufspreis 32.140 EUR ausmachen. Zusätzlich werden nach EEG-Vergütung noch für die Dauer von 20 Jahren 13.020 EUR für die Strommenge eingenommen, die ins Netz eingespeist wird. Damit ergibt sich eine Gesamtkapitalrendite von etwa 3,73%.

Ermittlung jährlicher Überschuss der Anlage

Erlöse	EUR
aus Direktstromlieferung	32.140
aus EEG-Vergütung	13.020
	45.160
Kosten	EUR
Abschreibung	20.750
Zinsen	4.300
Wartung, Zählerkosten	2.000
Pacht	3.375
Versicherung, Verwaltung	2.325
	32.750

Abb. 7.2.1: Gewinndarstellung (jährlich)

Abwägung Alternative Volleinspeisung-Direktbelieferung

Auf einem Dach kann eine PV-Anlage vergütungstechnisch auf mehrere Anlagen aufgeteilt werden. Sie benötigen dann separate Stromzähleinrichtungen. Ein Teil der PV-Anlage mit 447 kWp könnte somit als Volleinspeiseanlage entstehen, z. B. knapp unter der Grenze von 100 kWp Direktvermarktungspflicht, da für größere Direktvermarktungs-Strommengen weitere technische Einrichtungen benötigt werden. Die EEG-Vergütung für Volleinspeiseanlagen ist deutlich höher, bis 100 kWp nach aktuellem Stand ca. 10,5 ct / kWh gegenüber 5,9 ct / kWh, die in einer größeren Anlage über 100 kWp gezahlt würden.

Wenn durch einen vollständigen Ausbau der PV-Anlage keine wesentlich höhere Direktbelieferung erreicht werden kann, weil z. B. an Wochenenden keine erhöhte Lieferung erfolgt, wird die Realisierung der zweiten Ausbaustufe als eigenständige PV-Anlage mit Volleinspeisung weiter geprüft.

Einschränkungen hinsichtlich einer Zertifizierung der PV-Anlage

Eine PV-Anlage ab einer Größe von 270 kVA sind seit Solarpaket I extra zu zertifizieren. Vorher betrug die Grenze 135 kVA. Eine Zertifizierung verursacht deutliche Mehrkosten.

Unsicherheit durch EEG-Einspeisevergütung

Einerseits ist die EEG-Einspeisevergütung aktuell noch ein Garant eines festen Einspeisepreises für die Dauer von 20 Jahren. Andererseits sinkt die Einspeisevergütung quartalsweise mit dem Datum der Inbetriebnahme ab. Durch eine Bauverzögerung kann es dazu kommen, dass eine niedrigere Vergütung erlöst wird als geplant.

Direktvermarktung

Ab einer Anlagengröße von 100 kWp muss die Anlage über einen Direktvermarkter an der Strombörse vermarktet werden, wenn die Gesamtmenge vergütet werden soll. Die Einspeisevergütung ist dabei garantiert, es können sich aber grundsätzlich höhere Vermarktungserträge ergeben. Zuletzt wurde politisch diskutiert, diese Grenze schrittweise auf 90 kWp / 75 kWp und schließlich 25 kWp abzusenken. Da die Direktvermarktung z. T. Fixkosten von bis zu 200 EUR / Monat ausmachen, wären dann kleinere Anlagen in der Volleinspeisung nicht mehr wirtschaftlich.

