

Photovoltaik im Krankenhausbau

Masterthese zur Erlangung des akademischen Grades
"Master of Engineering"

eingereicht bei
FH-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Markus Gratzl-Michlmair

Ing. Martin Weber

01645969

Wien, 12.04.2019

Eidesstattliche Erklärung

Ich, **ING. MARTIN WEBER**, versichere hiermit

1. dass ich die vorliegende Masterthese, "PHOTOVOLTAIK IM KRANKENHAUSBAU", 93 Seiten, gebunden, selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfen bedient habe, und
2. dass ich das Thema dieser Arbeit oder Teile davon bisher weder im In- noch Ausland zur Begutachtung in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

Wien, 12.04.2019

Unterschrift

Gleichheitsgrundsatz

Diese Masterthesis ist so formuliert, dass aus Gründen einer einfacheren Lesbarkeit auf eine Aufzählung beider Geschlechter bzw. die Verbindung beider Geschlechter in einem Wort verzichtet wird. Die vorliegende Arbeit würde sich dadurch unnötig verlängern und der Lesefluss wäre dadurch gestört. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sich geschlechterbezogene Formulierungen und Bezeichnungen gleichermaßen auf beide Geschlechter beziehen.

Kurzfassung

Große zusammenhängende Gebäudekomplexe bieten durch ihre großflächige Gebäudehülle gute Nutzungsmöglichkeiten für Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV). In der vorliegenden Arbeit wird die Anwendung und Auswirkung von Photovoltaik im Kontext zum Krankenhausbau untersucht. Nachdem im Theorieteil der Arbeit Technologie, Systeme und Anwendungen von BIPV kurz erläutert werden, vermittelt der Verfasser danach österreichische und internationale Best-Practice-Projekte im Krankenhausbau. Der Hauptteil der Arbeit widmet sich einem konkreten Neubauprojekt. Anhand von Wettbewerbsunterlagen und vorliegenden Flächendaten wird mittels Variantensimulation eine Vorzugsvariante mit optimierter Kosten-/Ertragsperformance zur Eigenstromerzeugung mit BIPV hergeleitet. Im Methodenkapitel wird das Neubauprojekt vorgestellt, die unterschiedlichen Varianten erörtert und die Berechnungsmethodik dargelegt. Die ökonomischen Effekte werden als Kapitalwertberechnung ermittelt und die ökologischen Effekte als Berechnung der Einsparungen von CO₂-Äquivalenten. Es wird des Weiteren ermittelt, welchen Anteil des elektrischen Gesamtverbrauches durch BIPV in diesem Krankenhaus spezifischer medizinischer Nutzung abgedeckt werden kann und welche Amortisationszeit sich nach dynamischer Berechnung einstellt. Vor der Berechnung wurde die Annahme getroffen, dass eine Vorzugsvariante mit optimierter Kosten-/Ertragsperformance mindestens 3 % des Gesamtstromverbrauches durch Eigenstromerzeugung abdeckt und dabei die Amortisationszeit kleiner als 12 Jahre ist. Die ökonomischen und ökologischen Ergebnisse aller Varianten werden unterschiedlichen krankenhausspezifischen Nutzungen gegenübergestellt, diskutiert und vom Verfasser für das Neubauprojekt interpretiert. Nach der Variantensimulation stellt sich das Ergebnis ein, dass für die spezifische Krankenhausnutzung des Neubauprojektes mit der Vorzugsvariante mindestens 10 % des Gesamtstrombedarfes durch BIPV abgedeckt werden kann bei einer Amortisationszeit von 26 Jahren. Der durch die Herleitung der Berechnung entworfene Leitfaden ist ein übergeordnetes Ziel dieser Arbeit. Das eigentliche Neubauprojekt dient lediglich als Anschauungsbeispiel für den Leitfaden und dessen hergeleitete Berechnungsmethodik. An BIPV im Krankenhausbau interessierte Planer, Ingenieure und Architekten können den Leitfaden in einer Projektentstehung analog anwenden und als Hilfestellung für Potentialabschätzungen und Machbarkeitsstudien nutzen. Die Arbeit wird somit zu einem Mehrwert für Anwender

im modernen Krankenhausbau zur Nutzung der Gebäudehülle für regenerative Eigenstromerzeugung.

Schlagwörter: Photovoltaik, BIPV, Krankenhaus, Kostenperformance, Ertragsperformance

Abstract

Large contiguous building complexes offer good utilization possibilities for building integrated photovoltaics (BIPV) due to their large building envelope. In the present work, the application and impact of photovoltaics in the context of hospital construction is examined. After a short explaining of technology, systems and applications of BIPV in the theoretical part of the thesis, the author then presents austrian and international best practice projects in hospital construction. The main part of the work is dedicated to a concrete new construction project. On the basis of competition documents and existing area data, a preferred variant with optimized cost / yield performance for own power generation with BIPV is derived by means of variant simulation. In the method chapter, the new building project is presented, the different variants discussed and the calculation methodology explained. The economic effects are calculated as a net present value calculation and the ecological effects as a calculation of the savings of CO₂ equivalents. It also determines what proportion of total electrical energy consumption can be covered by BIPV in this specific use hospital and what payback period is calculated by dynamic calculation. Before the calculation, the assumption was made that a preferred variant with optimized cost / yield performance covers at least 3 % of the total electricity consumption by own power generation and the payback period is less than 12 years. The economic and ecological results of all variants are compared to different hospital-specific uses, discussed and interpreted by the author for the new building project. According to the variant simulation, the result is that for the specific medical hospital use of the new construction project with the preferred variant, at least 10 % of the total electricity requirement can be covered by BIPV with a payback period of 26 years. The guide designed by deriving the calculation is an overall goal of this work. The actual new building project merely serves as an illustrative example of the guideline and its derived calculation methodology. Planners, engineers and architects who are interested in BIPV in hospital construction can apply the guideline in a project development analogously and use it as an aid for potential assessments and feasibility studies. The work thus becomes an added value for users in modern hospital construction for the use of the building envelope for regenerative own power generation.

Keywords: photovoltaics, BIPV, hospital, cost performance, yield performance

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand berufsbegleitend neben meiner Tätigkeit als Stabsstellenleiter für Energiemanagement und Technische Koordination bei den Salzburger Landeskliniken im Bereich Technik, Bau und Liegenschaften.

