

# Bauwerkintegrierte Photovoltaik in Fassaden – energetische Bilanzierung

Christian Popp  
TU Dresden, Institut für Baukonstruktion  
Dresden, Deutschland

Dorothea Koallick  
TU Dresden, Institut für Baukonstruktion  
Dresden, Deutschland

Bernhard Weller  
TU Dresden, Institut für Baukonstruktion  
Dresden, Deutschland





# Bauwerkintegrierte Photovoltaik in Fassaden – energetische Bilanzierung

## 1. Bauwerkintegrierte Photovoltaik in Fassaden

Photovoltaik(PV)-Module können additiv am Gebäude montiert oder in die Gebäudehülle integriert werden. Die additive Montageform der PV wird als *Building applied Photovoltaic* (BAPV) bezeichnet während die Bauwerksintegration der PV in die Gebäudehülle als *Building integrated Photovoltaic* (BIPV) benannt wird. Fassadenintegrierte Photovoltaik zählt zur BIPV und ersetzt konventionelle Fassadenbekleidungen durch PV-Module. Normativ spricht man nach der EN 50583 von BIPV, «wenn PV-Module eine konstruktive Komponente des Gebäudes darstellen und eine der in der Europäischen Richtlinie für Bauprodukte CPD 89/106/EWG definierten Funktionen erfüllen». Das BIPV-Modul übernimmt demnach relevante Gebäudefunktionen, wie mechanische Festigkeit und strukturelle Integrität, primärer Witterungsschutz gegen Regen, Schnee, Wind und Hagel, Energieeinsparung, Abschattung, Tageslichtbeleuchtung, Wärmedämmung, Brandschutz oder Schallschutz. Zeitgleich werden die sonst ungenutzten Flächen zur Energiegewinnung aktiviert. Abbildung 1 stellt die möglichen BIPV-Montagemöglichkeiten nach EN 50583 dar, wobei sich die Varianten 1 und 2 (v. l.) auf Dachsysteme beziehen, die Varianten 3 und 4 (v. l.) als BIPV-Fassadenintegration einzuordnen sind und Variante 5 (v. l.) in der Regel Sonderfälle der Fassadenintegration, wie PV-Sonnenschutzsysteme oder Balkonbrüstungen darstellt. [1]

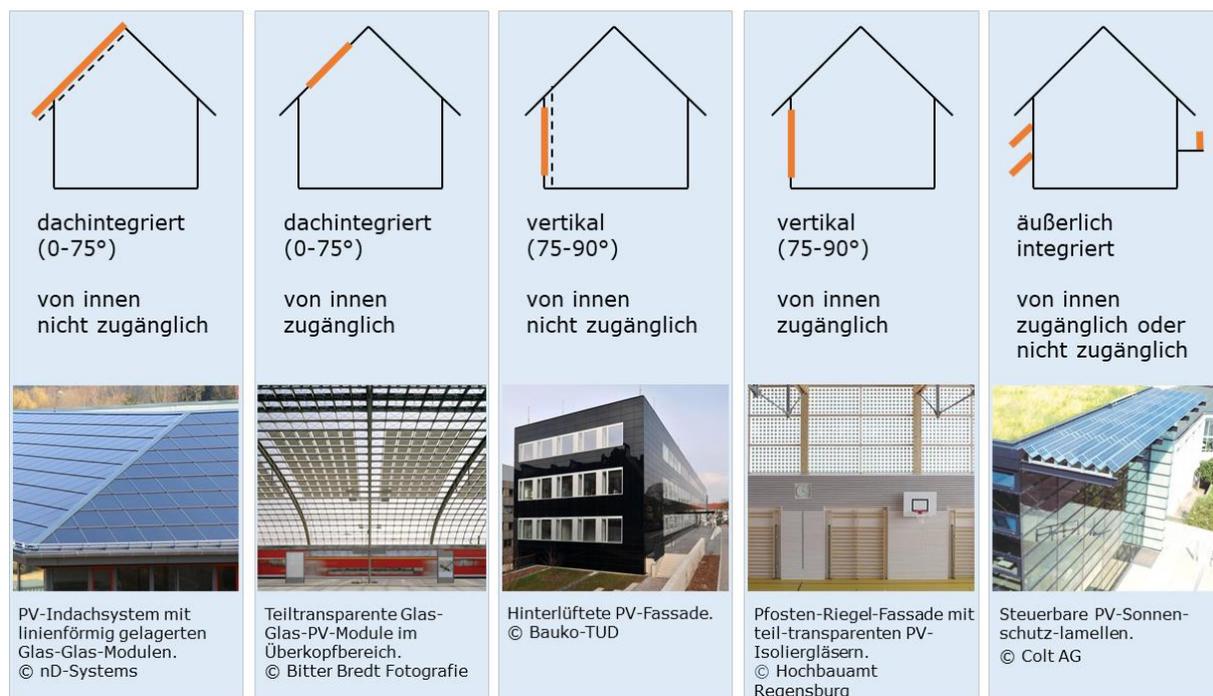


Abbildung 1: Montagemöglichkeiten der bauwerkintegrierten Photovoltaik nach EN 50583.

Die normative Definition lässt jegliche gestalterischen Anforderungen unberücksichtigt. Gerade bei der Fassade als «Gesicht» des Gebäudes sind jedoch die visuellen Anforderungen und der regionale, städtebauliche und soziokulturelle Kontext von hoher Bedeutung. Laut Krippner sind daher für eine erfolgreiche Integration von Solaranlagen in das Gebäude «wesentlich im Sinne einer architektonischen Integration [...] neben den baukonstruktiven und energetischen Aspekten die schlüssige Einbindung in ein übergeordnetes Gestaltungskonzept.» [2].

Die Fassade stellt die Trennschicht zwischen dem Innenraum und der Außenumgebung dar. Gleichmaßen bildet sie das Gesicht und prägt die Außenwirkung eines Gebäudes. Sie muss ihre Schutzfunktionen vor u. a. schwankenden Witterungsbedingungen, Schall-

quellen, Staub- und Luftverunreinigung, mechanischen Beanspruchungen und elektromagnetischer Strahlung erfüllen und zusätzlich den soziokulturellen Ansprüchen des regionalen städtebaulichen Kontexts gerecht werden. Dies führt dazu, dass konstruktive, bauphysikalische aber auch ästhetische Anforderungen an eine Fassade gestellt werden. Diese müssen gleichermaßen berücksichtigt werden, um eine sichere Konstruktion zu entwickeln, die an die örtlichen klimatischen Gegebenheiten angepasst ist und so Energieeinsparung und ein behagliches Raumklima ermöglicht, jedoch auch den regionalen städtebaulichen Kontext widerspiegelt. [3, S. 18] Bei der Integration von Photovoltaik in die Fassade werden weitere elektrische, ertragsbedingte und wirtschaftliche Anforderungen relevant. Das führt zu einer erhöhten Komplexität bei der Planung der Anlagen und kann Konflikte zwischen den Gewerken und Fachdisziplinen erzeugen. So kann sich z. B. die Fokussierung auf die Wirtschaftlichkeit zu Lasten der Ästhetik auswirken. Umgekehrt können lokale Besonderheiten, der städtebauliche Kontext sowie der Denkmal- und Umgebungsschutz eine gestalterisch besonders anspruchsvolle BIPV-Integration erfordern bzw. diese gänzlich versagen.

Die Potentiale von PV-Fassaden werden bereits seit den 1990er Jahren erforscht [4], [5] und bereits im Jahr 1991 erfolgte mit dem Verwaltungsgebäude des Energieversorgers STAWAG Stadtwerke Aachen die weltweit erste Anwendung und Errichtung einer fassadenintegrierten Photovoltaikanlage [2], [6]. Die PV-Anlage mit polykristallinen Solarzellen in Isolierverglasungen ist heute, über 30 Jahre nach ihrer Errichtung, noch in Betrieb und nahezu im ursprünglichen Zustand, wie in Abbildung 2 zu sehen ist. [7]



Abbildung 2: PV-Pfosten-Riegel-Fassade am STAWAG-Gebäude in Aachen. (Foto: STAWAG.)

Innerhalb der letzten 30 Jahre gab es eine Reihe an technologischen Entwicklungen in den Bereichen der Elektrotechnik, Konstruktion, Fertigung und Gestaltung. Eine Vielzahl individueller Objekte mit BIPV-Fassaden belegen, dass inzwischen für alle gebräuchlichen Formen der Fassadenkonstruktionen und Gebäudetypen BIPV-Lösungen entwickelt und realisiert wurden. Zudem wird beim Vergleich der PV-Fassaden am STAWAG-Gebäude (Abbildung 2) und am Walther-Hempel-Bau der TU Dresden (Abbildung 3) deutlich, dass der gestalterische Anspruch aber auch die technischen Möglichkeiten, um diesen zu wahren, sich stark weiterentwickelt haben.