Batteriespeicher ja/nein

Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten lohnt sich ein Batteriespeicher nur bedingt. Die Kosten von rund 580 EUR / 1 kWh inklusive der Zusatzkosten für einen eigenen Wechselrichter stehen den Leistungen gegenüber, die der Batteriespeicher erbringen kann. Der Investitionsbedarf beträgt somit rund 35.000 EUR. Die Simulation der Anlage geht davon aus, dass ein Batteriespeicher rund 266 Ladezyklen pro Jahr erbringen kann. Somit kann er nur rund 266 x Speicherkapazität an Stromenergie z. B. in der Nacht oder bei trübem Wetter liefern. Bei angenommenen 60 kWh Speicherkapazität können somit maximal 16.000 kWh zusätzlich geliefert werden. Das ergibt einen zusätzlichen Erlös von 64.000 EUR (20 Jahre * 16.000 kWh * 20 ct / kWh). Bei der Einspeicherung in den Batteriespeicher entstehen deutliche Energieverluste von bis zu 15-20%. Somit müssen für die maximal gelieferten 16.000 kWh rund 18.400 kWh eingesetzt werden, die auch einfach für 5,9 ct/kWh eingespeist werden könnten. Bei einem Batteriespeicher ist eine Degradation der Leistung zu erwarten. Angenommen, der Speicher muss in den 20 Jahren nicht ausgetauscht werden, würde der Ertrag der 18.400 kWh * 5,9 ct / kWh auf 20 Jahre 21.712 EUR betragen. Die gelieferten 16.000 kWh hätten somit einen Mehrpreis von 10,94 ct / kWh (35.000 EUR / 16.000 kWh / 20 Jahre). Der Einsatz der Batterie ist somit knapp wirtschaftlich:

Wirtschaftlichkeit der zusätzlich eingesetzten Batterie in EUR

	EUR
Erlöse aus zusätzlichem Einsatz des Batteriespeichers:	64.000
Mindererlös durch geringere Einspeisung	-21.712
Zusatzinvestition	-35.000
Ergebnis	7.288

Ein Austausch vor dem 20. Jahr und die Degradation des Speichers verschlechtert das Ergebnis. Die 35.000 EUR sind auch zusätzlich zu finanzieren, das bleibt hier unberücksichtigt. Trotzdem kann der Einsatz eines Batteriespeichers Sinn machen, um die Performance der Gesamtanlage zu optimieren. Die untertägliche Versorgung z. B. eines wolkenreichen Tages kann verbessert und die oben beschriebenen Lastspitzeneffekte können optimiert werden. Ggf. ist zukünftig auch der günstige Zukauf von Windstrom möglich an Tagen, in denen die PV-Anlage den Bedarf nicht voll decken kann.

8. Verschattung

Die Verschattung einer PV-Anlage stellt oft ein großes Problem dar. Die Verschattungen können von Gebäuden oder Bäumen in der Umgebung stammen oder von Dachaufbauten herrühren. Auf dem Gewerbedach gibt es eine große Anzahl von Oberlichtern, die als Dachhauben ausgeprägt sind. Sie sind ca. 50 cm hoch. Die PV-Reihen laufen jeweils in den Flächen zwischen den Dachhauben. Eine große Anzahl von Blitzfangstangen sind auf dem Dach verbaut, die Verschattungen verursachen. Zudem gibt es einige größere Aufbauten wie z. B. Abluftvorrichtungen.

Die PV-Module sind nur etwa 10 Grad aufgeständert, grob ausgerichtet nach Nord und Süd. Es stellte sich auch die Frage, ob einzelne Module z. B. am Rand durch die Attika in den frühen Morgen- und Abendstunden eine Verschattung erfahren. Das hätte großen Einfluss auf alle Module des Stranges. Ein Modul kann dann die Gesamtleistung des Stranges deutlich mindern.

Es wurde eine Alternativen-Untersuchung durch eine Fachfirma durchgeführt, um den möglichen Einsatz von Optimierern zu prüfen. Diese Zusatzkomponenten müssen an allen Modulen verbaut werden, um den negativen Einfluss auf den gesamten Strang zu verhindern.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung ergab Mehrkosten von rund 31.000 EUR für die zusätzlich zu verbauenden Optimierer. Ein wesentlicher Mehrertrag in kWh wird hier nicht erwartet. Die Optimierer benötigen Strom, so dass sich der Mehrertrag mit dem Stromaufwand ausgeglichen hätte.

¹ Sog. Optimierer überwachen die Leistung einzelner Solarmodule und können den Ertrag der PV-Anlagen, etwa bei Verschattungen erhöhen.

9. Operative Herausforderungen

9.1 Prüfung der Netzverträglichkeit und Anmeldung

Nach dem Abschluss des Vertrages zwischen der Bürgerenergie Bille eG und der bp fulfillment & service GmbH & Co. KG sollten zügig die Vorplanungen abgeschlossen werden und zum Start des Projektes die Netzverträglichkeit geprüft werden.