Die Motivation für das Thema dieser Masterthesis entwickelte sich aus dem fachlichen Austausch mit Herrn Ing. Günther Ferenczy, Inhaber und Geschäftsführer der Haustechnik Planungsgesellschaft in Wien. Herr Ferenczy ist seit vielen Jahren ein Diskussionspartner bei den Bemühungen zur Entwicklung von technischen Möglichkeiten, damit ein Nullenergiekrankenhaus in Zukunft Realität werden könnte. Für den Zuspruch für dieses Thema, für die zahlreichen Fachgespräche in angenehmer Atmosphäre und für die konstruktiven Diskussionen gebührt ein großer Dank.

Danken möchte ich auch meinem Betreuer, Herrn FH-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Markus Gratzl-Michlmair. In vielen Einzelterminen, die sicher das Normalmaß an studentischer Betreuung überschritten haben, stand er mir mit wissenschaftlichem Rat und Tat zur Seite.

Folgende Personen stellten Daten zur Verfügung:

- Ing. Edith Römer und DI Franz Gschaider – Salzburger Landeskliniken
- DI Eduard Matitz – Atelier Thomas Pucher ZT GmbH
- DI (FH) Gernot Becker – ATB Becker Photovoltaik GmbH
- FH-Prof. Dr.-Ing. Claudia Hemmerle – FH Salzburg SMB|SMC bzw. TU München
- FH-Prof. DI Hubert Fechner, MAS, MSc – FH Technikum Wien
- DI Markus Leeb - FH Salzburg SMB|SMC
- Ing. Matthias Fischbacher – DAfi GmbH
- Mag. Christina Kitzberger, BSc – Bundesanstalt Statistik Österreich

Vielen Dank.

Meiner Familie (Dagmar, Bernhard und Martin jun.) möchte ich ebenfalls danken, dass sie mich in dieser belastenden Zeit geduldig begleitet hat.

Einen besonderen Dank richte ich an meine Mutter, die mich immer und in allen nur denkbaren Belangen unterstützte. Danke für Ausgleich, Motivation und Liebe.

Hammerau und Salzburg von März 2018 bis April 2019

Martin Weber

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Allgemeiner Kontext.....	1
1.2	Motivation und Zieldefinition	2
1.3	Forschungsfragen.....	3
1.4	Hypothesen	3
2	Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV)	5
2.1	Verfügbare BIPV-Leitwerke	5
2.2	Technologie, Systeme und Komponenten	7
2.2.1	Zelltechnologie	8
2.2.2	Modultechnologie	9
2.2.3	Komponenten	10
2.3	Arten der Ausführung.....	11
2.4	BIPV im Kontext Krankenhaus.....	14
2.4.1	Photovoltaik in österreichischen Krankenhäusern.....	14
2.4.2	Photovoltaik in den Salzburger Landeskliniken.....	15
2.4.3	Internationale Best-Practice-Beispiele in Krankenhäusern.....	19
3	Methodisches Vorgehen bei der Variantensimulation	25
3.1	Beschreibung des Forschungsobjektes Haus B.....	25
3.2	Variantenuntersuchung / Arbeitspakete	29
3.2.1	Variante A – Dach teilgenutzt - gesetzliche Mindestanforderung	30
3.2.2	Variante B – Dach vollgenutzt - optimierte Dachflächen-PV	31
3.2.3	Varianten C1 und C2 – Dach vollgenutzt und Fassade teilgenutzt.....	31
3.2.4	Variante D1 und D2 – Vollvariante - Dach vollgenutzt und Fassade vollgenutzt	31
3.3	Methodik der Berechnungen.....	32
4	Leitfaden und Ergebnisse der Varianten	37
4.1	Leitfaden für Planung und Errichtung.....	37

4.1.1	Ermittlung der Solarstrahlung am Standort LKH Salzburg	37
4.1.2	Festlegung geeigneter Flächen beim Haus B zur photovoltaischen Nutzung 38	
4.1.3	Festlegung des Fassadenaufbaues	44
4.1.4	Auswahl der Zelltechnologie	48
4.1.5	Gestalterische Möglichkeiten (Standard- vs. Sondermodule).....	48
4.1.6	Möglichkeiten der Ertragsoptimierung.....	51
4.2	Ergebnisse der Simulation und Anwendung bei Haus B	52
4.2.1	Variante A.....	54
4.2.2	Variante B.....	55
4.2.3	Variante C	56
4.2.4	Variante D	58
4.2.5	Ökonomische Gesamtergebnisse aller Varianten in der Gegenüberstellung	60
4.2.6	Ökologische Effekte: Gesamtenergieerträge und CO ₂ -Äqu.-Einsparungen	63
4.2.7	Anteil der Gesamtstromabdeckung durch BIPV im Haus B.....	64
5	Interpretation und Diskussion der Ergebnisse.....	67
6	Schlussfolgerung und Ausblick	70
6.1	Resultate in Bezug auf die Forschungsfragen und Hypothesen.....	71
6.2	Resultierende Handlungsempfehlungen bei Projektumsetzung	73
7	Verwendete Quellen	75
8	Abbildungsverzeichnis	79
9	Diagrammverzeichnis	81
10	Tabellenverzeichnis	83
11	Abkürzungsverzeichnis	84