Abbildung 3: Hinterlüftete Photovoltaik-Fassade am Walther-Hempel-Bau der TU Dresden. (Foto: Bauko TUD.)

## 2. Aspekte von BIPV-Fassaden

### 2.1. Ertragssituation

Die Sonnenstrahlung als Antrieb des photovoltaischen Effekts unterliegt naturgemäßen Schwankungen. Neben den Tag- und Nachtzeiten aufgrund der Erdrotation entstehen durch die Neigung der Erdrotationsachse die Jahreszeit, die sich in den solaren Strahlungsintensitäten, Einstrahlungswinkeln und den Witterungsbedingungen stark unterscheiden. Zusätzlich erhalten Regionen auf der nördlichen Erdhalbkugel in den nördlicheren Breiten geringere absolute Jahreseinstrahlungswerte als weiter südlich beziehungsweise äquatorial gelegene Standorte. Auch in Deutschland zeigt sich dies, wobei nördlich gelegene Standorte (z. B. Hamburg) rund 15 % weniger Solarstrahlung pro Jahr erreichen als südlich gelegene Standorte (z. B. Garmisch-Partenkirchen). [8, S. 86 ff.]

Neben dem Standort ist jedoch auch die Flächenorientierung und Neigung der PV-Module entscheidend für den Ertrag. Hier besitzt die Einbausituation in der Fassade in der Regel geringere Einstrahlungswerte und PV-Erträge als optimal ausgerichtete Dachsysteme. Da jedoch nicht immer eine optimale Orientierung der Dachflächen vorliegt und diese aufgrund von Einbauten, Dachgaupen oder begrenzter Fläche nicht (ausreichend) genutzt werden können, lohnt sich die Betrachtung der Fassade, da hier immer eine Gebäudefläche Richtung Süden orientiert ist. So zeigt Abbildung 4, dass der Jahresertrag einer Südfassade vergleichbar zu ostorientierten Dachflächen und darüber hinaus gleichmäßiger über das Jahr verteilt ist. Gerade in den Wintermonaten und in der Übergangszeit, wenn ein hoher Energiebedarf besteht, besitzt die Südfassade Vorteile gegenüber west- und ostorientierten Dachflächen. Somit sind PV-Fassaden im Hinblick auf einen möglichst hohen Deckungsgrad des Gebäudeenergiebedarfs eine sinnvolle Alternative bzw. Ergänzung zu dachintegrierten PV-Systemen.

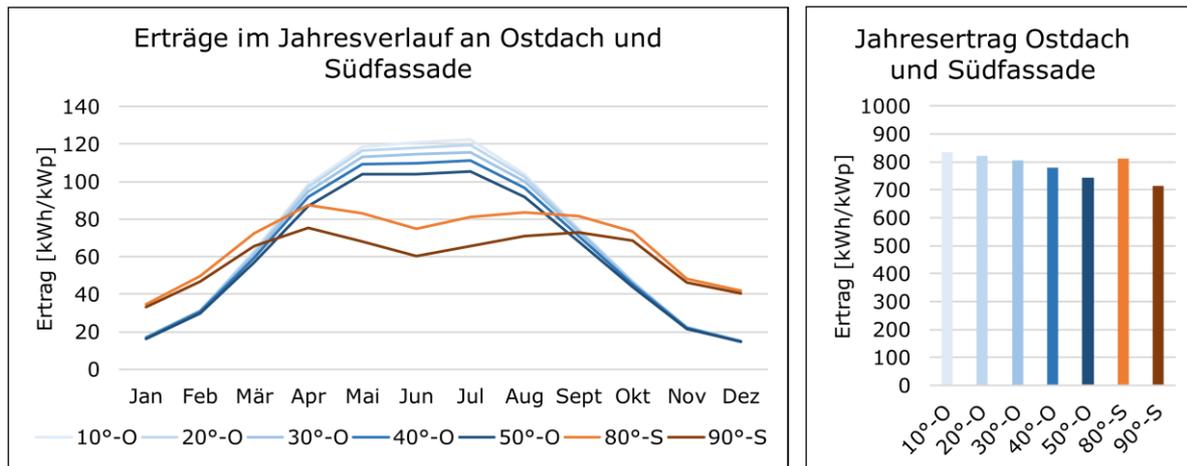


Abbildung 4: PV-Erträge pro kWp installierter Anlagenleistung in Potsdam an ostorientierten Dachflächen und an Südfassaden. (Daten: PVGIS © European Union, 2001-2021.)

Die aktuellen Energieszenarien zur Reduktion bzw. Vermeidung fossiler und nuklearer Energieträger basieren auf der Steigerung der erneuerbaren Energien in Kombination mit Energiespeicherung und -umwandlung, der Nutzung flexibler Verbraucher und der Kopplung der Verbrauchssektoren (z. B. Wärme und Elektrizität). [9] Aufgrund der beschriebenen tages- und jahreszeitbedingten Schwankungen der Solarstrahlung sind für diesen Transformationsprozess ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien und eine stetigere PV-Stromproduktion mit Erträgen in Frühjahr und Herbst sowie in den Morgen- und Abendstunden notwendig. [10]

Die Aktivierung der (Süd-)Fassaden durch BIPV fördert dies und baut so die Erträge abseits der sommerlichen PV-Stromerzeugungsspitzen aus. Darüber hinaus ermöglichen intelligentes Lastmanagement und flexible Verbraucher die Orientierung des Energieverbrauchs am Energieertragsprofil und damit die Steigerung des objektspezifischen Ausnutzungsgrads der BIPV-Systeme. [11] Zusätzlich reduziert diese gezielte Flächenbelegung den lokalen Netzstrombezug und die Netzeinspeisung, was in Kombination mit Batteriespeichern und Lastmanagementsystemen die Stromnetze entlastet. [2, S. 26 ff.]

## 2.2. Wirtschaftlichkeit

Mit der im Jahr 2000 im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eingeführten EEG-Vergütung wurde der von PV-Anlagen ins Netz eingespeiste Strom bundesweit finanziell vergütet, wodurch die solare Stromerzeugung an Wirtschaftlichkeit und Nachfrage gewann. Gut geplante und ertragreiche PV-Anlagen stellten seitdem aufgrund der für 20 Jahre festgelegten Vergütung planbare Investments mit profitablen Renditen dar. Seit Anfang der 2000er Jahre wurde die EEG-Vergütung jedoch schrittweise verringert und verlor inzwischen jede förderpolitische Wirkung. [12, S. 39]

Zeitgleich ist ein Ansteigen der Strompreise zu beobachten. So wurde Anfang 2012 für Haushalte mit kleineren PV-Anlagen die Netzparität erreicht – der mit einer Photovoltaikanlage erzeugte Strom bzw. die EEG-Vergütung liegen seitdem unter dem Preis des Netzstroms (siehe Abbildung 5, links). Während es vor der Netzparität wirtschaftlicher war, möglichst hohe PV-Erträge zu erzeugen und diese direkt ins Netz einzuspeisen, ist es seitdem rentabler, möglichst viel des produzierten PV-Stroms selbst zu verbrauchen. Die Substitution des Netzstroms durch eigenen PV-Strom rückte somit in den Fokus der Betreiber:innen von PV-Anlagen. Im Zuge enormer Energiepreissteigerungen im Frühjahr 2022 wurde die endgültige Abschaffung der EEG-Vergütung beschlossen. [13] Dies wird die Bedeutung des Eigenverbrauchs nochmals steigern.

Betrachtet man die Entwicklung der Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien in den letzten Jahren, so ist zu beobachten, dass die Kosten fossiler Stromerzeugung zunehmend angestiegen sind, während die Stromgestehungskosten erneuerbarer Technologien wie Wind und Photovoltaik stetig gesunken sind (siehe Abbildung 5, rechts). Die sinkenden Stromgestehungskosten der PV sind vor allem auf stark sinkende Investitionskosten von PV-Anlagen zurückzuführen, die sich zwischen 2008 und 2019 unabhängig von

der Anlagengröße mehr als halbiert haben. Grundsätzlich bestehen bei den Anlagenpreisen jedoch starke Preisschwankungen, wie eine bundesweite Preisermittlung zwischen 2017 und 2018 ergeben hat. Im Mittel sinken die Kosten jedoch mit der Anlagengröße. Während die Kosten einer 2 kWp-Anlage bei etwa 2000 €/kWp lagen, kostete eine 10 kWp-Anlage etwa 1600 €/kWp. [14, S. 8 ff.]

