



Machbarkeitsuntersuchung PV-Anlagen

Realschule Neubiberg



Auftraggeber: Zweckverband Staatliche weiterführende Schulen im Südosten des Landkreises München

Erstellt: Team für Technik GmbH
Büro München
Zielstattstraße 11
81379 München
Tel. 089. 89 14 61-0
Fax 089. 89 14 61-10

Datum: 23. Mai 2018

Kurzfassung

Für die in dieser Studie betrachtete PV-Anlage der Realschule Neubiberg ergibt sich eine Anlagenleistung von 177 kW_{Peak}. Insgesamt werden 654 polykristalline Module auf den Dächern der Turnhalle und des Erweiterungsbaues installiert. Folgende Tabelle fasst das Ergebnis der durchgeführten Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung zusammen:

Anlagendaten		
Gesamtnennleistung	177	kW _{Peak}
Anzahl der Module	654	Stk
Ausrichtung	Süd	
Modulneigung	13°	
Stromertrag AC	193.484	kWh/a (im ersten Jahr)
Moduldegradation	0,5%	pro Jahr
Einsparung CO ₂ -Emissionen	102	t/a (im ersten Jahr)
Kosten		
Investition gesamt	262.772	€ (Brutto)
Wartung/Betrieb	3.129	€/a (Brutto)
Eigenverbrauch		
Strombedarf	254.472	kWh
Eigenverbrauch aus PV	96.155	kWh/a (im ersten Jahr)
Quote bezogen auf erzeugten Strom	49,7%	(im ersten Jahr)
Quote bezogen auf Strombedarf	37,8%	(im ersten Jahr)

Wirtschaftlichkeit

Einspeisevergütung EEG	0,1101	€/kWh
Bezugsstrompreis (Brutto) (Leistungsunabhängiger Anteil)	0,1809	€/kWh
Ersparnis Bezugsstrom (Brutto) (im ersten Jahr)	17.394	€/a
EEG-Umlage auf selbstverbrauchten Strom (im ersten Jahr)	-3.109	€/a
Umsatzsteuer auf selbstverbrauchten Strom (im ersten Jahr)	-3.305	€/a
Ertrag durch Einspeisung (inkl. Eigenverbrauch) (im ersten Jahr)	10.716	€/a
Ertrag durch Einspeisung (ohne Eigenverbrauch) (im ersten Jahr)	21.303	€/a

	Eigenverbrauch	Eigenverbrauch inkl. Umsatzsteuer auf selbstverbrauchten Strom	Ohne Eigenverbrauch
Ertrag (im ersten Jahr)	25.002 €/a	21.697 €/a	21.303 €/a
Amortisierung	14,2 Jahre	17,4 Jahre	19,5 Jahre

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	II
INHALTSVERZEICHNIS	4
1 EINLEITUNG	5
1.1 ERLÄUTERUNG SPEZIELLER GEGEBENHEITEN	5
1.2 BETRIEBSKONZEPTE	6
1.3 STATIK	6
2 PLANUNGSKONZEPT	7
2.1 AUSWAHL KOMPONENTEN	7
2.1.1 SOLARMODULE	7
2.1.2 WECHSELRICHTER	9
2.1.3 MONTAGESYSTEM	9
2.2 AUSFÜHRUNG	10
2.3 WARTUNGS- UND SICHERHEITSKONZEPT	11
2.3.1 WARTUNGSKONZEPT	11
2.3.2 SICHERHEITSKONZEPT	11
2.4 UMSETZUNGSKONZEPT	11
2.4.1 VERTEILER / ZÄHLEREINRICHTUNGEN	11
2.4.2 KABEL- UND LEITUNGSTRASSEN	11
2.4.3 KABEL UND LEITUNGEN	12
2.5 SCHUTZ DER PV-ANLAGE GEGEN BLITZEINSCHLAG	13
2.5.1 ALLGEMEIN	13
2.5.2 ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ	13
2.5.3 BLITZFANGANLAGE	13
2.6 TERMINPLAN UMSETZUNG	14
3 WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNGEN	15
3.1 VERBRAUCH/ERTRAG	15
3.1.1 VERBRAUCHSLAST	15
3.1.2 ERTRAG SOLARANLAGE	15
3.1.3 EIGENSTROMNUTZUNG	15
3.2 INVESTITIONEN	18
3.3 BETRIEB/WARTUNG	19
3.4 EINNAHMEN	19
3.4.1 EINSPEISUNG	19
3.4.2 EIGENVERBRAUCH	20
3.5 WIRTSCHAFTLICHKEIT	20
3.5.1 ERGEBNIS BETRIEB MIT EIGENSTROMVERBRAUCH	21
3.5.2 BETRIEB DURCH DRITTE	22
4 CO ₂ -EINSPARUNGEN	23
5 ZUSAMMENFASSUNG / EMPFEHLUNG	24
ANLAGENVERZEICHNIS	I
ANLAGE I DACHAUF SICHT „PV-ANLAGE REALSCHULE NEUBIBERG“	II

1 Einleitung

Der Zweckverband weiterführende Schulen im Südosten des Landkreises München beabsichtigt die Gebäude der Realschule Neubiberg mit Photovoltaik zu versehen. Zur Entscheidungsfindung, ob der Einsatz einer PV-Anlage nach den Kriterien Zweckverbandes sinnvoll ist, dient diese Machbarkeitsstudie. Neben der Wirtschaftlichkeit werden dabei z.B. CO₂-Bilanzen berücksichtigt.

Als zusätzliche Alternative soll die Errichtung und der Betrieb durch Dritte (Bürgergenossenschaften o.ä.) untersucht und bewertet werden.

1.1 Erläuterung spezieller Gegebenheiten

Die Realschule Neubiberg besteht wie in Abbildung 1 dargestellt aus drei Gebäudeteilen:

- a) Hauptgebäude
- b) Gebäude Fachklassen
- c) Turnhalle alt
- d) Erweiterungsbau
- e) Turnhalle neu



Abbildung 1: Realschule Neubiberg

Das Dach des Hauptgebäudes (a) ist als Foliendach ausgeführt. Auf dem Dach befinden aufgesetzte Leichteinlässe, die als mit Folie gedeckte Scheddächer ausgeführt sind. Diese Dachaufbauten führen zu großen Verschattungen. Dadurch ergibt sich für die Nutzung der Dachfläche für Photovoltaik eine nutzbare Dachfläche von ca. 875 m².

Das Gebäude der Fachklassen (b) ist als Scheddach ausgeführt und mit Folie abgedichtet. Da die einzelnen Scheddächer immer jeweils nach Ost und West ausgerichtet sind und sehr nahe beieinander liegen, wird die Dachfläche dieses Gebäudes als nicht für die Nutzung über Photovoltaik geeignet eingestuft.

Das mit Folie eingedeckte Flachdach der Turnhalle alt (c) wurde vor kurzem saniert und besitzt 16 Oberlichter. Der westliche Teil des Daches wird teilweise vom Hauptgebäude verschattet. Insgesamt steht für die Nutzung mit Photovoltaik eine Dachfläche von 440 m² zur Verfügung.

Der Erweiterungsbau (d) besitzt ebenfalls ein mit Folie abgedichtetes Flachdach. Für die Installation einer Solaranlage steht nach Abzug der Flächen für das große Oberlicht und den sonstigen Dachaufbauten eine Fläche von 800 m² zur Verfügung.

Das Dach der neuen Turnhalle (e) ist als Flachdach mit extensiver Begrünung aufgeführt. Aufgrund der Beeinträchtigung des Bewuchses durch eine Solaranlage wird die Nutzung dieser Dachfläche ausgeschlossen.

1.2 Betriebskonzepte

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung wird der Betrieb der Anlage mit vorrangiger Eigenstromnutzung durch den Zweckverband untersucht.