1 Einleitung

1.1 Allgemeiner Kontext

Der Krankenhausbau in Österreich konzentriert sich auf bauliche und technische Voraussetzungen, damit unter möglichst optimalen Bedingungen in multifunktionalen Großgebäudekomplexen diagnostische, ärztliche und pflegerische Leistungen erbracht werden können. Die Bereitstellung investiver Mittel im Krankenhausbau konzentriert sich auf (medizin-)technische Funktionalität innerhalb dieser Gebäude. Nachhaltige Aspekte, die nicht unmittelbar mit der Erbringung medizinischer Leistung in Verbindung gesetzt werden können, spielen eine untergeordnete Rolle und finden in der Planung neuer Krankenhäuser nahezu keine Berücksichtigung, weil finanzielle Mittel für Krankenhausinvestitionen sehr begrenzt sind. Investitionen werden vorrangig dazu verwendet, um moderne Spitzenmedizin bewerkstelligen zu können. Darüber hinaus gibt es weder zusätzliche personelle Ressourcen, noch große finanzielle Spielräume. Investitionen für nachhaltige Krankenhaustechnik stehen somit in direkter Konkurrenz zu Investitionen für Spitzenmedizin. Strukturierte Herausarbeitungen von nachhaltigen Effekten über den Lebenszyklus des Gebäudes betrachtet, sind im österreichischen Krankenhausbau wenig bekannt. Ein Handlungsfeld, wo nachhaltig energetische Aspekte umgesetzt werden könnten, stellt die Gebäudehülle von Krankenhauskomplexen dar. Das Fachgebiet der Photovoltaik (PV) bietet dafür die Möglichkeit. Die nachhaltige Nutzung von Dachflächen zur Stromerzeugung ist durch zahlreiche PV-Projekte der letzten Jahre mittlerweile auch im Krankenhausbau zur gängigen Praxis geworden, jedoch sind Projekte mit fassadenintegrierter Photovoltaik hingegen nicht bekannt. Es könnten Flächen von Fassaden und Dächern zu einem wesentlich höheren Ausmaß zur Eigenstromerzeugung genutzt werden, als dies in Projekten bislang umgesetzt wurde. Gerade das Verbrauchsprofil von Krankenhäusern, welche als energiebedarfsintensiv gelten, eignet sich ideal zur Eigenstromerzeugung, da an größeren Krankenhausstandorten 100 % der eigenerzeugten Energie am Standort verbraucht werden und eine Überschusseinspeisung in das öffentliche Netz entfällt. Die nichterwünschte Belastung des öffentlichen Netzes durch Überschusskapazitäten wird dadurch gänzlich vermieden.

Der Kontext erscheint insofern wichtig, da mit der Neufassung der EU-Gebäuderichtlinie 2010/31/EU verfügt wurde, dass ab 2021 nur noch

Niedrigstenergiegebäude errichtet werden dürfen, nämlich Gebäude, welche eine sehr hohe Gesamtenergieeffizienz aufweisen. Die Richtlinie sieht sogar vor, dass für öffentliche Gebäude unter bestimmten Bedingungen diese schon ab 2019 Gültigkeit hat. Im eigentlichen Sinne wäre ein Krankenhaus, wenn es in öffentlicher Trägerschaft betrieben wird, als öffentliches Gebäude interpretierbar. Die Forcierung von BIPV (Bauwerkintegrierte Photovoltaik, engl. building integrated photovoltaics) im Krankenhausbau könnte in diesem Segment entscheidend zur konsequenten Umsetzung der EU-Gebäuderichtlinie beitragen. Es ist die Intention des Verfassers, eben genau diese nachhaltigen Möglichkeiten zu ermitteln und mit dieser Arbeit einen Betrag zu leisten, dass BIPV zu einem fixen Bestandteil im Krankenhausbau etabliert wird.

1.2 Motivation und Zieldefinition

Die vorliegende Masterthese thematisiert die Anwendung von BIPV im Krankenhausbau unter realistischen Errichtungs- und Nutzungsbedingungen. Es wird die Optimierung einer Kosten-/Ertragsperformance anhand unterschiedlicher Varianten am Beispiel eines geplanten Neubauprojektes simuliert.

Die Motivation zu dieser Arbeit liegt in der Herausarbeitung eines ausgeglichenen Verhältnisses zwischen möglichst geringen Errichtungskosten einer Gebäudehülle zu gleichzeitig möglichst hoher Eigenstromerzeugung mittels PV in oder auf der Gebäudehülle mit dem Gesamtziel, den externen Strombezug eines Krankenhauskomplexes zu verringern und insgesamt zu einer Dekarbonisierung beizutragen. In insgesamt vier Simulationsvarianten wird eine Optimierung ermittelt. Bei dem Neubauprojekt handelt es sich um das sogenannte Haus B im Landeskrankenhaus (LKH) Salzburg, welches bis in das Jahr 2025 errichtet wird. Alle ermittelten Erkenntnisse werden im Kontext der Gesamtenergieperformance moderner, interdisziplinärer Akutkrankenhäuser gestellt. Die Simulationsstudie wird anhand von Kosten- und Ertragsdaten von Best-Practice-Projekten durchgeführt, welche in den letzten Jahren umgesetzt wurden, aber auch durch eigens ermittelter Errichtungs- und Betriebsdaten von Projekten in den Salzburger Landeskliniken. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich inhaltlich auf Funktion und Ertrag der PV im Krankenhausbau und hat somit einen technischen und betriebswirtschaftlichen Ausrichtungsschwerpunkt. Auf die Darstellung von Möglichkeiten der architektonischen Gestaltung und auf ästhetische Qualitäten, die sich durch PV im

Krankenhausbau erschließen, wurde zur Begrenzung des Umfangs dieser Arbeit verzichtet.

Die Arbeit zielt hauptsächlich darauf aus, anhand einer konkreten Krankenhausplanung einen Leitfaden zum Einsatz von BIPV für Großgebäude zu entwickeln, welcher von Planern und Architekten herangezogen werden kann, etwa für Machbarkeits- und Potentialstudien. In unterschiedlichen Simulationsvarianten soll dem Anwender des Leitfadens im jeweiligen Projekt der Weg zu einer optimierten PV-Nutzung aufgezeigt werden. Das jeweilige Simulationsergebnis gibt eine erste Abschätzung über Kosten und Nutzen des Einsatzes von Photovoltaik und kann für weitere Entscheidungen herangezogen werden. Der Leitfaden bekommt dadurch eine besondere Gewichtung in dieser Arbeit und wird dadurch zu einem übergeordneten Ziel. Er kann somit als Werkzeug zu einer PV-Optimierung von Großgebäuden gesehen werden. Das Planungsobjekt des Hauses B in dieser Masterthese stellt den Bezug zur Umsetzbarkeit unter realistischen Projektbedingungen dar und dient dafür lediglich als Demonstrationsobjekt zur besseren Veranschaulichung der dargestellten Methode.

1.3 Forschungsfragen

1. Wie optimiert man im modernen Krankenhausbau eine nachhaltige Kosten-/Ertragsperformance der Gebäudehülle zur photovoltaischen Eigenstromerzeugung?
2. Welchen Anteil des Gesamtenergieverbrauches eines Krankenhauses kann man abdecken?
3. Welche Amortisationszeit stellt sich nach dynamischer Berechnung für eine Optimierungsvariante ein?