Da die Bürgerenergie zu diesem Zeitpunkt weder den technischen Partner ausgewählt hatte noch wusste, wie groß die Anlage insgesamt werden würde, musste sie den Antrag zur Netzverträglichkeitsprüfung selbst einreichen. Auch wenn die PV-Anlage im Niederspannungsnetz gebaut werden sollte, fiel sie nicht automatisch unter die VDE-AR-N 4110. Daher wurde mitgeteilt, dass eine Anmeldung über den Standardprozess für kleinere Anlagen bis 100kWp bzw. VDE-AR-N 4105 auf der Homepage des Verteilnetzbetreibers zu erfolgen hatte. Trotz mehrfacher Nachfrage in den folgenden Monaten konnte uns telefonisch keine Auskunft über den Bearbeitungsstatus des Antrages gegeben werden.

Im Februar 2024 musste ein neuer Antrag bei dem zuständigen Ingenieur für den Teilnetzbereich Hamburg-Rahlstedt eingereicht werden. Die Bearbeitung erfolgte innerhalb einer Woche. Es gab seitens des Netzbetreibers keine Bedenken bezüglich der Anlagengröße. Gleichwohl wurden zusätzliche Anforderungen an die Anlagenüberwachung und Steuerung gestellt.

9.2 Fernwirktechnik

Nachdem im Herbst 2023 das Vorprojekt abgeschlossen wurde, ging es nun darum, die konkreten technischen Anforderungen zu klären und deren Umsetzung zu planen. Der zuständige Verteilnetzbetreiber (VNB) stellte dazu Informationen auf seiner Homepage bezüglich der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) zur Verfügung. Aus diesen wurde ersichtlich, dass unsere Anlage, da sie mehr als 100kWp Solarleistung erbringt, neben einem Rundsteuerempfänger auch eine sogenannte Kundenfernwirktechnik benötigen würde (auch bekannt als großes Energie- oder Einspeisemanagement (ESM)). Dies galt sowohl für Anlagen im Nieder- als auch im Mittelspannungsnetz. Dazu wurde eine kurze Liste mit kompatiblen (Teil-)Komponenten und jeweils einem Anbieter zur Verfügung gestellt, die Komplettlösungen für eine in diesem VNB „zertifizierten“ Kunden Fernwirktechnik verkauften.

Preise variierten hier von 4.000 bis 12.000€. Dies ist aus Sicht der Bürgerenergie Bille eG ein beträchtlicher Kostenanteil bei der Ausbaustufe I dieses Projektes mit 207 kWp Anlagenleistung. Die reinen Errichtungskosten der PV-Anlage wie Module, Wechselrichter und elektrischer Anschluss betragen dagegen, wie in der Wirtschaftlichkeitsberechnung dargelegt, etwa 850 € / kWp also etwa 180.000 €. Die uneinheitlichen technischen Anforderungen zwischen den VNBs tragen also unserer Ansicht dazu bei, dass es nur eine unzureichende Anzahl von Anbietern für diese Leistungen gibt und damit die Preisspannen für diesen Typ der PV-Anlagentechnik sehr groß sind.

Die Kundenfernwirktechnik dient dem VNB zum einen für eine detaillierte Fernüberwachung der PV-Anlage und einer erweiterten Fernsteuerbarkeit im Vergleich zu einem einfacheren Rundsteuerempfänger. Darüber hinaus stellt die Fernwirktechnik eine standardisierte Schnittstelle für den Direktvermarkter bereit, die ebenfalls Überwachung und Fernsteuerung ermöglicht, wie zum Beispiel für den Redispatch 2.0².

²vgl.:

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html>

Die Überwachung seitens des VNBs basiert auf einer umfangreichen VNB-spezifischen Datenpunktliste, die sich im Verlauf des Projektes leider auch änderte. Unter anderem wurde die Einbindung von zusätzlicher Sensorik für Wetterdaten gefordert. Es mussten daher jeweils ein zusätzlicher Wind-, Regen- und Lichteinstrahlungssensor (!) verbaut werden.

Aus Gesprächen mit unserem beauftragten Fachunternehmen zum Bau der PV-Anlage ergab sich, dass die sich häufig ändernden technischen Anforderungen und die Komplexität auf der Arbeitsebene häufig zu hohen Unsicherheiten, Mehraufwänden und schließlich zu Verzögerungen führen. Dies betrifft sowohl die Auftraggeber, Auftragnehmer als auch dritte Beteiligte wie in unserem Beispiel der VNB und der Zulieferer der Fernwirktechnik.