Als alternative wird die Wirtschaftlichkeit der Anlage bei Betrieb durch Dritte (Bürgergenossenschaften o.ä.) betrachtet. Durch den Betrieb durch Dritte scheidet die Möglichkeit der Eigenstromnutzung aus.

1.3 Statik

PV-Anlagen inkl. Unterkonstruktion sind statisch mit ca. 20 kg/m² (0,20 kN/m²) anzusetzen.

Bei Belegung einer Dachfläche, welche in massiver Bauweise (z.B. Stahlbeton) erstellt wurde, bedeutet das im Verhältnis zur Eigenlast der Dachfläche und der statisch anzusetzenden örtlichen Schneelast nur eine geringe Erhöhung < 5% der ursprünglichen Lastansätze, welche in der Regel durch die statischen Reserven der ausgeführten Konstruktion aufgenommen werden können.

Bei Dachkonstruktionen in Skelettbauweisen sind für die Unterkonstruktion der PV-Anlage entsprechende Weitspannsysteme (z.B. Schletter IsoTop) zu wählen, so dass eine statisch günstige Lasteinleitung in die Baukonstruktion erfolgen kann. Hier sollten ebenfalls ausreichend konstruktivbedingte Reserven der Konstruktion vorliegen. Dies sollte im Ausführungsfall anhand der Bestandsstatik und der Ausführungspläne überprüft werden.

2 Planungskonzept

Im Rahmen der Darstellung des Planungskonzepts erfolgt als Grundlage für die Dimensionierung der Anlage die Vorstellung der wichtigsten Komponenten des Konzepts (Solarmodule, Wechselrichter und Montagesystem). Anschließend wird die Ausführung des Konzepts und dessen Grobdimensionierung beschrieben. Weiter wird das Wartungs- und Sicherheitskonzept erläutert und ein Terminplan für die Planungs-, Ausschreibungs- und Realisierungsphase aufgestellt.

2.1 Auswahl Komponenten

2.1.1 Solarmodule

Die Solarzelle bildet das Herzstück einer PV-Anlage. Sie wandelt mit Hilfe des photovoltaischen Effekts die einfallende Strahlungsenergie direkt in elektrische Energie um.

Beim PV- Anlagenbau werden eine Vielzahl von Solarzellen in Reihe geschaltet und in sogenannten Solarmodulen verbaut. Diese Module werden bezüglich der verwendeten Zelltechnologie (Dick- und Dünnschicht) sowie des eingesetzten Zellmaterials unterschieden.

Im Folgendem erfolgt zur Entscheidungsfindung ein Vergleich der zur Verfügung stehenden Technologien.

2.1.1.1 Dickschicht

Mit einem Marktanteil von ca. 90 Prozent besitzen Dickschicht-Solarzellen auf kristalliner Siliziumbasis die mit Abstand weiteste Verbreitung. Die relativ dicken Zellen werden aus soliden Siliziumblöcken gefertigt. Sie erreichen einen hohen Zellwirkungsgrad unter direkter Einstrahlung, fallen jedoch in der Performance bei Schwachlicht- und hohen Temperaturverhältnissen ab.

Polykristallin:

Aufgrund des vorteilhaftesten Preis-Leistungsverhältnisses ist dieser Zelltyp am weitesten verbreitet. Polykristalline Solarzellen besitzen typischerweise einen hohen Zellwirkungsgrad in der Umwandlung von Strahlungs- in elektrische Energie.

Monokristallin:

Monokristalline Solarzellen zeichnen sich durch den im Vergleich höchsten Zellwirkungsgrad aus. Ihre langlebige Leistungsstabilität und geringe Störanfälligkeit sind weitere, wesentliche Vorteile dieses Zelltyps. Demgegenüber stehen aber hohe spezifische Kosten.

2.1.1.2 Dünnschicht

Auf in Dünnschicht gefertigte Zellen wie z.B. amorphe Siliziumzellen oder CIGS-Zellen entfällt ein Marktanteil von ca. 10 Prozent.

Die Bezeichnung Dünnschicht-Zelle bezieht sich auf deren Herstellungsprozess. In diesem werden Zellstrukturen auf ein separates Trägermaterial aufgedampft. Sie sind kostengünstig herzustellen und weisen ein robustes Verhalten bei Schwachlichtverhältnissen und unter größeren Temperaturschwankungen auf. Allerdings besitzen sie im Gegensatz zu den Dickschicht-Zellen typischerweise einen deutlich geringeren Zellwirkungsgrad und eine geringere Lebensdauer.

Unter den Dünnschicht-Solarzellen stellen die Zellen auf Basis von Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) die leistungsstärkste Form dar. Ihr Wirkungsgrad kommt dem von polykristallinen Dickschichtzellen nahezu gleich. Sie besitzen ein dünnschichttypisches, gutes Schwachlichtverhalten. Die hohen Herstellungskosten sowie potentielle Entsorgungsfragen lassen diese Form jedoch bislang kaum zum Einsatz kommen.

2.1.1.3 Auswahl

Tabelle 1 fasst die Eigenschaften der Solarzell-Typen zusammen. Aufgrund des PreisLeistungsverhältnisses, der Effizienz und der bewährten Technik wird im Folgendem der Einsatz von Polykristallinen Modulen betrachtet.

Tabelle 1: Zusammenfassung: Leistungscharakteristika von Solarzell-Typen

	<i>Monokristallin</i>	<i>Polykristallin</i>	<i>Dünnschicht</i>	<i>CIGS</i>
Schwachlichtverhalten	Einbußen bei diffusem Licht	Einbußen bei diffusem Licht	Nur geringe Einbußen	Nur geringe Einbußen
Temperaturverhalten	Einbußen bei hohen Temperaturen	Einbußen bei hohen Temperaturen	Nur geringe Einbußen	Nur geringe Einbußen
Störanfälligkeit	Sehr gering	Sehr gering	Gering	Gering
Langzeitverhalten	Sehr hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Sehr hohe Leistung, stabil, hohe Lebensdauer	Mittlere Leistung, etwas geringere Lebensdauer	Geringere Leistung, im Winter ab höher, noch keine Langzeittests
Spezifisches Gewicht [kg/m²]	Höher	Höher	Geringer	Geringer
Wirkungsgrad	14-20 %	12 – 17 %	6 – 10 %	13 – 15 %
Kosten	Teurer als Polykristallin und Dünnschicht	Günstiger als Monokristallin und CIGS	Günstiger als Mono-/Polykristallin und CIGS	Am teuersten

Im Folgenden wird das Modul „IBC PolySol 270 GX4“ des Herstellers IBC Solar verwendet. Das Modul erfüllt die Kriterien und bietet im Vergleich zu anderen Polykristallinen Modulen einen hohen Wirkungsgrad und hohe Leistungen pro Modul. Kennzahlen mit Auswirkungen auf die Machbarkeitsstudie sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Kennwerte ausgewähltes Solarmodul

<i>IBC PolySol 270 GX4</i>	
Leistung	270 W _{Peak}
Modulwirkungsgrad	16,5 %
Abmessungen (L x B x H in mm)	1654 x 989 x 40
Gewicht	18,2 kg
Preis pro Modul (Netto)	133 €

2.1.2 Wechselrichter

Aus Erfahrung werden im Rahmen der Studie als Wechselrichter Komponenten des Herstellers SMA verwendet. Dessen *Sunny Tripower* -Serie zeichnet sich durch hohe Wirkungsgrade, einfache Installierung und Integrierte Kühlung aus. Kennzahlen mit Auswirkungen auf die Machbarkeitsstudie sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Kennwerte ausgewählter Wechselrichter

Sunny Tripower 2500TL	
Eingang (DC)	
Max. Generatorleistung	45.000 W _{Peak}
Bemessungsleistung (DC)	25.550 W
Ausgang (AC)	
Bemessungsleistung (bei 230 V, 50 Hz)	25.000 W
Wirkungsgrad	
Max. Wirkungsgrad	98,3 %
Europ. Wirkungsgrad	98,1 %
Preis pro Stück (Netto)	2.500 €

2.1.3 Montagesystem

Im Rahmen der Studie wird das Montagesystem *IsoTop* des Herstellers *Schletter* betrachtet. Das mit der Dachkonstruktion fest verbundene Montagesystem ermöglicht durch einen variablen Stützflächenabstand die Berücksichtigung von großen Rasterabständen der tragenden Unterkonstruktion von Foliendächern.