1.4 Hypothesen

1. Bauwerkintegrierte Photovoltaik derjenigen Vertikalflächen in Ost-, West- und Südausrichtung, bei denen keine wesentliche Leistungsminderung in der Planungsphase ermittelbar ist, in Kombination mit einer maximalen Flachdach-PV-Aktivierung, führen zu einer Optimierung der Kosten-/Ertragsperformance der Gebäudehülle zur Eigenstromerzeugung im modernen Krankenhausbau.

2. Die Abdeckung des Gesamtstrombedarfes durch Solarstromerzeugung von mindestens 3 % kann bei Krankenhaus-Großgebäudekomplexen erreicht werden.
3. Die Optimalvariante hat bei dynamischer Berechnung eine Amortisationszeit von zumindest kleiner oder gleich 12 Jahren.

Anmerkung des Verfassers: Die Hypothesen wurden aufgestellt, bevor die Berechnungsergebnisse der Variantensimulation ermittelt wurden, nämlich zum Zeitpunkt der Vorstellung des Masterthesis Exposés und noch vor Beginn der Verfassung der Masterthesis (Mai 2018). Die Hypothesen wurden bewusst unverändert belassen, um den Unterschied zwischen den zuvor getroffenen Annahmen und den nach den Berechnungen tatsächlich vorherrschenden Ergebnissen zu verdeutlichen (Bauchgefühl versus Berechnungsergebnis).

Die aufgestellten Hypothesen ergründen sich einerseits aus den Erfahrungswerten des Verfassers im Krankenhausbau in Bezug auf PV, andererseits versucht der Verfasser mittels der Variantensimulation Richtwerte zu ergründen, die in der Literatur nicht zu recherchieren waren. Zur zweiten Hypothese ist festzustellen, dass der Abdeckungsgrad eines Referenz-Krankenhausobjektes im LKH Salzburg zum Zeitpunkt der Verfassung der Masterthesis bei 1,2 % liegt bei ausschließlicher Flachdach-PV-Aufständigung. Durch zusätzliche fassadenintegrierte PV wird die Annahme getroffen, dass bei einem Akutkrankenhaus eine Steigerung auf mindestens 3 % möglich ist. Die Systematik der Berechnung und die Methodik wird detailliert im Kapitel 3 beschrieben.

2 Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV)

Photovoltaik beschreibt als Überbegriff die Möglichkeit, um aus der auf der Erde auftreffenden Sonnenenergie, der sogenannten Globalstrahlung, elektrische Energie zu erzeugen. PV-Bauelemente und ihre Integration in Gebäuden werden durch den Einbau in Dach- und Fassadenflächen, aber auch als Überdachung oder Verschattungselement somit technisch nutzbar gemacht. Deshalb ist die Gebäudehülle bei der Integration solartechnischer Systeme als Schnittstelle zwischen Architektur und Solartechnik das wesentliche, auch optisch wirksame Bezugsfeld (Herzog, Krippner, & Lang, 2016, S. 295). Im Bereich der Photovoltaik hat sich hierfür der Terminus Bauwerkintegrierte Photovoltaik BIPV etabliert (Krippner, Vorwort, 2016, S. 6). Von BIPV spricht man bei Systemen und Konzepten, bei denen das photovoltaische Element neben der Funktion der Stromerzeugung gleichzeitig die Funktion eines Bauteiles übernimmt (Ipser, Steiner, Stieldorf, & Bointner, 2012, S. 5). Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt weniger in der Eruiierung von Forschungsaktivitäten und neuesten technischen Erkenntnissen, vielmehr liegt der Focus auf der praktischen Anwendung bauwerkintegrierter Photovoltaik bei Großgebäudekomplexen wie es ein multifunktionaler Krankenhausbau, das Haus B, darstellt. Die vorliegende Arbeit soll vielmehr als Leitfaden und Handlungshilfe zur Erstellung von Variantensimulationen für Großgebäudekomplexe verstanden werden, um Bauherren bzw. Investoren im Vorfeld von Projekten oder in der Projektentstehung Potentiale von BIPV aufzuzeigen, aber auch etwaige Unwirtschaftlichkeiten aufzudecken und darzustellen.

2.1 Verfügbare BIPV-Leitwerke

Eine Orientierung für Planung und Errichtung von BIPV-Anlagen geben die von den jeweiligen nationalen Umwelt-, Energie- und Wissenschaftsministerien veröffentlichten Leitfäden. Basis zur Erstellung dieser bilden wissenschaftliche Forschungsk Kooperationen auf internationaler Ebene. Zu nennen ist die für BIPV wichtigste internationale Forschungsk Kooperation IEA-PVPS, das Photovoltaic Power Systems Programme der Internationalen Energie Agentur IEA (engl. International Energy Agency). Im Task 15 dieses Programmes gibt es vertiefte Forschungsaktivitäten zur Etablierung von BIPV insgesamt mit dem Ziel, den Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung durch PV-Stromerzeugung zu beschleunigen. Folgende Länder sind an Forschungsaktivitäten des IEA PVPS Task 15 beteiligt:

Belgien, Dänemark, Frankreich, Italien, Japan, Kanada, Korea, Norwegen, die Niederlande, Österreich, Spanien, Schweden und die Schweiz. Österreich erfüllt im Task 15 eine wichtige Rolle und ist durch Wissenschaftler der Fachhochschule Technikum Wien, des AIT - Austrian Institute of Technology - und durch das OFI - Österreichisches Forschungsinstitut für Chemie und Technik - in diversen Forschungsprogrammen vertreten. Die tppv - Technologie Plattform Photovoltaik (Plattform für Forschung und Innovation der österreichischen Photovoltaikindustrie, 2018) - setzt in Österreich darüber hinaus viele Akzente zur Etablierung von BIPV in der praktischen Umsetzung und in der Ausbildung von PV-Spezialisten für Planung und Ausführung. Aus den genannten Aktivitäten entstanden schon seit Ende der 1990er-Jahre diverse Umsetzungsempfehlungen und Marktstatistiken. Erwähnenswert sind die „Berichte aus Energie- und Umweltforschung“ des bmvit – österreichisches Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technik.