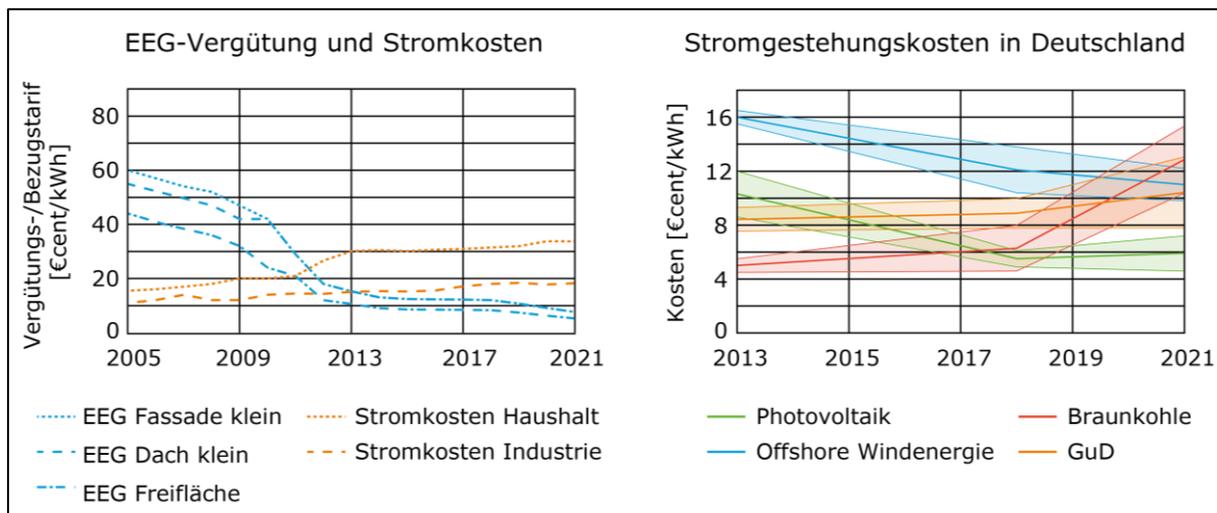


Abbildung 5: Links: Entwicklung EEG-Vergütung und Strompreise. (Daten: Solarenergie Förderverein Deutschland e.V. und Statista.)

Rechts: Entwicklung der Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien. (Daten: Fraunhofer ISE.)

Diese Prognose lässt sich auch auf den Bereich der fassadenintegrierten Photovoltaik übertragen. Allerdings treffen dort die Bereiche des Bauwesens und der Energiewirtschaft und damit unterschiedliche Bewertungsansätze aufeinander. Während im Bauwesen oft nur die Investitionskosten im Fokus stehen, wird in der Energiewirtschaft die Investition zusammen mit der gesamten Nutzungsphase und darin anfallenden Kosten und Gewinnen bilanziert. Dadurch lässt sich auch die Amortisation einer Investition, also der Zeitpunkt, an dem die aufgewendeten Investitionskosten durch den Ertrag einer Anlage erwirtschaftet wurden, ermitteln.

Pauschale Aussagen zur Ökonomie von BIPV-Systemen sind allerdings mit einer größeren Unsicherheit behaftet. Dies liegt an der großen Preisspanne der verfügbaren BIPV-Systeme, allgemein hohen Preisschwankungen im Baubereich, einer Vielzahl an Ausführungsvarianten und gebäudespezifischen Ertragssituationen sowie Stromnutzungskonzepten. Präzise Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einer BIPV-Anlage können daher nur fallspezifisch für definierte Systemrandbedingungen getroffen werden.

Betrachtet man die Investitionskosten einer BIPV-Fassade und eines konventionellen Fassadensystems, ist die Vergleichsführung entscheidend. So sind die Investitionskosten pro Quadratmeter einer hinterlüfteten CIGS-PV-Fassade etwa doppelt so hoch wie die einer hinterlüfteten Fassade mit Holz- oder Aluminiumbekleidung. Dies ändert sich jedoch beim Vergleich der CIGS-PV-Fassade mit architektonisch und konstruktiv anspruchsvolleren Fassadensystemen. Dort liegen die Investitionskosten der CIGS-PV-Fassade in einem ähnlichen Bereich wie die hinterlüfteter Fassaden mit Faserzement- oder Glasbekleidung und können sogar nur halb so hoch sein wie die einer hochwertigen Natursteinfassade. [15, S. 70 ff.]

Die fortschreitende Sektorenkopplung zwischen Strom, Wärme und Verkehr, steigende Strom- und Energiepreise sowie sinkende Investitions- und Stromgestehungskosten bei der Photovoltaik verstärken somit die Rentabilität von PV-Systemen in den letzten Jahren. Zukünftige Entwicklungen, wie der seit Januar 2021 eingeführte CO<sub>2</sub>-Preis, der in den kommenden Jahren stetig steigen wird, werden diesen Trend weiter verstärken. [16] Auswirkungen politischer Entwicklungen und Spannungen, wie sie im Zuge des Angriffskriegs von Russland auf die Ukraine im Frühjahr 2022 auftraten, verstärken die Bedeutung einer unabhängigen und fossilsfreien Energieversorgung und bringen die erneuerbaren Energien zusätzlich in den Fokus von Politik und Gesellschaft. Somit ist mit einer zunehmenden

Förderung, Nachfrage und Wirtschaftlichkeit von BIPV-Systemen zu rechnen. So wurde für Deutschland unter Berücksichtigung der EEG-Vergütung prognostiziert, dass eine Investition im Jahr 2030 in eine BIPV-Fassadenanwendungen in Abhängigkeit des Gebäudenutzungsprofils und des BIPV-Fassadentyps eine Rendite zwischen 7,3 % und 9,3 % erzielt. [17, S. 36] Dies spiegelt sich auch in einer aktuellen Marktanalyse wider, die für den globalen BIPV-Markt ein Wachstum um 23,9 % zwischen 2020 und 2025 prognostiziert. [18, S. 1]

### 2.3. Flächenpotentiale der Fassade

Um den gesamten Energiebedarf Deutschlands mit erneuerbaren Energien zu decken, werden mehr Photovoltaikflächen benötigt. Die fassadenintegrierte PV kann hierfür einen entscheidenden Beitrag leisten. Wenn Dachflächen nicht ausreichen bzw. nicht nutzbar sind, kann (zusätzlich) die Fassade mit PV aktiviert werden. Hierbei sollte aufgrund der in Kapitel 2.1 beschriebenen Vorteile die Südfassade favorisiert werden.

Darüber hinaus besitzt die fassadenintegrierte PV das Potential, einen Kernbestandteil der deutschlandweiten Versorgung mit erneuerbaren Energien zu bilden. So wäre gemäß einer Studie das 2015 theoretisch nutzbare PV-Flächenpotential der Fassaden in Deutschland ausreichend, um den gesamten elektrischen Energiebedarf des Landes in diesem Jahr zweimal zu decken. [19, S. 250] Eine weitere Studie ermittelte deutschlandweit insgesamt 5000 km<sup>2</sup> BIPV-Modulfläche an Gebäuden, von denen 56 % Dächern und 44 % Fassaden zugeordnet werden. BIPV an diesen Flächen würde 742 TWh Solarstrom pro Jahr erzeugen. [20, S. 852 ff.] Die potentiellen BIPV-Erträge dieser Studie sind etwas geringer, dennoch liegen sie um den Faktor 1,4 über dem Stromverbrauch Deutschlands, der von 2015 bis 2030 durchschnittlich 517 TWh betragen wird. [21, S. 73]

Der Europäischen Union zufolge sind 75 % des Gebäudebestands in der EU nicht energieeffizient [22] und müssen im Zuge des Green Deals in den kommenden Jahren energetisch saniert werden [23]. Hier besteht ein enormes Potential an ungenutzten Gebäudeflächen, die durch BIPV-Integration zur Erzeugung erneuerbarer Energien aufgewertet werden können. Die größten Fassadenflächen liegen gemäß einer weiteren BIPV-Potentialanalyse [24] zu 60,06 % an Wohngebäuden, 22,23 % an Gewerbe und Industriebauten und 4,93 % an Gebäuden für Land- und Forstwirtschaft.