Die Verschraubung des Montagesystems erfolgt auf den Hallenbindern mittels thermisch getrennten Rohrstützen aus Edelstahl, so dass eine thermische Trennung der Unterkonstruktion gewährleistet ist.



Abbildung 2: Montagesystem Schletter IsoTop

2.2 Ausführung

Die Belegung der betrachteten Dächer mit Solarmodulen ist in der Dachaufsicht in Anlage I dargestellt. Sämtliche Module sind nach **Süden (Azimut 0°)** ausgerichtet. Der **Neigungswinkel** der Solarmodule beträgt **13°**. Bei der Belegung der Dächer wurden bestehende Dachaufbauten, bestehende Dachaufbauten, bestehende Absturzsicherungen und verschattete Bereiche berücksichtigt. Zusätzlich werden die Richtlinien der Gemeinde Neubiberg für aufgeständerte Anlagen (zurücksetzen der Module von der Gebäudewand um mind. 1,50 m, überragen der max. Firsthöhe um max. 1 m) berücksichtigt. Die Anforderung an die maximale Firsthöhe kann durch das verwendete Aufständersystem und dem vorgeschlagenen Neigungswinkel eingehalten werden.

Je Gebäude ergibt sich die in Tabelle 4 aufgeführte Anzahl an Module sowie installierte Leistung. Insgesamt werden 654 Module mit einer Gesamtleistung von 176,58 kW_{Peak} installiert. Es werden insgesamt 8 Wechselrichter benötigt, die im Technikraum des Untergeschosses untergebracht werden können.

Die Leitungsführung kann über das Hauptdach erfolgen. Eine Dachdurchdringung zur Leitungsführung ist nicht vorhanden. Eine Dachdurchführung innerhalb des Gebäudes ist zu prüfen. Alternativ ist eine Leitungsführung an der Außenwand des Lichthofes hin zum Technikraum im UG des Hauptgebäudes möglich.

Tabelle 4: Anzahl Module und installierte Leistungen

	Anzahl Module	Installierte Leistung
Hauptgebäude	222	59,94 kW _{Peak}
Turnhalle alt	192	51,84 kW _{Peak}
Erweiterungsbau	267	72,09 kW _{Peak}
Gesamt	681	183,87 KW_{PEAK}

2.3 Wartungs- und Sicherheitskonzept

2.3.1 Wartungskonzept

Um Wartungsarbeiten durchführen zu können werden alle Anlagenteile so angeordnet, dass jederzeit der Zugang zu diesen gewährleistet ist. Wartungs- und Reparaturarbeiten im absturzgefährdeten Bereich dürfen nur mit persönlicher Schutzausrüstung (PSA) durchgeführt werden.

2.3.2 Sicherheitskonzept

Technische Sicherheit

Eine Brandfallabschaltung nach DIN 0100–712 für die PV-Anlage ist zwingend erforderlich.

Somit sind Einsatzkräfte (Feuerwehr oder technisches Personal) im Schadensfall gegen gefährliche Ströme geschützt.

- Ergänzungen der bestehenden Absturzsicherungen

Sicherheit bei Montage- und Wartungsarbeiten oder Rettungseinsätzen

Notwendige aber fehlende Absturzsicherungen werden ergänzt.

- Ergänzungen der bestehenden Absturzsicherungen

Vorhaltung gegen Brandüberschläge

Deckendurchdringungen im Bereich der Leitungsführung für die PV-Anlage werden mit Brandschotts ertüchtigt um einen Brandüberschlag zu verhindern. Dies gilt auch für Brandwände.

- Ergänzungen der bestehenden Absturzsicherungen

2.4 Umsetzungskonzept

2.4.1 Verteiler / Zählereinrichtungen

Für die Einspeisung der elektrischen Energie aus den PV-Anlagen ist eine eigene Wandlermessung mit Zweirichtungsmesszählern erforderlich. Hierfür sind Ergänzungsarbeiten der bestehenden Niederspannungshauptverteilung durchzuführen. An den Anlagen kann nur an Wochenenden oder in den Ferien gearbeitet werden (Abschaltung der gesamten Stromversorgung).

2.4.2 Kabel- und Leitungstrassen

Auf dem Dach horizontal

Für die vertikale Leitungsführung auf den Gebäudedächern werden DIN EN geprüfte Kabelrinnen aus rostfreiem Edelstahl mit Deckel an umgekehrt montierten Hängestielen, auf Hilfskon-

struktionen (Pflasterplatten etc.) montiert. Richtungsänderungen werden mit Formteilen realisiert.

Bei den Kreuzungen der Kabeltrasse mit den Gehbereichen werden partiell Übersteighilfen montiert.

Im Gebäude horizontal

Für die horizontale Leitungsführung der PV-Hauptleitung (Verbindung der Gebäude untereinander) ist im Zuge der weiteren Planung die Möglichkeit der Nutzung bestehender Kabeltrassen in Zwischendecken zu prüfen.

Im Gebäude vertikal

Für die vertikale Leitungsführung der PV-Hauptleitung von den PV-Anlagen in den Gebäuden sind im Zuge der weiteren Planung geeignete Schächte festzulegen.

Alternativ sind Leitungsführungen an den Außenfassaden denkbar.

2.4.3 Kabel und Leitungen

Modulverkabelung

Die Verkabelung der Module zu den Strings erfolgt durch systemgebundene UV-beständige Systemkabel des Modulherstellers in den vorgesehenen Leitungsführungen des Modulherstellers.

Stringverkabelung

Die Verkabelung der Strings zu den Wechselrichtern erfolgt durch UV-beständige Systemkabel des Modulherstellers in den vorbeschriebenen Kabelrinnen.

Leistungskabel

Die Verkabelung der Wechselrichter zur Zentralen Messung (Wandlermessung im NSHV-Raum) erfolgt durch 3-adrige PVC-Kabel in den vorbeschriebenen Kabelrinnen und installations-schächten.

Visualisierung der Anlage

Für eine ständige Überwachung der Anlage ist eine Einbindung der Anlage über Datenlogger in die IT-Infrastruktur zu integrieren. Zusätzlich ist eine Visualisierungsstation vorgesehen.

Sicherheit der Anlage

Montage der Brandfallschaltung Freischaltstelle ist, nach DIN VDE 0100 – 712 sowie DIN VDE 0100 – 551, zu erstellen.

Wechselrichter

Die Wechselrichter werden an einer zugängigen Stelle im Technikraum des Untergeschosses montiert. Zudem müssen die Wechselrichter nach Auswertung des Probebetriebes so eingestellt werden (Über-, Untererregt), dass ein optimaler Ertrag der Anlage gewährleistet ist.

Befestigungssystem

Begründet in den Windlasten müssen die Tragkonstruktionen für die Photovoltaikmodule mit der Dachkonstruktion fest verbunden werden. Hierfür ist eine Durchdringung der Dachhaut, sowie das nachträgliche Verschweißen der Dachfolie erforderlich.