Damit der Leser dieser Masterthesis und praktische Anwender der nachfolgenden Variantensimulation zur fachlichen Vorbereitung sich eine zeitlich umfangreiche Literaturrecherche ersparen kann, werden vom Verfasser nachfolgende Leitwerke zum Literaturstudium empfohlen. Diese Empfehlung kann auch als „best of“ – Filter aller derzeit verfügbaren Praxisleitfäden gesehen werden:

- Planungsleitfaden Plusenergie; Energieeffizienz und gebäudeintegrierte regenerative Energieträgertechnologien im Vorentwurf und Entwurf; Entwurfsleitfaden Photovoltaik; Berichte aus Energie- und Umweltforschung, bmvit (Ipser, Steiner, Stieldorf, & Bointner, 2012)
- Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1; Technologiestatus, Erfahrungen, Best-Practice-Beispiele und Visionen der GIPV Technologie; Eine Studie im Auftrag des Österreichischen Klima- und Energiefonds (Fechner, Sehnaal, Haas, López-Polo, & Kletzan-Slamanig, 2009)
- Building Integrated Photovoltaics: Product overview for solar building skins. Status Report 2017; SUPSI University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland; SEAC Solar Energy Application Centre of the Netherlands (Zanetti, Bonomo, Frontini, & Saretta, 2017)

- Gebäudeintegrierte Solartechnik; Architektur gestalten mit Photovoltaik und Solarthermie (Becker, et al., 2016)
- Aktive Solarenergienutzung; Kapitel C3. In: Bautechnik der Gebäudehülle; Bau und Energie (Ragonesi, et al., 2016, S. 319-330)
- Integrierte Fassaden; Kapitel 3. In: Fassaden: Konstruktion – Sanierung – Projekte (Lückmann, 3/5 Integrierte Fassaden, 2014, S. 138-146)

2.2 Technologie, Systeme und Komponenten

Die auf die Gebäudeoberfläche auftreffende Sonnenenergie wird zur elektrischen Energieerzeugung nutzbar gemacht durch den photovoltaischen Effekt. In diesem Kapitel wird kurz und schematisch beschrieben, wie der photovoltaische Effekt technisch umgesetzt und angewendet werden kann, damit Strom als Endenergie genutzt werden kann.

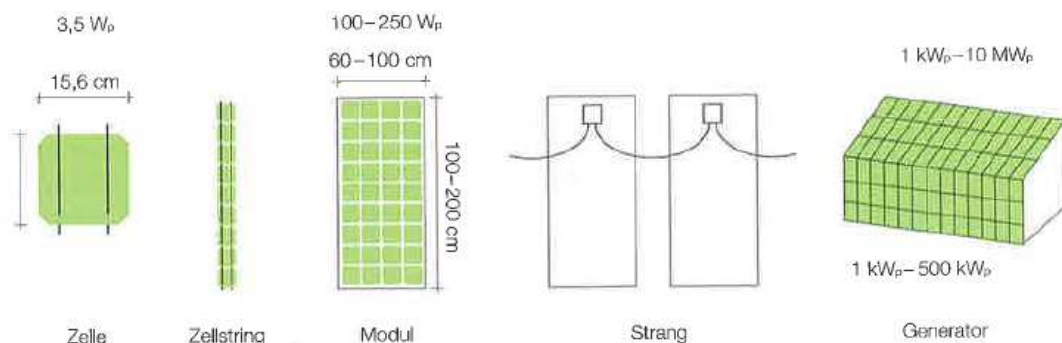


Abbildung 1: Modularer Aufbau eines Solargenerators, vereinfachte Darstellung (Haselhuhn, 2016, S. 31)

Abbildung 1 zeigt vereinfacht den modularen Aufbau eines Solargenerators, vorerst zur Gleichstromerzeugung. Eine Solarzelle erzeugt die elektrische Energie. Die Solarzellen werden elektrisch miteinander seriell verbunden zu einem Zellstring und zu einem Modul. Mehrere Module werden zu einem Strang verbunden und die Gesamtheit aller Module ergibt den Solargenerator des Gebäudes. Mittlerweile erreichen kristalline Standardmodule mit 60 Solarzellen eine Leistung von mehr als 300 Wp (Watt peak). Die Abbildung 1 ist keine durchgängige Darstellung der Technologie, da die Umformung in die notwendige Energieform des Wechselstromes

nicht abgebildet ist. Solarzellen und Module erzeugen Gleichstrom. Es ist eine Umformung mittels Wechselrichter in Wechselstrom notwendig. Die Einspeisung in das Stromnetz (im Fall des Hauses B ins Hausnetz) muss strukturiert und synchronisiert sein. Diverse Komponenten zur Solarstromerzeugung werden in Kapitel 2.2.3 beschrieben.

2.2.1 Zelltechnologie

Es gibt unterschiedliche Typologien von Solarzellen zur Erzeugung von Solarstrom. Untenstehende Abbildung 2 zeigt eine grobe Unterteilung in kristalline Solarzellen in Wafertechnologie, in Dünnschicht-Solarzellen und in organische Solarzellen.

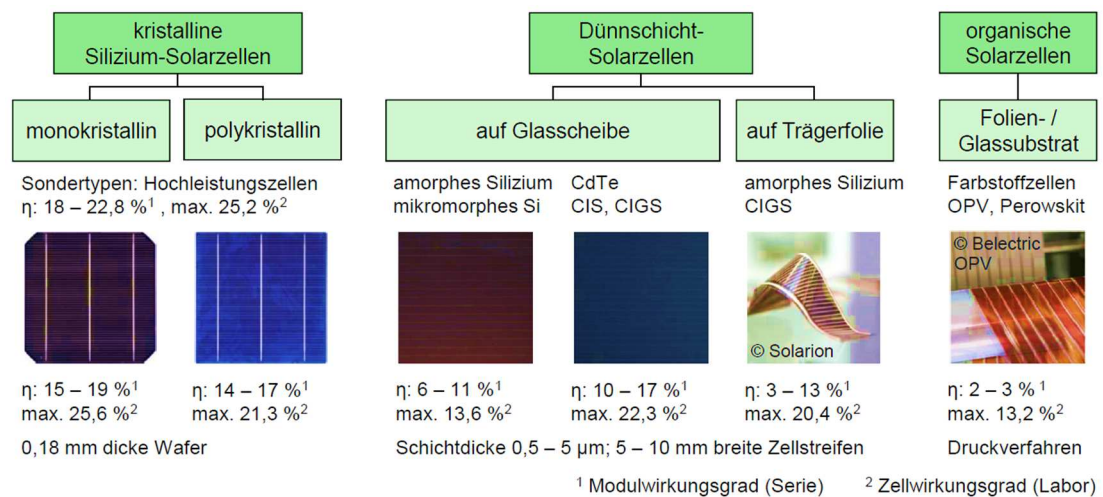


Abbildung 2: Typologien der Solarzellen (Hemmerle, 2017, S. 5)