### 2.4. Ökologische Vorteile von BIPV

Gemäß der Novelle des Klimaschutzgesetzes der Bundesregierung wird ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand bis zum Jahr 2045 angestrebt. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen die am Bau Beteiligten Emissionen und Fehlinvestitionen in nicht zielführende Technologien vermeiden – „Energieeffizienz und die Integration erneuerbarer Energien im einzelnen Gebäude [sind] die wesentlichen Eckpfeiler“ [25, S. 44]. Der Stromverbrauch Deutschlands wird im Jahr 2050 trotz der wachsenden Elektrifizierung im Gebäudebereich und im Verkehrssektor aufgrund von steigenden Effizienzmaßnahmen ähnlich hoch wie der aktuelle Verbrauch sein. [21, S. 28] Um die Ziele des Klimaschutzgesetzes zu erreichen, ist aber eine komplette Umstellung auf erneuerbare Energien notwendig. [25, S. 17 f., 44 ff.], [26, S. 5]

Wie aus Abbildung 6 hervorgeht, liegen die durchschnittlichen Treibhausgasemissionen einer PV-Dachanlage um den Faktor 16,6 unter denen der Steinkohle und um den Faktor 10 unter denen von Erdgas. Wird eine Kilowattstunde (kWh) Steinkohlestrom durch eine Kilowattstunde Photovoltaikstrom ersetzt, werden rund 780 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent eingespart. Diese eingesparten 780 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent entsprechen wiederum dem Treibhauspotential von zusätzlichen 15,6 kWh Photovoltaikstrom. Mit identischen Emissionen lassen sich somit entweder 16,6 kWh PV-Strom oder 1 kWh Steinkohlestrom erzeugen. [10, S. 47 f.], [27]

Durch die Versorgung mit gebäudenahe erzeugter regenerativer Energie werden folglich fossile Energieträger verdrängt, was den Ressourcenverbrauch und die Emissionen zur Konditionierung der Gebäude während der Nutzungsphase reduziert. Außerdem beträgt die Energierücklaufzeit, also der Zeitraum, in dem eine PV-Anlage die Energie, die zur Produktion des Systems benötigt wurde, selbst produziert hat, im europäischen Durchschnitt nur etwa 1 Jahr. [10, S. 36]

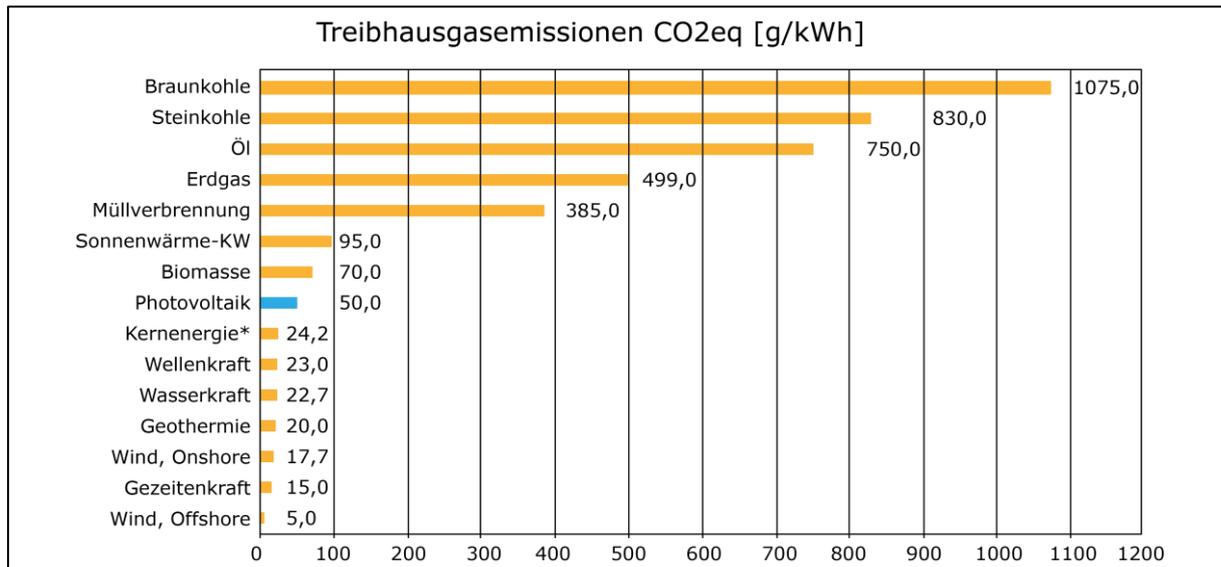


Abbildung 6: Durchschnittliche CO<sub>2</sub>eq-Emissionen verschiedener Stromerzeugungstechnologien und Energieträger. Emissionen einzelner Technologievarianten wurden zur Haupterzeugungsform zusammengefasst.

\* Ohne Einbeziehung der Endlagerung von Atommüll.

(Quelle: EnergieAgentur.NRW.)

### 3. Energetische Bilanzierung von PV-Fassaden

#### 3.1. Bilanzierung nach Gebäudeenergiegesetz

Aktuell schreibt die EU-Gebäuderichtlinie noch das *Niedrigstenergiegebäude* als den geltenden energetischen Standard für neue Gebäude vor. Dieses *Niedrigstenergiegebäude* sieht ein sehr energieeffizientes Gebäude vor, dessen verbleibender geringer Energiebedarf in einem hohen Grad aus erneuerbaren und standortnah erzeugten Energien gedeckt wird. Für die Umsetzung dieser Definition sind die jeweiligen Mitgliedsländer der Europäischen Union selbst zuständig. [28]

In Deutschland erfolgt die Umsetzung seit November 2020 durch das Gebäudeenergiegesetz (GEG), das die Energieeinsparverordnung (EnEV), das Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (EEWärmeG) und das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) ersetzt. Gemäß § 23 des GEG darf PV-Ertrag, der in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang zum Gebäude erzeugt und vorrangig dort genutzt wird, zu einem gewissen Anteil direkt vom Jahresprimärenergiebedarf abgezogen werden. Für diese Anrechnung schreibt das GEG eine differenzierte Vorgehensweise vor. So ist bei Gebäuden mit Stromdirektheizung und bei Nichtwohngebäuden, deren Strombedarf größer als der Energiebedarf für die Heizung ist, der monatliche Ertrag dem Bedarf nach DIN V 18599-9 gegenüberzustellen, wobei der Referenzklimastandort Potsdam und Standardwerte zu Nennleistung des PV-Moduls anzusetzen sind. Der anrechenbare Stromertrag wird nicht begrenzt. Liegt keine Stromdirektheizung vor und ist der Strombedarf bei Nichtwohngebäude geringer als der Energiebedarf für die Heizung, so ergibt sich die Anrechnung und deren Höhe in Abhängigkeit der Gebäudeart, einer Speichernutzung sowie in Abhängigkeit des Energiebedarfs der Anlagentechnik ab einer gewissen PV-Anlagengröße. Abbildung 7 stellt das Anrechnungsverfahren nach § 23 GEG dar. [29]

Gebäudeart	Bedingung	Anrechenbar	Zusätzlich anrechenbar ab gewisser Anlagengröße	Maximal anrechenbar
Wohngebäude	Ohne Speicher	150 kWh pro kWp	$kWp > 0,03 * A_N / \text{konditionierte Geschosse}$ -> + 0,7 * Jahresendenergiebedarf der Anlagentechnik	30 % des Jahresprimärenergiebedarfs des Referenzgebäudes
	Mit Speicher $\geq 1$ kWh je kWp	200 kWh pro kWp	$kWp > 0,03 * A_N / \text{konditionierte Geschosse}$ -> + 1,0 * Jahresendenergiebedarf der Anlagentechnik	45 % des Jahresprimärenergiebedarfs des Referenzgebäudes
Nicht-wohngebäude	Ohne Speicher	150 kWh pro kWp	$kWp > 0,01 * NGF$ -> + 0,7 * Jahresendenergiebedarf der Anlagentechnik	30 % des Jahresprimärenergiebedarfs des Referenzgebäudes <u>und</u> 1,8 * endenergetischer Jahresertrag der Anlage (nach DIN V 18599-9)
	Mit Speicher $\geq 1$ kWh je kWp	200 kWh pro kWp	$kWp > 0,01 * NGF$ -> + 1,0 * Jahresendenergiebedarf der Anlagentechnik	45 % des Jahresprimärenergiebedarfs des Referenzgebäudes <u>und</u> 1,8 * endenergetischer Jahresertrag der Anlage (nach DIN V 18599-9)
Nicht spezifiziert	Stromdirektheizung (z. B. Infrartheizung, elektr. Heizstab; keine Wärmepumpe!)	Monatlicher PV-Ertrag nach DIN V 18599-9 (Referenzklima Potsdam, Standardwerte der PV-Nennleistung) dem tatsächlichen Strombedarf gegenüberstellen		
Nicht-wohngebäude	Strom für Lüftung, Kühlung, Beleuchtung und Warmwasser > Energie für Beheizung			

kWp = installierte Nennleistung |  $A_N$  = Gebäudenutzfläche | NGF = Nettogrundfläche

Abbildung 7: Anrechnung von gebäudenah erzeugtem PV-Ertrag nach GEG.