2.5 Schutz der PV-Anlage gegen Blitzeinschlag

2.5.1 Allgemein

In der Bayrischen Bauordnung (BayBO) ist festgelegt, dass für Schulen Blitzfanganlagen vorzusehen sind. In der DIN VDE ist festgelegt, dass bei Gebäuden mit einer Blitzfanganlage alle elektrischen Leitungen beim Eintritt in das Gebäude gegen Überspannung (indirekter Blitzeinschlag) zu schützen sind.

Beide Schutzziele werden erreicht durch eine Anbindung der PV-Anlage auf der Dachfläche an die bestehende funktionsfähige Blitzfanganlage und einer geeigneten Maßnahme gegen Überspannung durch Einschleifen von Kombiableitern in das Leitungsnetz.

2.5.2 Überspannungsschutz

Jeder Wechselrichter wird an der Eingangsseite (DC) mit einem Kombiableiter des Typs 1 gegen Überspannung, auch bei direktem Blitzeinschlag und Ausgangsseitig (AC) mit einem Kombiableiter des Typs 2 gegen Überspannung geschützt.

Sollten die Wechselrichter auf dem Dach montiert werden, ist ein zusätzlicher Überspannungsableiter des Typs 2 in der Hauptleitung zur Messanlage erforderlich.

2.5.3 Blitzfanganlage

Grundlage der Planung und Ausführung von Blitzschutz- oder Blitzfanganlagen ist die BayBO mit der Zuordnung der Gebäudenutzung in Gebäudeklassen.

Schulen sind entsprechend des Artikel 2 der BayBO Sonderbauten. Weiter sind Anlagen, bei denen nach Lage, Bauart oder Nutzung, Blitzschlag leicht eintreten oder zu schweren Folgen führen kann, mit dauernd wirksamen Blitzschutzanlagen zu versehen.

Stand der Technik ist das Blitzkugelverfahren als Planungs- und Ausführungsrichtlinie für Blitzfanganlagen.

In der DIN VDE 0185 ist festgelegt, wie die Blitzfanganlage auszuführen ist. Hier ist Maschenweite der Fangleitung und der Durchmesser der theoretischen Blitzkugel geregelt.

Die Photovoltaikmodule auf den Gebäudedächern werden durch blitzstromtragfähig Fangleitungen (Material baugleich der vorhandenen Blitzfangleitungen) an die bestehende äußere Blitzschutzanlage auf den Dächern angebunden. Ergänzend sind Fangstangen erforderlich. Die Anzahl und die Höhe sowie die Anordnung dieser Fangstangen richten sich nach der Gebäudeklasse.

2.6 Terminplan Umsetzung

Nach der politischen Entscheidung über die Umsetzung der Photovoltaikanlage und der Erteilung des Planungsauftrags kann mit der Planung der Anlage begonnen werden. Für die Planung der Anlage werden 22 Wochen angesetzt. Dieser Zeitraum beinhaltet die Entwurfsplanung, die Ausführungsplanung, das Vorbereiten der Vergabe bis hin zum Versand der Ausschreibung. Der Zeitraum beinhaltet ebenfalls Zeiträume zur Entscheidungsfindung.

Für die Ausschreibung bis zur Beauftragung werden 8 Wochen angesetzt.

Für die Montage bis zur Inbetriebnahme der Anlage werden ebenfalls 8 Wochen angesetzt. Witterungsbedingt kann, auch bei schnellerer Entscheidungsfindung, der Montagebeginn erst ab März erfolgen.

Abbildung 3 fasst den Terminplan der Umsetzung zusammen.

Jahr Monat	2018							2019					
	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J
Entscheidung													
Planung													
Ausschreibung													
Umsetzung													

Abbildung 3: Terminplan Umsetzung

3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Um die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Anlage zu untersuchen, wird im Folgendem der erzielbare Ertrag der Solaranlage berechnet und dem Verbrauch des Gymnasiums gegenübergestellt. Weiter werden die notwendigen Investitionen, die Kosten für Betrieb und Wartung sowie die zu erwartenden Einnahmen durch Stromeinspeisung und vermiedenen Strombezug dargestellt. Darauf aufbauend wird die Wirtschaftlichkeit des Planungskonzepts für die jeweiligen Betriebskonzepte ermittelt. Sämtliche in der Wirtschaftlichkeitsberechnung dargestellten Preise verstehen sich als Brutto-Preise.

Es wird die in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschriebene Ausführung der Solaranlage betrachtet.

3.1 Verbrauch/Ertrag

3.1.1 Verbrauchslast

Für die Untersuchung wird der Lastverlauf des Jahres 2016 aus den 15-Minuten Lastmessungen des Energieversorgers verwendet. 2016 wurden **219.729 kWh** Strom bezogen.

Zusätzlich wurde die Last von 6 PKW-Ladestationen (à 11 kW) berücksichtigt. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die Ladestationen nur zu Betriebszeiten der Schule genutzt werden (Werktags, außer zu Ferienzeiten). Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass während der Betriebszeit der Schule die Anlage zu durchschnittlich 20 % ausgelastet ist. So ergibt sich ein jährlicher Stromverbrauch durch die Solaranlage von 34.742 kWh (ca. 8 % des bisherigen Verbrauches) durch die PKW-Ladestationen.

3.1.2 Ertrag Solaranlage

Der Ertrag der Solaranlage wird über stündliche Einstrahlungswerte aus einem Testreferenzjahr (TRY) des Deutschen Wetterdienstes ermittelt. Basis der Ertragsberechnung im Rahmen dieser Untersuchung ist das mittlere Zukunfts-TRY 2021 bis 2050 für Neubiberg (Klimaregion 13).

Die Erzeugung der Solaranlage beträgt im ersten Jahr **193.484 kWh**. Es wird eine Moduldegradation von 0,5 % pro Jahr berücksichtigt. Dadurch sinkt die Erzeugung bis zum 20. Jahr auf 175.907 kWh.

3.1.3 Eigenstromnutzung

Um die zu realisierende Eigenstromnutzung zu berechnen, wird für jede Stunde des Jahres dem Ertrag der Solaranlage der Stromverbrauch gegenübergestellt. Abbildung 4 stellt die Erzeugung im ersten Jahr und den Verbrauch des Jahres 2016 im Jahresgang dar. Wochenenden und Schulferien sind im Lastverlauf deutlich zu erkennen.