In mehreren Belangen ist in der Darstellung ein Gefälle von der linken zur rechten Seite erkennbar. Die Solarzellenproduktion begann zuerst in der Halbleitertechnologie mit monokristallinen Wafern hin zu polykristalliner Technologie. Die Entwicklungsschritte entwickelten sich so weiter, dass Dünnschichten entwickelt werden konnten bis hin zu den in den 1990er Jahren entwickelten organischen Solarzellen. Je höher der Wirkungsgrad der Solarzelle ist, desto mehr Materialverbrauch ist bei der Zellproduktion zu verzeichnen, desto höher sind die Anschaffungskosten von Modulen dieser Technologie. Je geringer der Materialeinsatz von Zell- und Trägermaterial ist, desto mehr nimmt der Wirkungsgrad der Zelle aber auch ab. Ohne Zweifel macht die Wafertechnologie noch den Großteil der weltweiten Solarzellenproduktion aus, jedoch schreitet die Entwicklung mehr und mehr voran, sodass Dünnschicht- und weitere Technologien an Bedeutung gewinnen. Dies ist bedingt durch eine zunehmend energieärmere Produktion und geringere

Materialeinsätze in der Zelltechnologie. „Dies bedeutet, dass Dünnschicht-Solarmodule, die viel billiger herzustellen sind, effizienter werden“ (Mohanty, Muneer, Gago, & Kotak, 2015). Die Dünnschichttechnologie ermöglicht einen sehr flexiblen Einsatz bei geringem Materialverbrauch und unempfindlicherem Temperaturverhalten. Gerade die flexiblen Einsatzmöglichkeiten eröffnen neue Perspektiven für BIPV bei weiterhin zunehmender Zelleffizienz, was Experten dazu veranlasst, dieser Technologie in der Gesamtheit der Zelltypologien eine noch stärkere Bedeutung zu prophezeien.

2.2.2 Modultechnologie

Ein Photovoltaikmodul ist die flächenmäßige Anordnung und Verbindung mehrerer Solarzellen zu einer technisch montierbaren Einheit, dem Modul. Die Solarzellen selbst sind sehr empfindlich und sind innerhalb des Moduls gekapselt, damit sie nicht beschädigt werden. Die Kapselung ist insofern wichtig, dass diverse mechanische und thermische Belastungen von der Oberfläche der Solarzellen ferngehalten werden müssen. Die Kapselung der Solarzellen kann unterschiedlich sein. Meist wird die Zellschicht auf der Oberseite des Moduls von Glas geschützt und zwischen dem Glas und der Zelloberfläche ist ein Verbindungsmaterial aus transparenter Folie oder eine flexible Beschichtung aufgebracht. Die gesamte Einheit des Moduls hat das Ziel, sämtliche beschädigende Umwelteinflüsse von den Solarzellen abzublocken, damit die Lebensdauer des Moduls möglichst lange ist. Die Modultechnologie hat sich seit dem Anfang der 1990er Jahre, wo eine industrielle Fertigung allmählich begonnen hat, sehr divers weiterentwickelt. Die Herstellungsvielfalt reicht von Modulen mit Rahmen und rahmenlosen Modulen bis hin zu Dünnschicht- und Folienmodulen. Die Oberschicht des Moduls ist bei den allermeisten Modulen aus lichtdurchlässigem Glas. Da dem Blendschutz zusehens mehr Bedeutung gegeben wird, werden auch reflexionsfreie, blendfreie Moduloberflächen aus Glas angeboten. Die technische Ausprägung der Unterseite des Moduls kann in der Vielzahl des Marktangebotes sehr stark variieren. Die Möglichkeiten gehen von Folierung, Beschichtung und Kaschierung bis hin zu transparenten Modulrückseiten und Glas. Letztere Modultypologie bezeichnet man als Glas-Glas Module, ohne Modulrahmen auch Laminate genannt. Gerade Laminate werden in der Fassadentechnologie gerne eingesetzt, da sie sich flexibel einsetzen und montieren lassen. Transparente Modulrückseiten werden zusehens für den Einsatz als semitransparente Module, aber auch als bifaciale Module verwendet. Semitransparente Module werden zu

Verschattungen bzw. Teilverschattungen verwendet und bifaciale Module können durch Rückreflexion auf der Zellunterseite noch zusätzliche Solarerträge generieren.

2.2.3 Komponenten

Um die Solarenergie technisch nutzbar zu machen, bedarf es neben den Photovoltaikmodulen noch weiterer zusätzlicher Materialien und Komponenten. Zur Montage der Module benötigt man eine Unterkonstruktion zur Integration in oder an dem Gebäude, welche aus Klemmen, Verschraubungen, Schienen und Profilen besteht. Die Konstellation und die Gesamtheit dieser Montageart ist bauartgeprüft und bei der Montage der Module und der Unterkonstruktion sind besondere Montagebedingungen (u. a. die statischen Bedürfnisse) zu beachten. Die Module werden mit vorkonfektionierten, elektrischen Kabelsteckverbindungen bis zum Wechselrichter verbunden. Der Wechselrichter hat die Aufgabe, den durch die Solarmodule erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umzuwandeln, diesen mit dem Netz zu synchronisieren und ins Netz einzuspeisen. Der Einsatz von Batteriespeicheranlagen wird immer häufiger und gängiger, da eine Einspeisung ins öffentliche Stromnetz zu ungewollten Netzüberkapazitäten führen würde und das Netz nur unnötig belasten würde. Der Grad an Eigennutzung sollte somit in Zukunft stetig gesteigert werden. Je nach Anlagenkonfiguration gehört also eine Batteriespeicheranlage zu den notwendigen Komponenten, um die tagsüber erzeugte Energie zu speichern und in Zeiten nichtverfügbarer Solarenergie aus dem Batteriepuffer zu verwenden. Im Falle der BIPV von Haus B wird auf eine Batteriespeicherung verzichtet, weil der gesamte eigenproduzierte Strom an Ort und Stelle und zur Gänze im Hausnetz des LKH benötigt und verbraucht wird. Vorteilhaft und ertragssteigernd wirkt sich der Einsatz von Leistungsoptimierern aus, welche pro Modul eingesetzt werden und welche zumeist auf der Modulrückseite bzw. am Modulrahmen montiert werden. Die Einsatzmöglichkeiten werden eigens im Kapitel 4.1.6 erläutert.