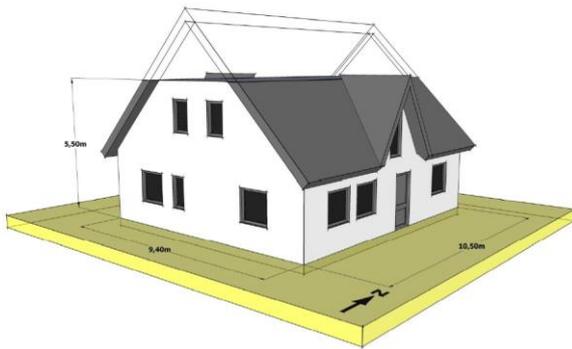
Durch die Anrechnung von PV-Erträgen auf den Jahresprimärenergiebedarf wird die Erzeugung erneuerbarer Energie in der Gebäudeenergiebilanz erfasst und auf dem Energieausweis eines Gebäudes ausgegeben. Eine PV-Integration kann so beispielsweise einen geringeren Dämmstandard ausgleichen. Das Verfahren berücksichtigt die Größe der PV-Anlage, den Einfluss eines Speichers sowie den Strombedarf der Anlagentechnik. So ermöglicht ein strombetriebener Wärmeerzeuger, wie beispielsweise eine Wärmepumpe mit hohem Endenergiebedarf, eine höhere PV-Stromanrechnung als ein fossiler Wärmeerzeuger mit geringem Endenergiebedarf. Dies ist als positiver Ansatz einzuordnen. Allerdings wird nur im detaillierten Verfahren nach DIN 18599-9 zwischen unterschiedlichen Ausrichtungen der PV-Flächen und PV-Technologien differenziert. Dem vereinfachten Anrechnungsverfahren könnte es in dieser Hinsicht an Genauigkeit mangeln.

### 3.2. Wertung der Bilanzierungsansätze

Nachfolgend werden das pauschale Bilanzierungsverfahren nach GEG § 23 (1), (2) und (3) und dessen Ergebnisse exemplarisch für ein Einfamilienhaus mit Standort Potsdam mit unterschiedlichen Anlagen- und Photovoltaikvarianten beschrieben. Dabei wird auch ein Vergleich der GEG-Bilanzierung zu einer detaillierteren Bilanzierung mit dem Monatsbilanzverfahren nach DIN V 18599 gezogen. Grundlage für diesen Vergleich bildet ein kleines Einfamilienhaus aus der *Datenbank mit Modellgebäuden für energiebezogene Untersuchungen* (siehe Abbildung 8). [30, S. 30 f.]

Es werden zwei unterschiedliche energetische Standards verglichen, wobei der erste einer energetisch konservativen Basisvariante (Altbau) entspricht, während der zweite eine hocheffiziente Ausführung (Neubau) darstellt. Für beide Varianten werden PV-Flächen mit etwa 35 m<sup>2</sup> (6,3 kWp) an Südfassade, Süddach, Ostfassade und Ostdach untersucht.

## Gebäudedarstellung



## Angaben

Wohngebäude (EFH) | 2 Geschosse  
 $V_{\text{Beheizt}}: 465 \text{ m}^3$  |  $A_{\text{Beheizt}}: 148,2 \text{ m}^2$

### Standard 1:

- $U_{\text{Mittel}} = 0,5 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$
- Gas-Brennwertkessel

### Standard 2:

- $U_{\text{Mittel}} = 0,13 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$
- Luft-Wasser(L-W)-Wärmepumpe

### PV-Flächen:

- ca.  $35 \text{ m}^2 = 6,3 \text{ kWp}$
- $30^\circ \text{ Süd}, 90^\circ \text{ Süd}, 30^\circ \text{ Ost}, 90^\circ \text{ Ost}$

Abbildung 8: Modellgebäude Typ Einfamilienhaus (EFH).  $V_{\text{Beheizt}}$  entspricht dabei dem beheizten Gebäudevolumen,  $A_{\text{Beheizt}}$  entspricht der beheizten Nutzfläche und  $U_{\text{Mittel}}$  stellt den über die Gebäudehüllflächen gemittelten Transmissionskoeffizienten dar.

Anrechenbar sind nach dem pauschalen Bilanzierungsverfahren des GEG unabhängig von der PV-Flächenorientierung die folgenden Erträge:

### Standard 1

#### Pauschal anrechenbar:

Wohngebäude ohne Speicher	150 kWh/(a kWp)
Installierte PV-Leistung ( $P_{\text{PK}}$ )	6,3 kWp
=	945 kWh/a

#### In Abhängigkeit der Anlagengröße anrechenbar:

Beheizte Nutzfläche $A_N$	148,2 $\text{m}^2$
Geschosszahl $n$	2
$P_{\text{PK}} = 6,3 \text{ kWp} > A_N \times 0,03 / n =$	2,223 ✓
Endenergiebedarf Anlagentechni	4,5 kWh/( $\text{m}^2\text{a}$ )
Anrechenbarer Anteil	0,7
=	466,83 kWh/a

#### Maximal anrechenbar

Jahresprimärenergiebedarf Referenzgebäude	122,5 kWh/( $\text{m}^2\text{a}$ )
Maximaler Abzug	30 %
=	5446,35 kWh/a

<b>Anrechenbar</b>	9,53 kWh/( $\text{m}^2\text{a}$ )
	1411,83 kWh/a

### Standard 2

#### Pauschal anrechenbar:

Wohngebäude ohne Speicher	150 kWh/(a kWp)
Installierte PV-Leistung ( $P_{\text{PK}}$ )	6,3 kWp
=	945 kWh/a

#### In Abhängigkeit der Anlagengröße anrechenbar:

Beheizte Nutzfläche $A_N$	148,2 $\text{m}^2$
Geschosszahl $n$	2
$P_{\text{PK}} = 6,3 \text{ kWp} > A_N \times 0,03 / n =$	2,223 ✓
Endenergiebedarf Anlagentechni	25,3 kWh/( $\text{m}^2 \text{ a}$ )
Anrechenbarer Anteil	0,7
=	2624,62 kWh/a

#### Maximal anrechenbar

Jahresprimärenergiebedarf Referenzgebäude	133,9 kWh/( $\text{m}^2 \text{ a}$ )
Maximaler Abzug	30 %
=	5953,19 kWh/a

<b>Anrechenbar</b>	24,09 kWh/( $\text{m}^2 \text{ a}$ )
	3569,62 kWh/a

Tabelle 1: Nach GEG anrechenbare PV-Erträge auf den Jahresprimärenergiebedarf des Gebäudes für den Standard 1 (Altbau mit Gas-Brennwertkessel) und Standard 2 (Neubau mit L-W-Wärmepumpe).

Der erhöhte Endenergiebedarf der strombasierten Wärmeerzeugung beim Standard 2 führt dazu, dass dort mehr PV-Ertrag angerechnet werden kann. Die Integration einer PV-Anlage wird somit beim strombasierten Heizsystem besser bewertet als beim auf fossilen Energien beruhenden Heizsystem. Dies ermöglicht eine gute energetische Einordnung des Gebäudes mittels Gebäudeenergieausweis, der die energetische Gebäudequalität mit Kennzahlen, wie dem Primärenergiebedarf, dem Endenergiebedarf und den aus der Gebäudekonditionierung resultierenden  $\text{CO}_2$ -Emissionen beschreibt. Ein auf fossilen Energieträgern basierendes Heizsystem erreicht durch eine PV-Integration nur eine geringere Verbesserung des Energieausweises.

Gemäß dem aktuellen Vorschlag zu Überarbeitung der EU-Gebäuderichtlinie sollen ab 2027 alle öffentlichen und ab 2030 alle neuen Gebäude *Nullemissionsgebäude* sein. Ein *Nullemissionsgebäude* soll auf einer sehr hohen Gesamtenergieeffizienz basieren und den sehr geringen verbleibenden Energiebedarf vollständig aus erneuerbaren Energien decken, die am Standort, im Wohnviertel oder im Rahmen von Energiegemeinschaften erzeugt werden. [31] Das bedeutet, dass vermehrt gebäudenahere erneuerbare Energien benötigt werden, deren Ertrag möglichst zur Deckung des Energiebedarfs des Gebäudes genutzt werden kann. Ertrag und Bedarf müssen also möglichst in Übereinstimmung gebracht werden.

Zusätzlich können Speicherlösungen die Ertragslücken schließen. Solche Anforderungen lassen sich mit dem pauschalen Bilanzierungsansatz des GEG nicht berücksichtigen. Hier erfordert es eine genauere Bilanzierung, wie z. B. das Monatsbilanzverfahren oder detaillierte PV-Anlagensimulationen im Stunden- oder Minutenschritt.

Betrachtet man die beiden oben beschriebenen EFH-Standards mit dem Monatsbilanzverfahren, so zeigen sich Unterschiede zwischen den einzelnen Varianten im Monatsverlauf und in den Jahreswerten. Es lässt sich detaillierter zwischen den Orientierungen und Neigungen, deren Wirkung auf die Stromproduktion sowie der Übereinstimmung mit dem Strombedarf differenzieren (siehe Abbildung 9).