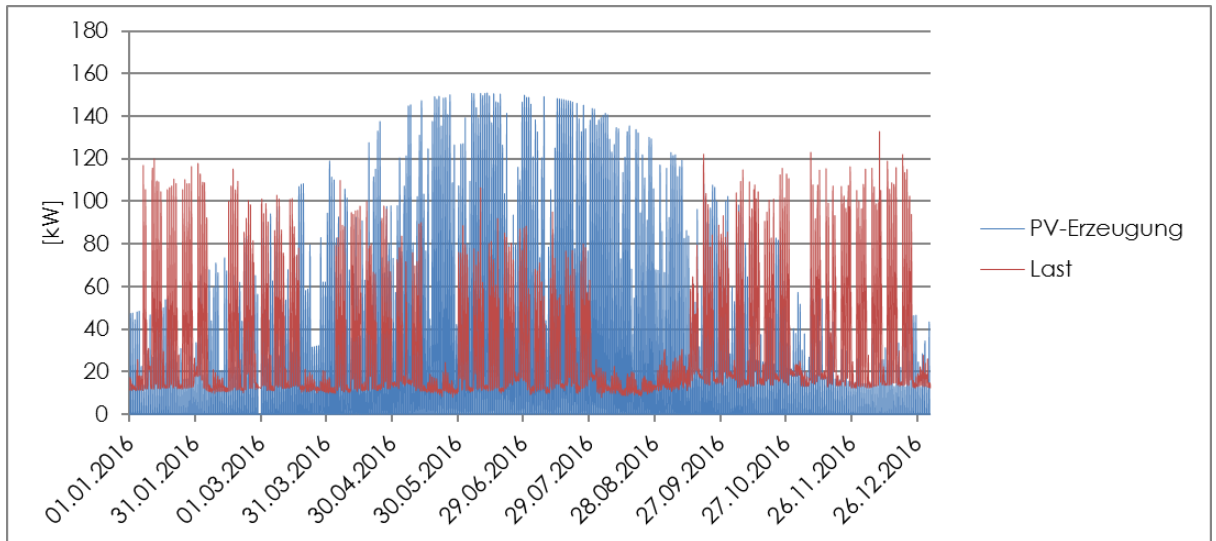


Abbildung 4: Stromlast und PV-Erzeugung

Im ersten Jahr können so **96.155 kWh** des selbst erzeugten Stroms selbst verbraucht werden. Das entspricht **49,7 %** des erzeugten Stroms. Die restlichen 69.843 kWh werden eingespeist. Der Deckungsbeitrag des selbst genutzten Stroms an der gesamten Stromlast beträgt 37,8 % im ersten und 34,4 % im 20. Jahr. Abbildung 5 stellt die realisierten Deckungsgrade über den Betriebszeitraum dar.

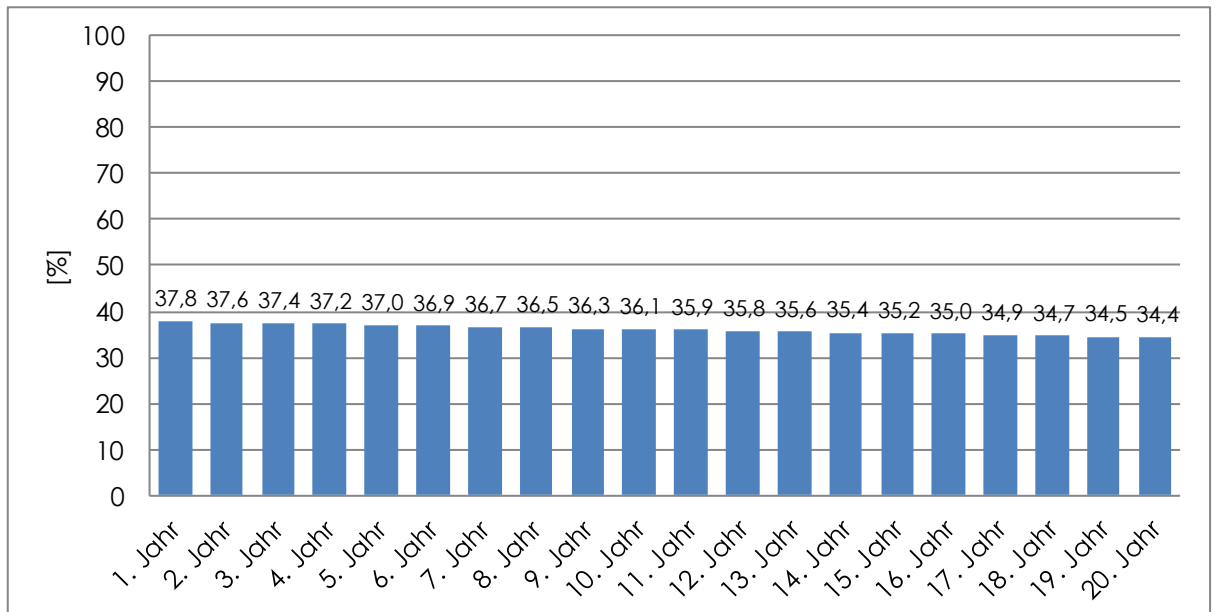


Abbildung 5: Entwicklung realisierter Deckungsbeitrag

Eine monatsweise Bilanzierung der Erzeugung (im ersten Jahr) und des Verbrauches (Verbrauchsjahr 2016) ist in Abbildung 6 dargestellt. Von Mai bis August übersteigt die Erzeugung den Verbrauch bilanziell. In den restlichen Monaten ist die Last deutlich höher als die Erzeugung.

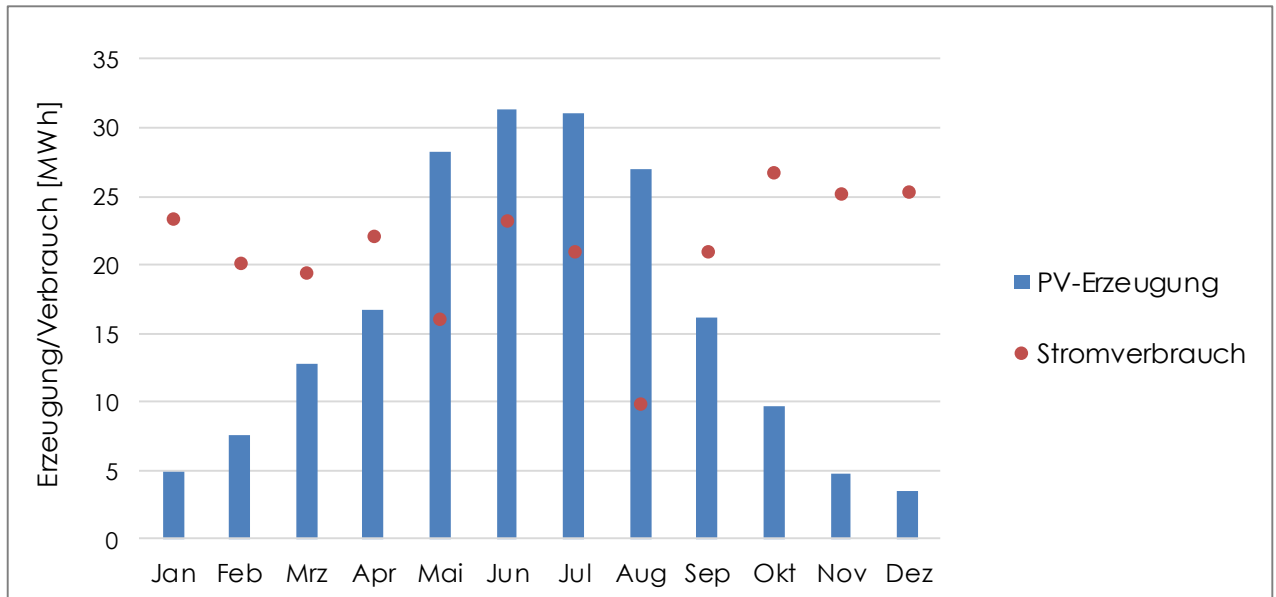


Abbildung 6: Erzeugung und Verbrauch auf Monatsbasis

Die folgenden Abbildung 7 bis Abbildung 9 stellen den Lastgang einzelner, für die Jahreszeit repräsentative, Werktage dar.