Separate Komponenten, welche mit Funktion und Ertrag der PV-Anlage nichts zu tun haben, jedoch aus sicherheitstechnischen Gründen unabdingbar sind, sind die Komponenten zur Einbindung in den Blitzschutz des Gebäudes und Sicherungspunkte für den persönlichen Schutz des Wartungspersonals. Auf diese separaten Komponenten wird in der Praxis oft und gerne vergessen und diese zwingend notwendigen Komponenten werden in diversen Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht berücksichtigt. Am Ende eines jeweiligen Projektes müssen diese Komponenten umständlich nachbestellt und nachmontiert

werden. Weitere Komponenten, wie etwa Anschluss- bzw. Verteilerdosen, Klemmen, Einspeisezähler, Überwachungseinrichtungen oder die Komponenten zur Einbindung in die zentrale Gebäudeleittechnik werden hier nur taxativ aufgezählt.

Erwähnenswert sind Komponenten zur Überwachung von Leistung und Optimierung der gesamten Anlage. Damit ist nicht die technische Überwachung über die zentrale Gebäudeleittechnik gemeint, sondern die Visualisierung von Anlage und Modulleistung auf Online-Tools. Siehe dazu ebenfalls Kapitel 4.1.6.

2.3 Arten der Ausführung

PV bietet mittlerweile zahlreiche Möglichkeiten zur Integration in oder an der Gebäudehülle. Die Abbildungen 3 und 4 zeigen schematisch die unterschiedlichen Möglichkeiten zum Einsatz von BIPV.

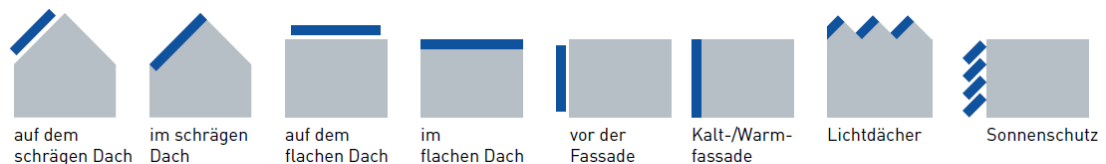


Abbildung 3: Möglichkeiten von BIPV (Fechner, Sehnal, Haas, López-Polo, & Kletzan-Slamanig, 2009, S. 12)

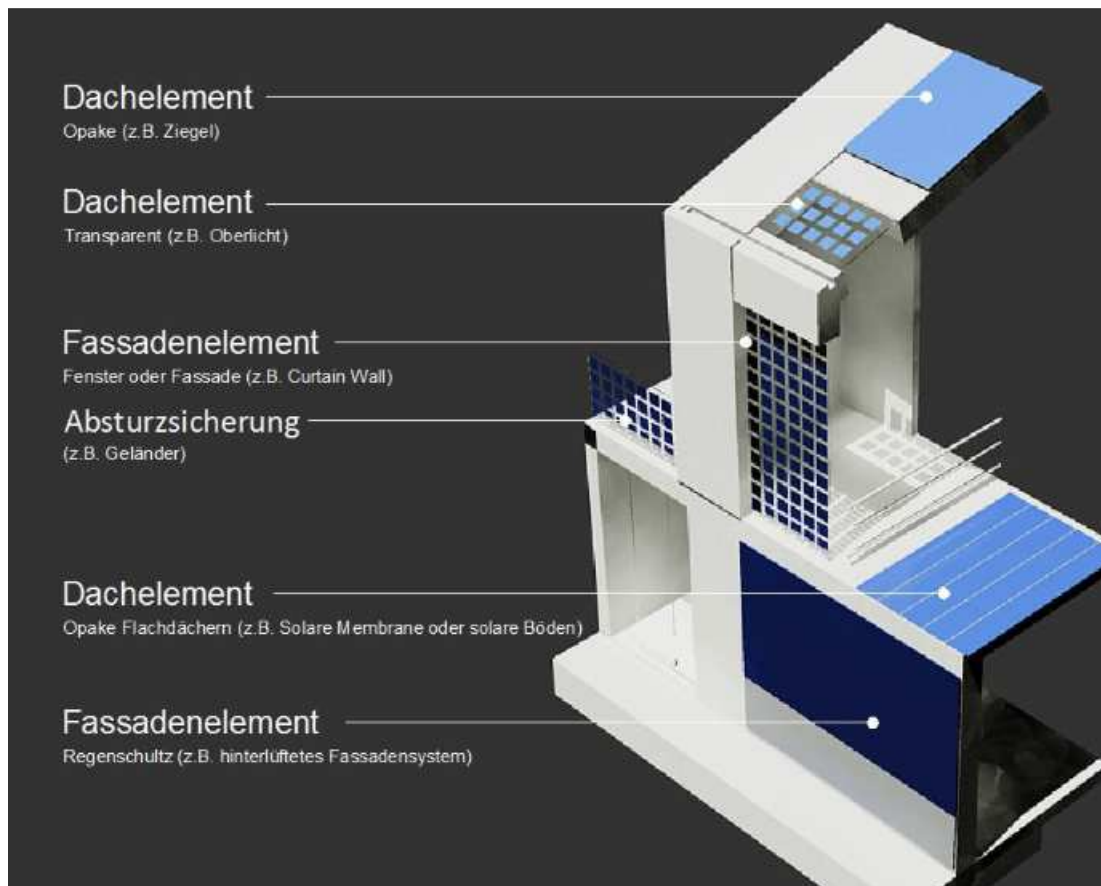


Abbildung 4: Die Multifunktionalität von BIPV in der Gebäudehülle (Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana, 2019)

In dieser Diversität zeigt sich die Multifunktionalität, welche sich durch BIPV erschließt. „Die Abkürzung BIPV wird von den Systemen übernommen, in denen das Photovoltaiketelement zusammen mit der Energieerzeugung aus Solarzellen zu einem Bauelement, einem integrierten Teil einer Architektur und einem Gebäudekörper wird“ (Bonomo & Frontini, 2017, S. 12).