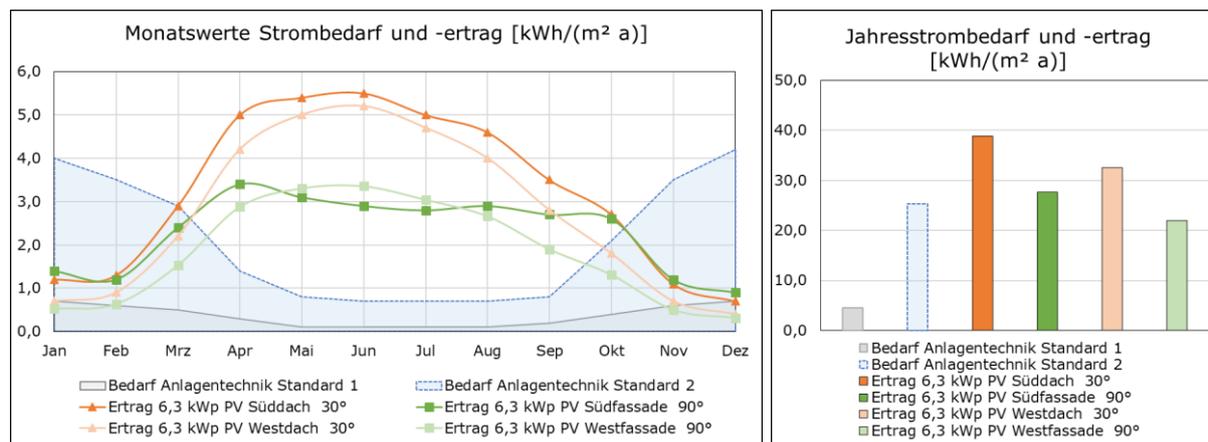


Abbildung 9: Strombedarf der beiden Standards und Stromproduktion unterschiedlich orientierter PV-Systeme.

Es zeigt sich, dass die Südfassade auch hier in den Wintermonaten, wenn der größte Energiebedarf besteht, höhere Erträge erzielt als die anderen Orientierungen. Im Sommer erzielen vor allem das Süd- und das Westdach hohe Erträge, für die jedoch bei beiden energetischen Standards keine ausreichende Stromabnahme besteht. Geht man von einer auf das Gebäude isolierten Betrachtung aus, so können alle PV-Varianten im Sommer nur den bestehenden Bedarf decken und den zusätzlich entstehenden Strom nicht zur Gebäudekonditionierung einbringen. Im Winter hingegen kann die Südfassade aufgrund des höheren Ertrags mehr lokalen Bedarf decken. Hier liegen die Erträge teils sogar über denen des Süddachs. Berücksichtigt man dies mit Hinblick auf die Ziele eines ganzjährig treibhausgasneutralen Gebäudebestands und geringen Speicherkapazitäten, so erscheint die Südfassade neben einem Süddach trotz geringerer Jahreserträge gegenüber dem Westdach als zu favorisierende Variante.

Betrachtet man den Primärenergiebedarf der beiden energetischen Standards und geht davon aus, dass die PV-Erträge, solange Strombedarf auf Seiten der Anlagentechnik besteht, komplett mithilfe Steuerungs- und Speichertechnik (z. B. Wärmepumpe Smart Grid (SG)-Ready) zur Gebäudekonditionierung genutzt werden können, bestätigt sich dieses Bild. Bei dem auf fossilen Energieträgern basierendem Heizsystem (Standard 1) ist die Reduktion des Primärenergiebedarfs durch die PV nur in begrenztem Maße möglich, da dort primär der fossile Energieträger Gas und nur wenig Strom verbraucht wird. Die Südfassade erreicht dennoch eine ähnliche Verbesserung wie das Süddach. Beim strombasierten Heizsystem (Standard 2) kann viel vor Ort erzeugter PV-Strom zum Betrieb der Anlagentechnik genutzt werden. Dadurch lässt sich der Primärenergiebedarf um mehr als die Hälfte verringern. Zudem zeigt sich, dass die Südfassade die größte Verringerung des Primärenergiebedarfs erreicht. Hier zahlen sich die winterlichen Stromerträge, die während der Heizperiode genutzt werden können, aus (siehe Abbildung 10).

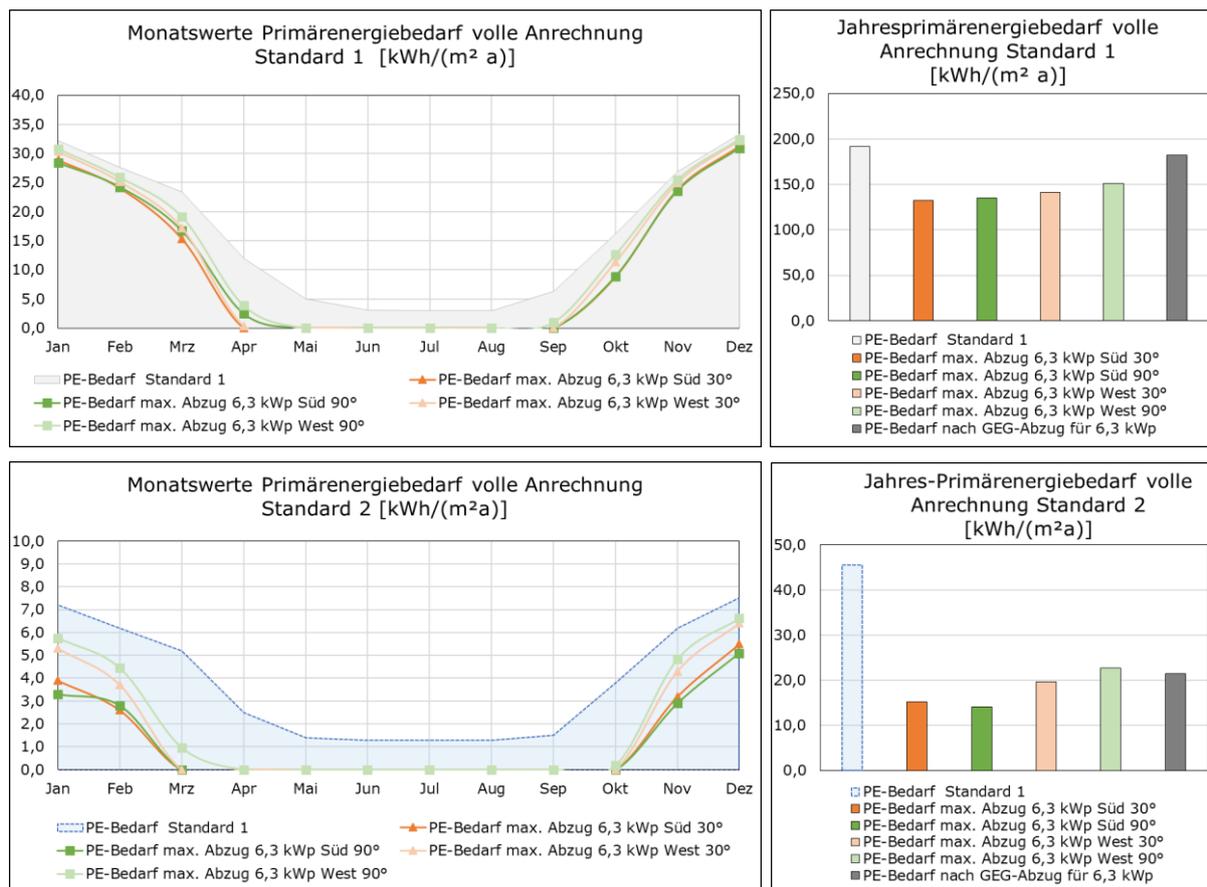


Abbildung 10: Primärenergiebedarf der beiden Standards ohne PV sowie bei Anrechnung der maximal möglichen PV-Erträge auf den Strombedarf der Anlagentechnik für unterschiedlich orientierte PV-Systeme.

Die genauere Betrachtung der Orientierung hat bei beiden Systemen einen sichtbaren Einfluss auf den resultierenden Primärenergiebedarf. Der Einfluss fällt bei den strombasierten Systemen stärker aus. Außerdem wird deutlich, dass die mittels GEG-Bilanzierung ermittelten Abzüge (Tabelle 1) beim strombasierten Standard 2 näher an den detaillierten Abzügen nach dem Monatsbilanzverfahren liegen als beim fossilen System des Standard 1.

Für eine detaillierte Auslegung reicht aber auch das Monatsbilanzverfahren nicht aus. Spätestens bei der Integration von Speichersystemen sollte eine PV-Systemsimulation in Minutenschritten erfolgen, um Erträge, Verbräuche sowie Speicher- und Entladevorgängen und damit auch die Eigenverbräuche, Einspeisevorgänge und den Netzbezug realgetreu abbilden zu können. Außerdem ist für die detaillierte Planung einer BIPV-Anlage auch der Nutzerstrom zu berücksichtigen, der aber sehr fallspezifisch ausfallen kann.