10. Verbesserungsvorschläge

Wir möchten an diesem Punkt gerne Verbesserungsvorschläge formulieren, wie das Segment der Aufdach-Gewerbestromanlagen von 100 kWp bis 1 MWp attraktiver wird und sich mehr Betriebe nicht nur dazu entscheiden eine PV-Anlage zu installieren, sondern auch ihr Dach „voll machen“, sodass ein gesamtwirtschaftlicher Nutzen entsteht und mehr regenerativer Strom in das Hamburger und das deutsche Netz eingespeist wird.

Uns ist bewusst, dass viele der Themen mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz dem Regelungsbereich auf Bundesebene unterliegen oder auch dem Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik e. V. (VDE) durch seine Normierungen. Gleichwohl sind wir der Auffassung, dass die Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft positive Impulse auf Landesebene und damit auch im Bundesrat setzen könnte.

Maßnahmen und Vorschläge:

- **Eine einheitliche Einspeisevergütung für Voll- und Überschusseinspeiseanlagen.**
Die niedrige Einspeisevergütung für den Überschuss führt dazu, dass die PV-Anlagen in der Regel an den Eigenverbrauch angepasst werden und nicht die maximal technische Größe erreichen. Wertvolle Dachfläche bleibt ungenutzt.
Im Fall von dritten Anlagen-Errichtern und Betreibern (der in dieser Studie dargestellte Fall) muss der Strompreis für den Nutzer der Immobilie höher ausfallen, da mit seinen Erlösen die niedrigere Einspeisevergütung, die der Betreiber mit dem Überschuss einnehmen kann, ausgeglichen werden muss.
- **Einheitliche und vereinfachte TABs bzw. Standards für (Aufdach-) PV-Anlagen im Anlagensegment bis 1MW.**

Die Komplexität sowie die Unterschiede in den Anschlussbereichen der einzelnen VNBs sind ein wesentlicher Treiber der Kosten. Abweichungen von den (standardisierten) technischen Anforderungen sollten nur im Ausnahmefall mit Begründung seitens des VNBs möglich sein.

- **Einheitliche Prozesse und Fristen im Anmeldeprozess zum Netzanschluss.**
Idealerweise wird ein VNB-übergreifendes und digitales Portal zur Verfügung gestellt, in dem der Antragsteller sein Anschlussbegehren digital einreichen kann und er jederzeit den Status bis zur Inbetriebnahme einsehen kann. Das Portal sollte in Gänze digitalisiert werden, d. h. Eingaben sollten via Webformular möglich sein und nicht durch das Ausfüllen und Upload eines PDF oder Ähnlichem.

Anhang

Grundlage für die optimale Auslegung	
Optimierungsbereich	1 - 447 kWp
Dachart	Flachdach
Ausrichtung der Module	Mehrere Teilflächen
Neigung der Module	Mehrere Teilflächen
Eigenverbrauch	ct / kWh
Überschuss	5,94 ct / kWh
Spez. Ertrag - automatische Berechnung	789 kWh/kWp
Spez. Ertrag - manuelle Benutzereingabe	850 kWh/kWp
Optimierungsbereich	
Massgeschneiderte Photovoltaik-Anlage	447 kWp
Gesamtproduktion (pro Jahr)	379.950 kWh
Eigenverbrauch in %	38,1 %
Eigenverbrauch (pro Jahr)	144.888 kWh
Überschuss in %	61,9 %
Überschuss (pro Jahr)	235.062 kWh