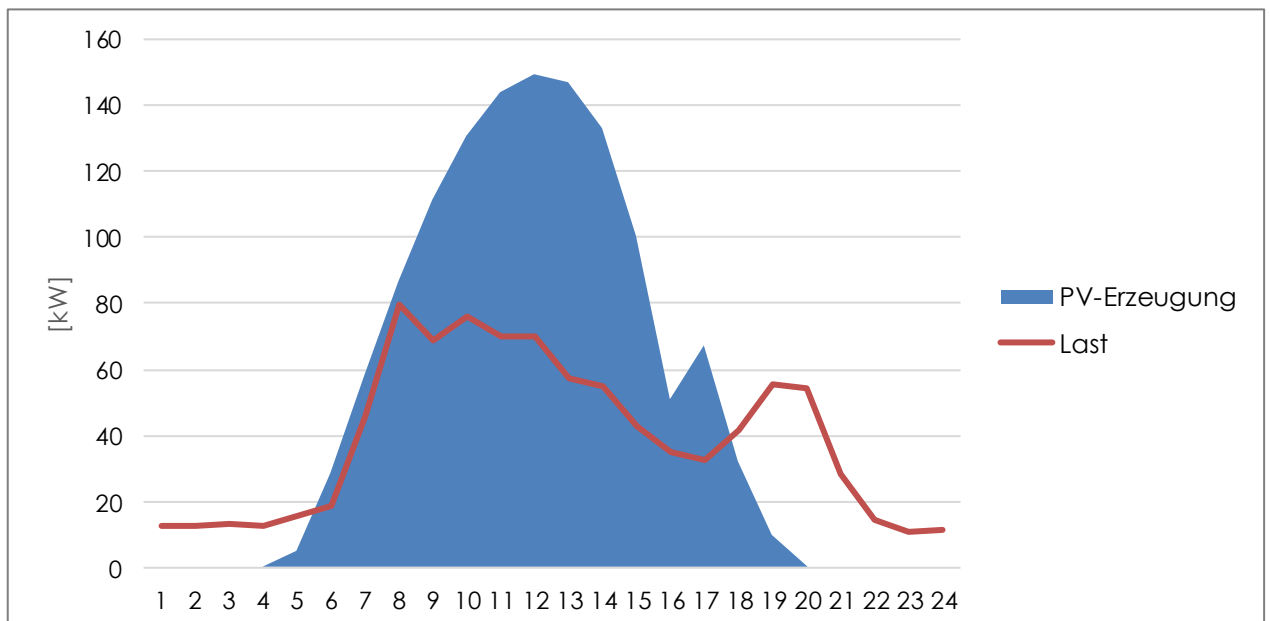


Abbildung 7: Tageslastgang Sommer (13. Juni)

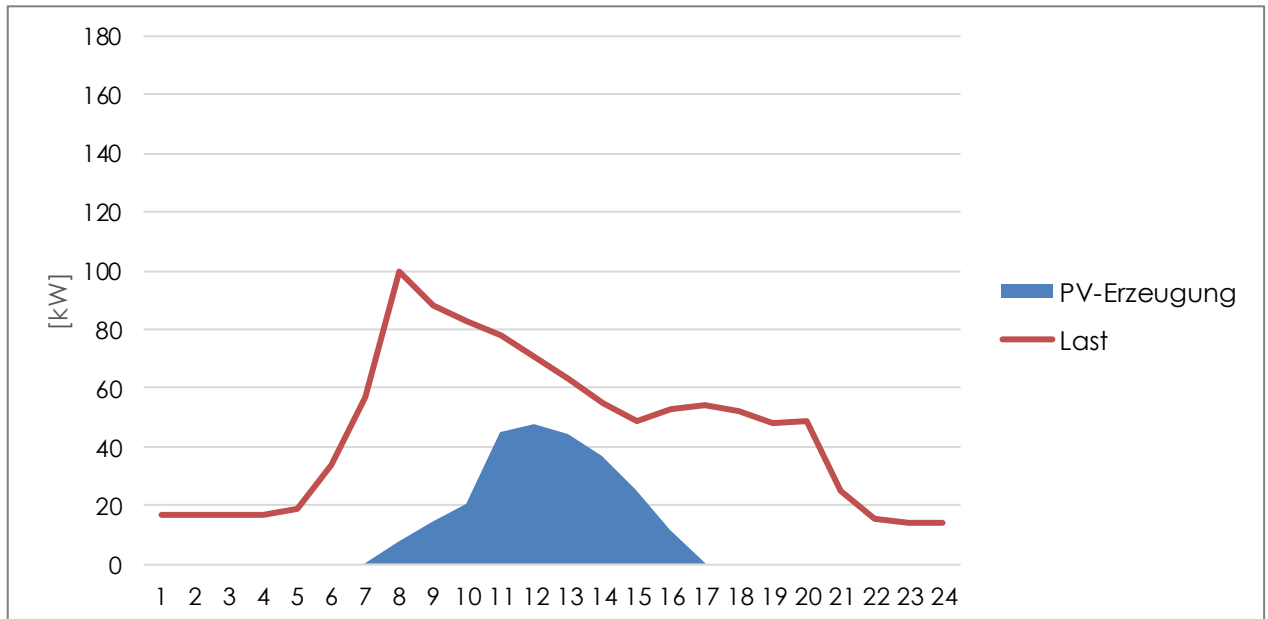


Abbildung 8: Tageslastgang Frühling/Herbst (19. Oktober)

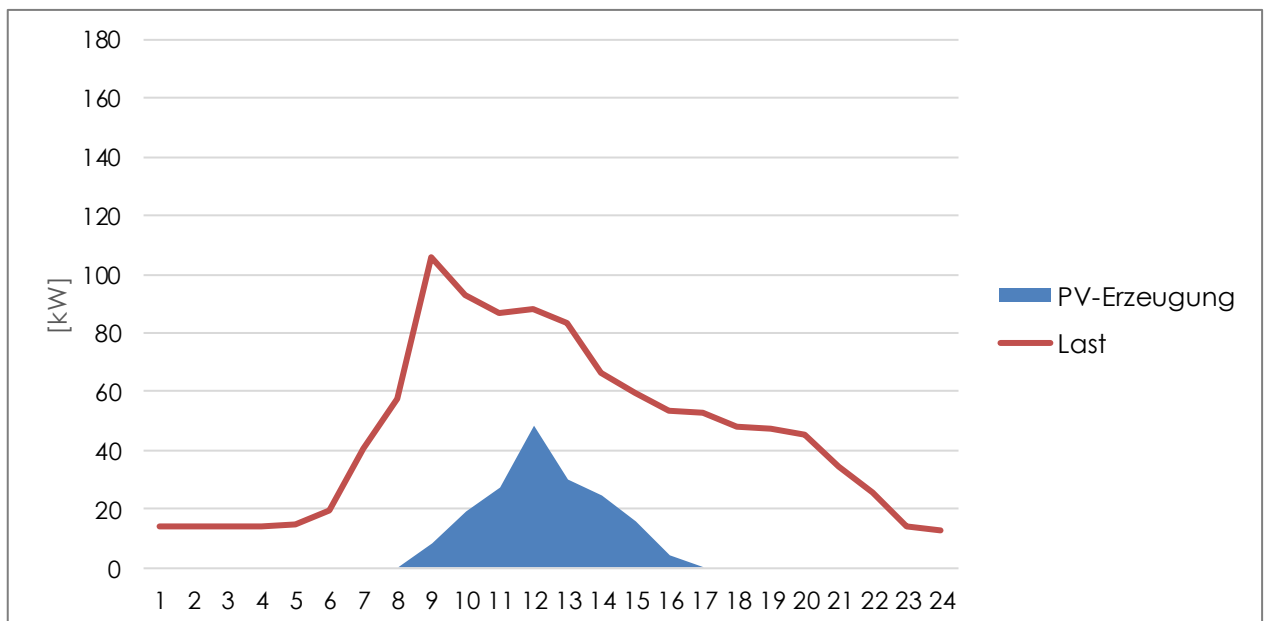


Abbildung 9: Tageslastgang Winter (20. Januar)

3.2 Investitionen

Die Investitionssumme in die Solaranlage beträgt insgesamt **262.772 €** (Brutto). Die Investitionen in die Solaranlage schlüsseln sich wie in Tabelle 5 dargestellt auf.