## 4. Lebenszyklusbetrachtung

### 4.1. Zukünftige Entwicklung und Vorteile der BIPV

Gemäß dem aktuellen Vorschlag zu Überarbeitung der EU-Gebäuderichtlinie wird neben dem *Nullemissionsgebäude* ab 2030 auch die Berechnung des Lebenszyklus-Treibhausgaspotentials neuer Gebäude gefordert. Für Gebäude mit einer größeren Nutzfläche als 2000 m<sup>2</sup> soll dies bereits ab 2027 gelten. [31]

BIPV-Fassaden besitzen hierfür, wie im Kapitel 2.4 beschrieben, den Vorteil der treibhausgasemissionsarmen Energieerzeugung direkt am Gebäude. Mit zunehmend sinkenden Emissionen im Energie- und Verkehrssektor, wie sie im Klimaschutzplan angedacht sind, werden die ohnehin schon geringen Treibhausgasemissionen der PV noch weiterhin sinken. Darüber hinaus besitzen BIPV-Fassaden weitere ökologische Vorteile gegenüber konventionellen Fassaden. So ersetzen BIPV-Systeme konventionelle Fassadenbekleidungen durch PV-Elemente und aktivieren verfügbare jedoch nicht genutzte Flächen zur Energieerzeugung.

gung. Dadurch spart die PV-Fassadenintegration Ressourcen und graue Energie im Vergleich zu einer Aufdach-PV-Anlage ein, da die konventionelle Fassadenbekleidung aufgrund der PV-Module und die Aufdach-Montagesysteme bei einer ohnehin bestehenden Fassadenunterkonstruktion obsolet werden. Zusätzlich werden weniger Freiflächen mit PV belegt und sind zur Kultivierung von Biomasse nutzbar. Somit ist die BIPV eine flächen-, material- und ressourceneffiziente Form, Bauen und Energieerzeugung zu vereinen und kann einen wesentlichen Beitrag liefern, die Klimaschutzziele bis 2045 zu erreichen.

Dieser gesamtökologische Mehrwert einer BIPV-Anlage wird jedoch nur durch eine ganzheitliche Betrachtung und Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus von der Herstellung über die Errichtung und Nutzung bis zur Entsorgung sowie durch den Vergleich zu konventionellen Bauweisen ohne energieerzeugende Funktion erfassbar. Dies wird aktuell bei der Planung von Gebäuden und PV-Anlagen jedoch nicht berücksichtigt. Hier ist ein Paradigmenwechsel erforderlich, damit die zur Verfügung stehenden Flächenpotentiale der Fassaden sinnvoll genutzt werden.

## 4.2. Lebenszyklusbetrachtung der BIPV-Fassade

Das oben beschriebene Einfamilienhaus wurde auf die Potentiale der BIPV im Lebenszyklus untersucht. Hierbei änderte sich die Vergleichsführung. Statt des Vergleichs zwischen Fassade und Dach wurden die identischen Bauteile, also die BIPV-Fassade und eine konventionelle Fassade, gegenübergestellt.

An der rund 35 m<sup>2</sup> großen Südfassade des EFH werden unterschiedliche Varianten von Wandaufbauten und Anlagentechnik betrachtet. Es wurde angenommen, dass 90 % der Fläche mit PV belegt werden können. Die Systeme sind ohne Batteriespeicher ausgeführt. Folgende Varianten wurden für die beiden Standards bilanziert:

Standard 1 – $U_{\text{Mittel}} = 0,5 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$	Standard 2 – $U_{\text{Mittel}} = 0,13 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$
Massive Wand ohne PV und Gas-Kessel	
Massive Wand voll belegt mit PV und Gas-Kessel mit Heizstab	
Massive Wand voll belegt mit PV und Pelletkessel mit Heizstab	
Massive Wand voll belegt mit PV und Luft-Wasser(L-W)-Wärmepumpe	

Für die Lebenszyklusbetrachtung müssen die während der Nutzungsphase vor Ort genutzten und ins Netz eingespeisten PV-Erträge sowie der durch andere Energien, wie beispielsweise fossile Energieträger oder Netzstrom, gedeckter Energiebedarf mittels energetischer Bilanzierung erfasst werden. Aus den dabei ermittelten Daten zur Energieversorgung und Energieproduktion des Gebäudes (Lebenszyklusphase B6) lassen sich dann die während der Nutzungsphase anfallenden Emissionen und Verbräuche bilanzieren.

Zusätzlich erfolgte die Ökobilanzierung der Konstruktion, des PV-Systems und der anlagentechnischen Hauptkomponenten des Heizsystems. Dabei wurden die tragende Wand, die Unterkonstruktion, das PV-Modul, die Verkabelung, der Wechselrichter sowie – in Abhängigkeit des anlagentechnischen Systems – Pufferspeicher, Gaskessel, Pelletkessel oder Wärmepumpe bilanziert. Die Bilanzierungsdaten zu den Konstruktionen und anlagentechnischen Komponenten wurden aus [32] bezogen. Die Bilanzierungsdaten der PV-Systeme stammen aus [33]. Hierbei wurden vereinfachend repräsentative Daten von Dachsystemen und polykristallinen Standard-PV-Modulen genutzt. Die darin enthaltenen Daten umfassen die Lebenszyklusphasen A1-A3 (Herstellung), C2-C4 (Lebensende) und D (potentielle Gutschriften) und decken somit die relevanten Lebensphasen von Herstellung bis Lebenswegende und eine mögliche Gutschrift aufgrund Recyclingvorteilen ab. Betrachtet wurde ein Nutzungszeitraum bis 2045, da bis dahin Treibhausgasneutralität vorliegen soll und die Bilanzierungsdaten zu diesem Zeitpunkt nicht mehr mit den aktuell verfügbaren Daten übereinstimmen werden.

In Abbildung 11 sind die Ergebnisse der über den gesamten Lebenszyklus gebundenen und emittierten Treibhausgase der verschiedenen Varianten für das Einfamilienhaus dargestellt. Mögliche Gutschriften außerhalb der Systemgrenzen (Modul D) sind nicht enthalten.

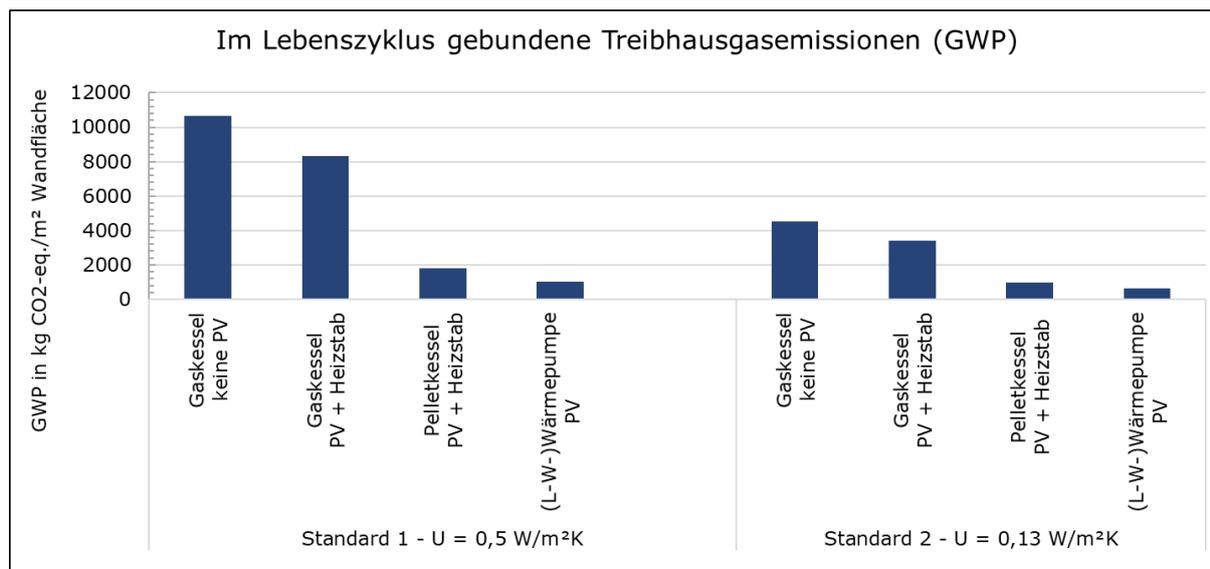


Abbildung 11: Im Lebenszyklus für die Module A1-A3 (Herstellung), B6 (Energieeinsatz für das Betreiben des Gebäudes) und C2-C4 (Lebensende) gebundene Treibhausgasemissionen (GWP) der verschiedenen Fassaden- und Anlagenvarianten.

Es zeigt sich, dass die massive Wand ohne PV und Gaskessel in beiden energetischen Standards die schlechteste Variante darstellt. Durch die Ergänzung einer PV-Anlage an der Südfassade und die Kombination mit einem Heizstab lassen sich bei beiden Standards über den Lebenszyklus 22-25 % der Treibhausgasemissionen einsparen. Der Pelletkessel mit PV-Fassade und Heizstab erreicht in beiden Standards eine Verbesserung um 78-83 % während die Wärmepumpe mit PV-Fassade in beiden Standards eine Reduktion um 86-90 % erreicht. Eine erhöhte Energieeffizienz des Gebäudes ( $U_{\text{Mittel}} = 0,13 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$  statt  $0,5 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ ) führt zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen zwischen 59 % und 39 %, wobei die zusätzliche Dämmung bei dem fossil betriebenen Heizsystem am effektivsten ist.