Abbildung 1 - Datengrundlage für die optimale Auslegung

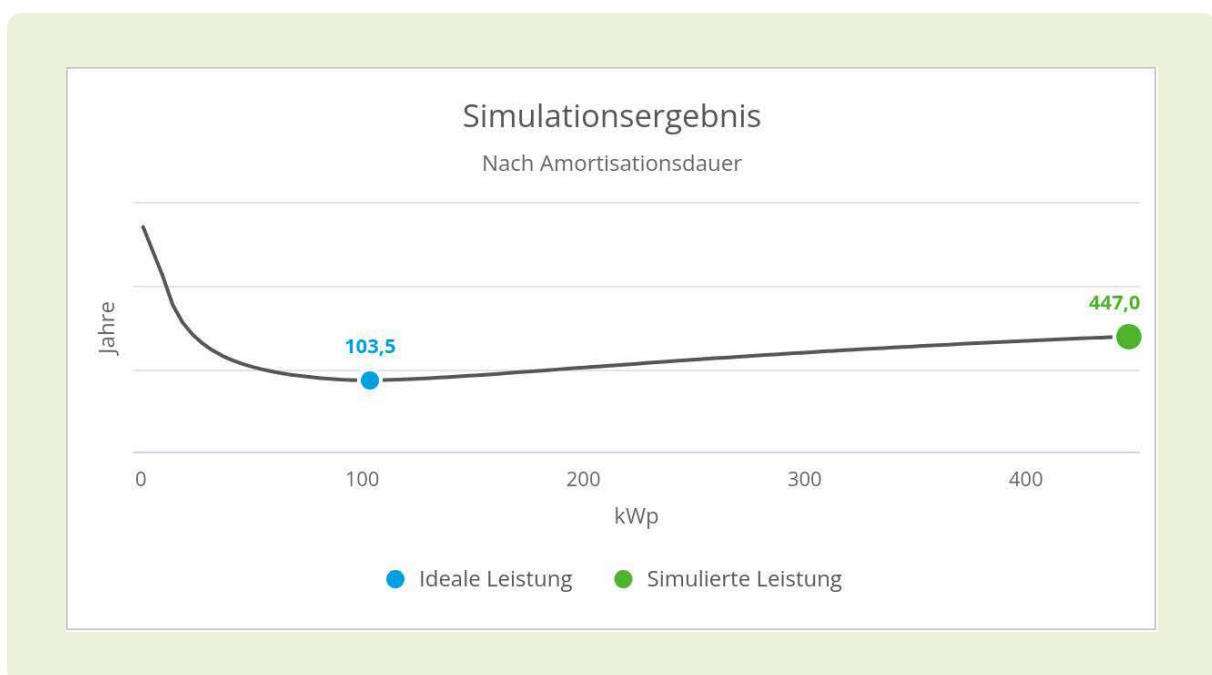


Abbildung 2 Simulationsergebnis für optimale Auslegung