Tabelle 5: Investitionen

PV-Module	86.982 €
Montagesystem inkl. Dachdurchdringungen	30.902 €
Wechselrichter / DC-Entkoppler	39.179 €
Mess- und Überwachungstechnik	1.500 €
Verkabelung und Montage	14.229 €
sonstige Ausgaben	5.000 €
Planungskosten	43.026 €
Summe (Netto)	220.817 €
Summe (Brutto)	262.772 €

Dabei werden unter dem Punkt „Wechselrichter / DC-Entkoppler“ neben den Kosten für die Wechselrichter Kosten für AfDD (Brandschutzschalter), Feuerwehrrabschaltung, Überspannungsschutz, Lasttrenner, NH-Lasttrenner, FI, Strangkoppler, Kleinverteiler, Kabel und Zählerschrank zusammengefasst.

3.3 Betrieb/Wartung

Als Kosten für den Betrieb und die Wartung der Anlage werden 1.236 €/a (7 €/kW_{Peak}) angesetzt. Die jährlichen Ausgaben für Versicherungen betragen 622,3 €/a (0,35 % der Netto-Investitionssumme ohne Planungskosten). Für die Reinigung der Module werden 1071 €/a (1 €/m²_{Kollektorfläche}) aufgewendet. Zusätzlich wird die Miete der Stromzähler des EVUs in Höhe von 200 €/a berücksichtigt.

Insgesamt summieren sich die Wartungs- und Betriebskosten auf **3129 €/a**.

3.4 Einnahmen

Durch den Betrieb der Solaranlage ergeben sich zum einen Einnahmen über die Einspeisung des erzeugten Stroms ins öffentliche Stromnetz und zum anderen Einsparungen durch das Vermeiden von Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Die erzielbaren Einsparungen durch den Eigenverbrauch des erzeugten Stromes werden ebenfalls als Einnahmen betrachtet und bezeichnet.

3.4.1 Einspeisung

Die Vergütung des eingespeisten Stroms erfolgt nach dem Marktprämienmodell des EEG 2017.

Voraussetzung für die Nutzung des Marktprämienmodells ist, dass der erzeugte Strom direktvermarktet wird (selbst oder durch Dritte z.B. Direktvermarktungsunternehmen). Zusätzlich muss die Fernsteuerbarkeit der Anlage möglich sein.

Die Höhe der Marktprämie die der Anlagenbetreiber im Rahmen des EEGs erhält berechnet sich aus der Differenz des anzulegenden Wertes nach §49 EEG 2012 und einem Monatsmarktwert der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht wird und dem durchschnittlichen Marktwert im jeweiligen Monat entspricht.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass durch die Direktvermarktung des eingespeisten Stroms der veröffentlichte Monatsmarktwert erreicht wird und somit die gesamte Vergütung des

eingespeisten Stroms dem anzulegenden Wert entspricht. In Tabelle 6 sind die anzulegenden Werte Wohngebäude, Lärmschutzwände und Gebäude nach § 48 Absatz 3 EEG dargestellt.

Entsprechend der Leistungsgröße wird bei den folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der eingespeiste Strom mit 11,01 ct/kWh vergütet.

Tabelle 6: Anzulegende Werte nach § 48 Absatz 3 EEG

	bis 10 kW _{Peak}	bis 40 kW _{Peak}	bis 750 kW _{Peak}
ab 01.01.2018 in ct/kWh	12,60	12,27	11,01

Unter Berücksichtigung der Eigenstromnutzung wird somit im ersten Jahr Strom im Wert von 10.716 € eingespeist über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren werden so in Summe **204.438 €** eingenommen.

Wird der erzeugte Strom nicht selbst genutzt, wie es im Fall des Betriebes der Anlage durch Dritte der Fall ist, werden im ersten Jahr 21.303 € eingenommen. Über den Betrachtungszeitraum ergeben sich Einnahmen in Höhe von **406.409 €**.

3.4.2 Eigenverbrauch

Durch das Vermeiden von Strombezug aus dem öffentlichen Netz werden Kosten vermieden, die der Solaranlage als Einnahme zugeschrieben werden. Um die Höhe dieser Gutschrift abzuschätzen, wurde auf Basis der aktuellsten vorliegenden Strom-Monatsabrechnung (Mai 2017) ein durchschnittlicher Strompreis für die verbrauchsabhängigen Komponenten der Abrechnung errechnet. Dieser beträgt im Mai 2017 18,09 ct/kWh (Brutto).

Um zukünftige Energiepreisteigerungen zu berücksichtigen wird eine Teuerungsrate des Strombezugspreises von 1 % betrachtet.

Im ersten Jahr ergeben sich über das Vermeiden von Strombezug Einnahmen von 17.716 €, im Betrachtungszeitraum **364.744 €**

EEG-Umlage

Für die selbstverbrauchte Strommenge muss 40 % der EEG-Umlage entrichtet werden. Im Jahr 2018 beträgt die EEG-Umlage 6,792 ct/kWh. Entsprechend werden den Einnahmen aus der Vermeidung des Strombezugs im ersten Jahr um 3.109 € und über den gesamten Betrachtungszeitraum um 59.307 € verringert.

Umsatzsteuer auf selbst verbrauchten Strom

Für den Fall, dass auf den selbst verbrauchten Strom Umsatzsteuer entrichtet werden muss, verringern sich die Einnahmen im ersten Jahr um 3.305 € und über den gesamten Betrachtungszeitraum um 69.301 €.

3.5 Wirtschaftlichkeit

Aus den Ergebnissen der vorausgegangenen Arbeitsschritte werden in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 die Jahresgesamtkosten für die einzelnen Varianten ermittelt. In einer Annuitätenbetrachtung wird die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlage berechnet und über eine dynamische Amortisationsrechnung dargestellt.

Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten ergeben sich aus den Investitionen (Tabelle 5) in Verbindung mit dem Kalkulationszins und Betrachtungszeitraum angelehnt an die VDI-Richtlinie 2067.

Für die Berechnung der jährlichen kapitalgebundenen Kosten wurde der Einsatz von 100 % Fremdkapital sowie ein **kalkulatorischer Zinssatz von 2 %** angenommen. Die Abschreibungszeiträume der einzelnen Investitionen sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Abschreibungszeiträume (Jahre)

PV-Module	20
Montagesystem	20
Wechselrichter / DC-Entkoppler	15
Mess- und Überwachungstechnik	15
Verkabelung und Montage	20
sonstige Ausgaben	20
Planungskosten	20

Bezogen auf die Brutto-Investitionen ergeben sich so Kapitalkosten von 16.877 €/a. Über den gesamten Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ergeben sich Kapitalkosten in Höhe von **337.544 €**.