## 5. Zusammenfassung und Ausblick

Um die bereits einsetzende Klimaerhitzung zu begrenzen, müssen Wege zur Treibhausgasneutralität gefunden werden. Der Klimaschutzplan und die Novelle des Klimaschutzgesetzes der Bundesregierung skizzieren unterschiedliche Maßnahmen, die uns bis spätestens 2045 zu einer treibhausgasneutralen Lebensweise führen sollen. Hier stellen BIPV-Fassaden ein bisher kaum genutztes Potential dar. So erreichen Südfassaden eine gleichmäßigere Ertragsverteilung als andere Orientierungen und die höchsten Stromerträge in der Heizperiode. Die nutzbaren Flächenpotentiale sind enorm und aufgrund sinkender Systempreise und steigender Preise der fossilen Energien wird die fassadenintegrierte BIPV zunehmend rentabler werden. Darüber hinaus nutzt sie bereits versiegelte Flächen und ist aufgrund des Materialersatzes und der energetischen Aktivierung bisher inaktiver Flächen als äußerst flächen-, material- und ressourceneffizient einzuordnen. Außerdem führt eine BIPV-Fassadenintegration aufgrund der emissionsarmen Energieerzeugung der PV zur Reduktion des im Gebäude gebundenen Treibhausgaspotentials. Abgesehen von Bauweisen mit einem hohen Holzanteil kann dies durch konventionelle Fassaden ohne Energieerzeugung nicht erreicht werden. Diese Vorteile werden jedoch erst bei einer lebenszyklusumfassenden und die PV-Flächenorientierung berücksichtigenden Bilanzierung deutlich. Der bisherige PV-Bilanzierungsansatz des GEG berücksichtigt dies nicht. Würden hier lebenszyklusorientierte Bewertungen und ein erhöhter Detailgrad bei der PV-Bilanzierung berücksichtigt, so könnten Vorteile von BIPV-Fassaden vermehrt erkannt und ausgenutzt werden.

## 6. Literatur

- [1] DIN EN 50583-1, „DIN EN 50583-1:2016-10 - Photovoltaics in buildings - Part 1: BIPV modules“. Oktober 2016.
- [2] P. D. R. Krippner u. a., *Gebäudeintegrierte Solartechnik: Photovoltaik und Solarthermie – Schlüsseltechnologien für das zukunftsfähige Bauen: Energieversorgung als Gestaltungsaufgabe*, 1. Edition. München: DETAIL, 2016.
- [3] T. Herzog, R. Krippner, und W. Lang, *Fassaden Atlas*, 1st edition. Basel ; Boston: Birkhäuser, 2004.
- [4] B. Decker, B. Grimmig, D. Mencke, und D. Stellbogen, „Besonderheiten bei der Projektierung von Photovoltaikfassadenanlagen“, *Forschungsverbund Sonnenenergie - „Themen 97/98“*, Bd. Solare Gebäudetechniken, S. 95–103, 1998.
- [5] C. Bendel, U. Rudolph, B. Decker, D. Mencke, D. Schekulin, und I. Voigtländer, „Photovoltaik-Fassaden - Technische Aspekte, Qualifizierung und Betriebserfahrungen“, *FORSCHUNGSVERBUND SONNENENERGIE THEMEN 96/97*, S. 22–31, Feb. 1997.
- [6] B. Weller, C. Hemmerle, S. Jakubetz, und S. Unnewehr, *Photovoltaik: Technik, Produkte, Details*. Walter de Gruyter, 2012.
- [7] R. Vermöhlen, „Anfrage zu PV-Fassade an STAWAG-Gebäude“, 11. November 2021.
- [8] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., „DIN V 18599-10:2018-09 - Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten“. DIN Deutsches Institut für Normung e. V., September 2018.
- [9] P. Sterchele u. a., „Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“, *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE*, S. 66, Feb. 2020.
- [10] D. H. Wirth und F. Ise, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 14.05.2021“, S. 96, Mai 2021.
- [11] R. Hollinger, B. Wille-Haussmann, T. Erge, J. Sönnichsen, T. Stillahn, und N. Kreifels, „SPEICHERSTUDIE 2013 Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern“, *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg*, Jan. 2013.
- [12] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 3., Aktualisierte Edition. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2015.
- [13] B. für W. und Klimaschutz, „Kabinett bringt Abschaffung der EEG-Umlage auf den Weg“. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220309-kabinett-bringt-abschaffung-der-eeg-umlage-auf-den-weg.html> (zugegriffen 14. März 2022).
- [14] J. Bergner und V. Quaschnig, „Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer“, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Berlin, März 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW\\_2019\\_Sinnvolle\\_Dimensionierung.pdf](https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW_2019_Sinnvolle_Dimensionierung.pdf)
- [15] P. Corti, P. Bonomo, F. Frontini, P. Macé, und E. Bosch, „Building Integrated Photovoltaics: A practical handbook for solar buildings' stakeholders“, © 2020 SUPSI-Becquerel Institut, Status Report 2020, Okt. 2020.
- [16] „CO2-Bepreisung für weniger Emissionen“, *Webseite der Bundesregierung | Startseite*. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/weniger-co2-emissionen-1790134> (zugegriffen 14. März 2022).
- [17] Becquerel Institute, „BIPVBOOST - BIPV SOLUTIONS IN EUROPE: COMPETITIVENESS STATUS & ROADMAP TOWARDS 2030 - White Paper“, Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://bipvboost.eu/public-reports/download/bipv-solutions-in-europe-competitiveness-status-ro>

- [18] „BCC Research Report Overview - Building-Integrated Photovoltaics (BIPV): Technologies and Global Markets“, BCC Research LLC 2021, EGY072D, Mai 2021.
- [19] K. Fath, „Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings“, 2018. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000081498> (zugegriffen 28. August 2020).
- [20] J.-B. Eggers u. a., *PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland*. 2020.
- [21] A. Kemmler u. a., „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030“. Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS, iinas im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 10. März 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8)
- [22] „Energieeffizienz von Gebäuden“, Europäischen Kommission – Dienststellen: Energie – Im Blickpunkt, Brüssel, Feb. 2020.
- [23] Europäische Kommission, „MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN EUROPÄISCHEN RAT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN - Der europäische Grüne Deal“, Europäische Kommission, Brüssel, COM(2019) 640 final, Dez. 2019.
- [24] H. Poglitsch u. a., „Eine Frage des Flächensparens: Wo können 1 Milliarde Photovoltaik-Module in Deutschland installiert werden?“, in *Flächennutzungsmonitoring X Flächenpolitik – Flächenmanagement – Indikatoren*, Bd. Flächenpolitik-Flächenmanagement-Indikatoren, G. Meinel, U. Schuhmacher, M. Behnisch, und T. Krüger, Hrsg. Berlin: Rhombos-Verlag, 2018, S. 133–142.
- [25] B. für U. BMU Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), Hrsg., „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, S. S. 7, 43-45, Feb. 2019.
- [26] BMU, „Lesefassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 mit markierten Änderungen zur Fassung von 2019“, S. 19, 2019.
- [27] EnergieAgentur.NRW, „Klimabilanz Photovoltaik - Wie groß ist der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Solarstrom“. 2017.
- [28] „Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“, S. 23.
- [29] U. Jungmann und K. Lambrecht, *GEG im Bild: Praxisgerecht kommentiert und grafisch umgesetzt*. Köln: Müller, Rudolf, 2021.
- [30] S. Klauß, „Entwicklung einer Datenbank mit Modellgebäuden für energiebezogene Untersuchungen, insbesondere der Wirtschaftlichkeit“, Zentrum für Umweltbewusstes Bauen e.V., Kassel. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2010/DatenbankModellgebaeude/DL\\_Endbericht.pdf;jsessionid=8F3599B9E57463E332C9E4734322D864.live21324?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2010/DatenbankModellgebaeude/DL_Endbericht.pdf;jsessionid=8F3599B9E57463E332C9E4734322D864.live21324?__blob=publicationFile&v=1)
- [31] Europäische Kommission, „Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung)“. Europäische Kommission, Brüssel, 15. Dezember 2021.
- [32] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB), „Ökobaudat 2021-II“. 25. Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oekobaudat.de/>
- [33] J. Hengstler, M. Russ, A. Stoffregen, A. Hendrich, M. Held, und A.-K. Briem, *Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen*, Bd. 35/2021. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2021. Zugegriffen: 26. Mai 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/aktualisierung-bewertung-der-oekobilanzen-von>