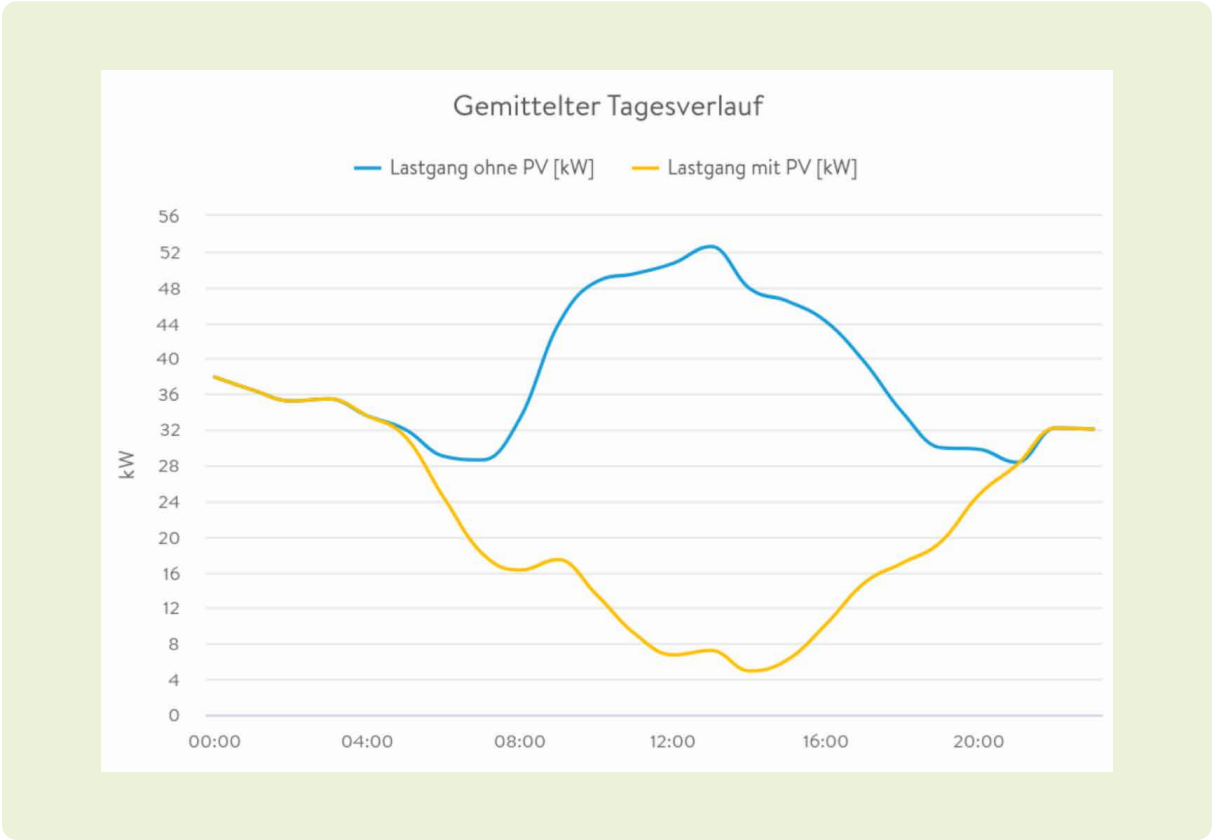


Abbildung 3 Gemittelter Tagesverlauf

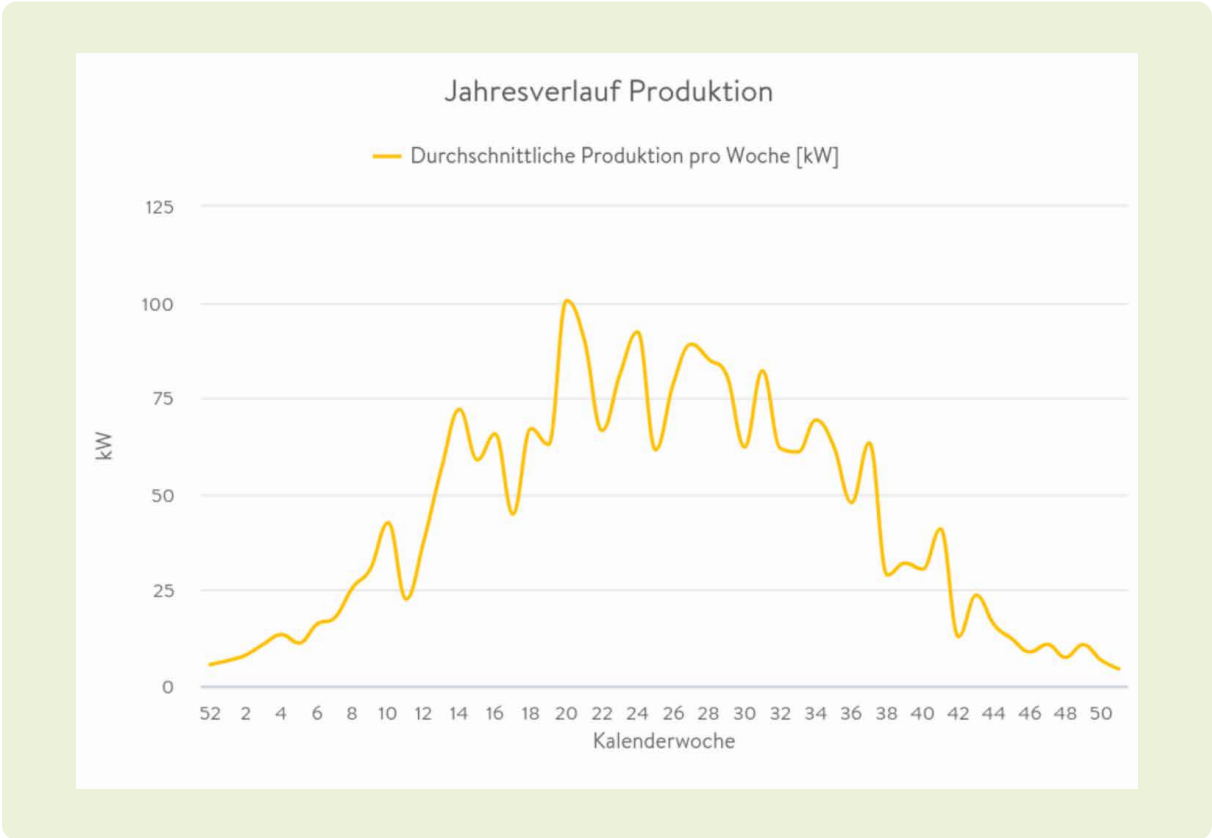


Abbildung 4 Jahresverlauf Produktion