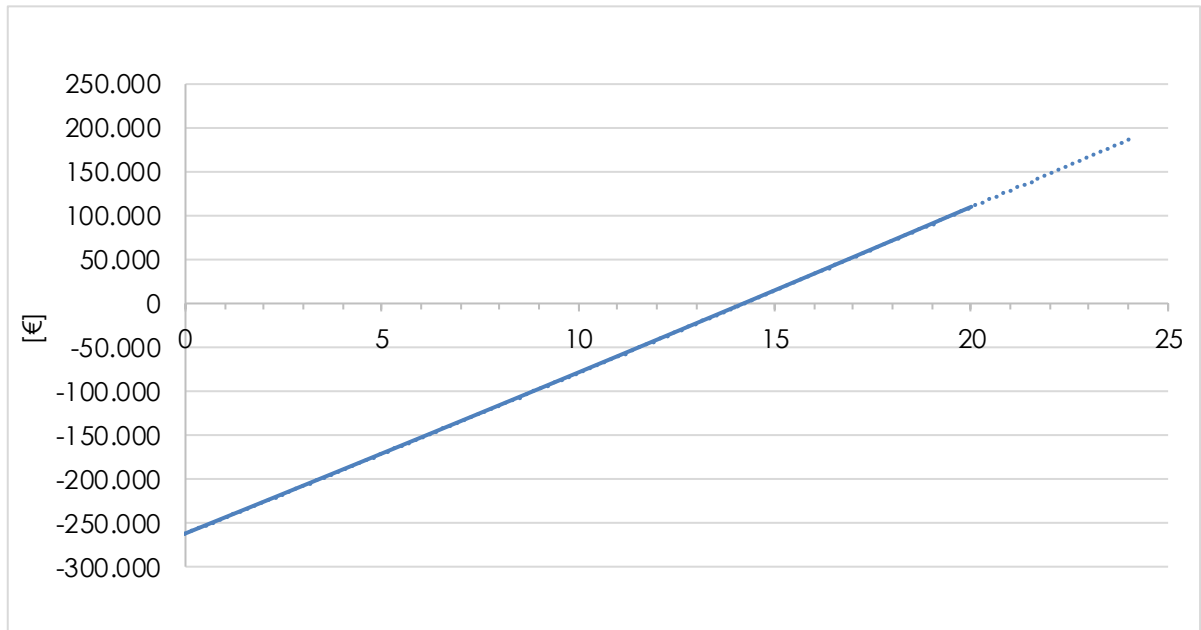
Betriebsgebundene Kosten

Die betriebsgebundenen Kosten bestehen aus den in Kapitel 3.3 beschriebenen Kosten für Betrieb und Wartung der Anlage. Über den gesamten Betrachtungszeitraum Kosten in Höhe von **62.576 €** an.

3.5.1 Ergebnis Betrieb mit Eigenstromverbrauch

Wird die Anlage mit Eigenstromverbrauch betrieben und es muss keine Mehrwertsteuer auf selbst verbrauchten Strom abgeführt werden, ergibt sich nach 20 Jahren ein **Überschuss von 109.755 €**.

Wie in Abbildung 10 dargestellt, ergibt sich eine Amortisation der Anfangsinvestition von 262.772 € nach **14,2 Jahren**.



**Abbildung 10: Dynamische Amortisation unter Berücksichtigung des Eigenstromverbrauches
- ohne Mehrwertsteuer auf selbst verbrauchten Strom**

Muss auf den selbstverbrauchten Strom Mehrwertsteuer abgeführt werden amortisiert sich die Anlage nach **17,4 Jahren**. Der erzielte Überschuss verringert sich auf **60.883 €**.

3.5.2 Betrieb durch Dritte

Wird die Anlagen durch Dritte betrieben erfolgt kein Eigenstromverbrauch und der gesamte erzeugte Strom wird eingespeist. Dadurch sinken die erzielbaren Einnahmen im ersten Jahr auf 21.303 € und über den Betrachtungszeitraum werden 558.035 € eingenommen. Im ersten Jahr ergibt sich so ein Überschuss von 1.297 €. Über den gesamten Betrachtungszeitraum ergibt sich ein Gewinn von lediglich **6.290 €**. Die Amortisation wird nach 19,5 Jahren erreicht.

4 CO₂-Einsparungen

Die Ermittlung der eingesparten CO₂-Emissionen beruht auf dem CO₂-Emissionsfaktor für den deutschen Strommix in aus dem Jahr 2016 von 527 g/kWh¹.

Im ersten Jahr ergibt sich durch die erzeugte Strommenge eine **CO₂-Einsparung von 102 t/a**. Die Entwicklung der vermiedenen CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum ist in Abbildung 11 dargestellt.

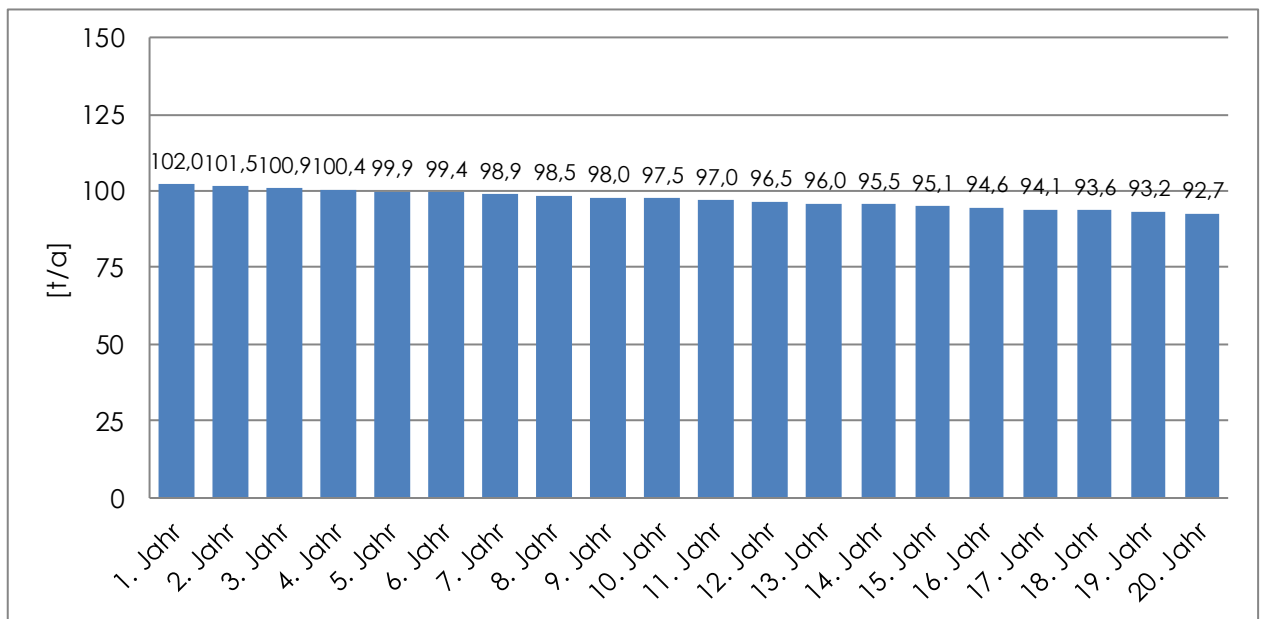


Abbildung 11: Vermiedene CO₂-Emissionen

¹UMWELTBUNDESAMT (Hrsg.) (2017) Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2016. CLIMATE CHANGE 15/2017. Dessau: Umweltbundesamt

5 Zusammenfassung / Empfehlung

Für die Dachflächen der Realschule Neubiberg wurde, unter der Prämisse die zur Verfügung stehende Fläche maximal auszunutzen, eine PV-Anlage mit insgesamt 654 Modulen konzipiert, die gemeinsam eine Anlagenleistung ca. 177 kW_{Peak} besitzen.

Die Anlage erzielt im ersten Betriebsjahr einen Stromertrag von 193.484 kWh, wodurch 102 t an CO₂-Emissionen vermieden werden.

Es wurde ein Betriebskonzept mit Eigenstromnutzung mit einem Betriebskonzept ohne Eigenstromnutzung verglichen.

Durch Eigennutzung des selbst erzeugten Stroms kann im ersten Betriebsjahr eine Strommenge von 96.155 kWh selbst genutzt bzw. deren Zukauf vermieden werden.

Unter Berücksichtigung des Eigenverbrauches amortisiert sich die PV-Anlage nach 14,2 Jahren. Wird die gesamte Strommenge ins Netz eingespeist, beträgt die Amortisationszeit 19,5 Jahre.

Nicht die gesamte zur Verfügung stehende Fläche auszunutzen und so den Anteil des selbst verbrauchten Stroms zu erhöhen, bietet im Falle der Realschule Neubiberg keinen wirtschaftlichen Vorteil.

Die Ersteller der Machbarkeitsuntersuchung empfehlen die Umsetzung der konzipierten Anlage unter der Voraussetzung, dass die Anlage durch den Zweckverband betrieben wird und so die Eigenstromnutzung umgesetzt werden kann.

Anlagenverzeichnis

Anlage I Dachaufsicht „PV-Anlage Realschule Neubiberg“