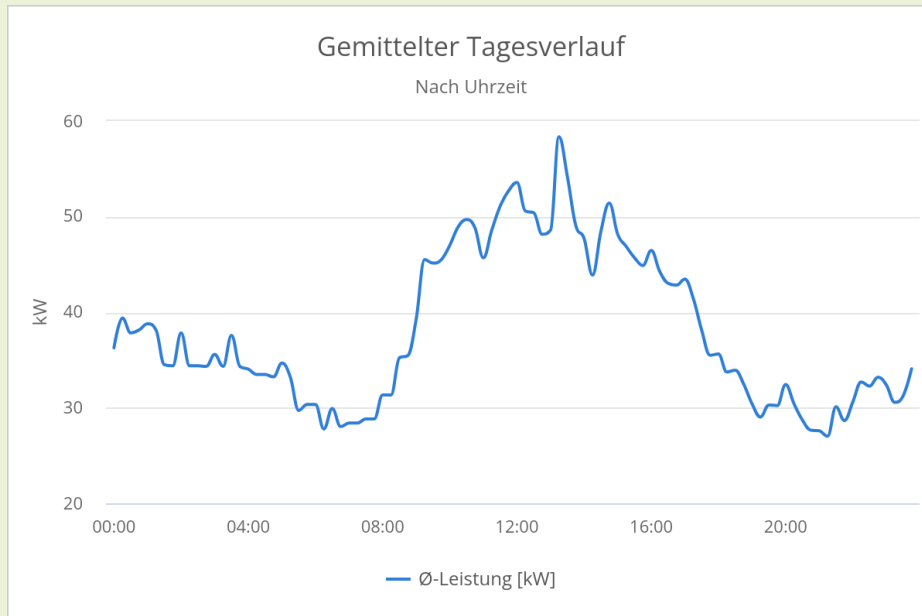


Abbildung 5 Gemittelter Tagesverlauf

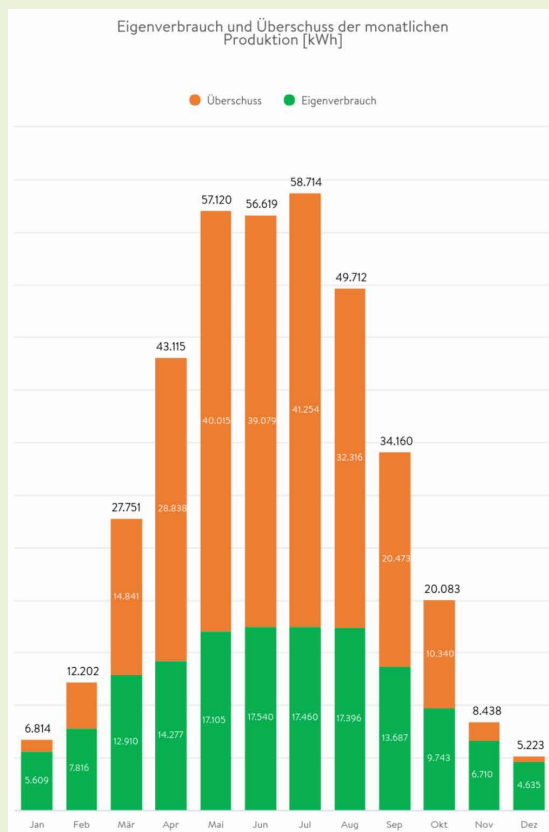


Abbildung 6 Eigenverbrauch und Überschuss