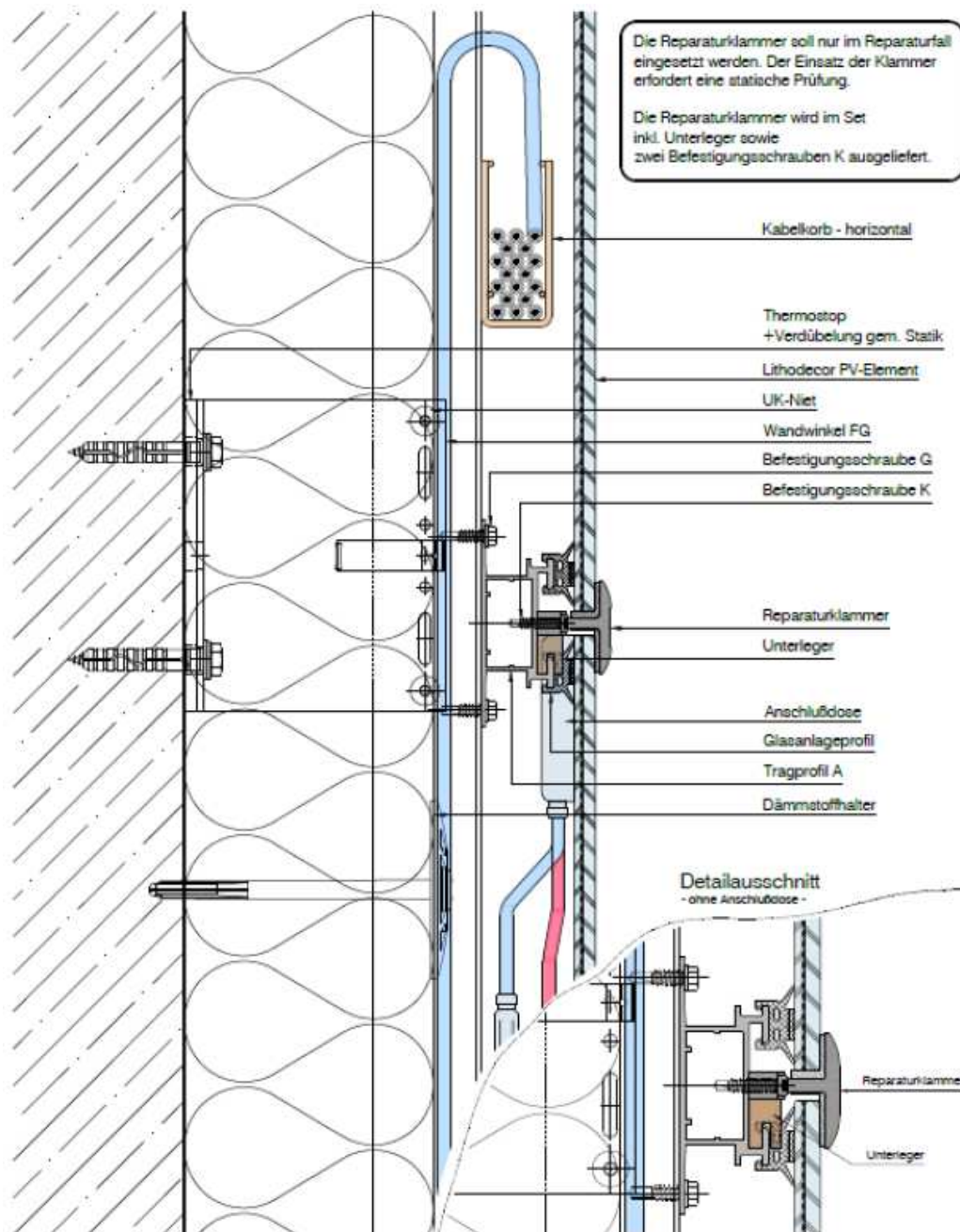


Abbildung 5: Die Multifunktionalität von BIPV im Fassadenaufbau (Bild: Lithodecor)

Die Diversität und Multifunktionalität von BIPV zeigt sich aber auch in der komplexen Konstellation unterschiedlichster Materialien, wie sie in der Abbildung 5 dargestellt wird, die in ihrem Zusammenspiel genau bemessen werden muss.

2.4 BIPV im Kontext Krankenhaus

2.4.1 Photovoltaik in österreichischen Krankenhäusern

Eine flächendeckende Erfassung des Einsatzes von Photovoltaik in österreichischen Krankenanstalten ist bislang laut Recherche des Verfassers nicht bekannt. Die Statistik Austria und die e7-Markt-Analyse GmbH führten für die Berichtsjahre 2013-2015 im Auftrag des Österreichischen Verbandes der KrankenhaustechnikerInnen ÖVKT eine Erfassung des Energieverbrauches in österreichischen Krankenhäusern durch. Neben Angaben zum Endenergiebedarf der Krankenhäuser wurden auch Eigenerzeugungen abgefragt, wie etwa die Erzeugung von Solarstrom. Die geringe Anzahl an teilnehmenden Krankenanstalten, als auch die geringe Anzahl an Meldenden zum Einsatz von Photovoltaik ließen keinen nachvollziehbaren Rückschluss auf die PV-Erzeugung in österreichischen Krankenanstalten zu (Kitzberger, persönliche Kommunikation, 2017).

Im Auftrag des österreichischen Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie wird regelmäßig eine Marktstatistik für Innovative Energietechnologien durchgeführt. Der Berichtsteil der Photovoltaik wird am Institut für Erneuerbare Energie der FH Technikum Wien erstellt. Die PV-Kapazitäten von österreichischen Krankenanstalten werden im Gegensatz zu den wichtigsten Gebäudekategorien weder erfasst, noch gemeldet. Des Weiteren ist kein Projekt in Österreich bekannt, wo in Krankenanstalten fassadenintegrierte PV umgesetzt worden wäre (Fechner, Interview zu Photovoltaik in österr. Krankenhäusern, 2018).

Vorbildgebend im Sinne einer energieeffizienten Bewirtschaftung eines Krankenhausverbundes konnte die KABEG – Krankenanstalten-Betriebsgesellschaft, Landeskrankenhäuser des Bundeslandes Kärnten – recherchiert werden. Die KABEG ist seit 2011 als einziger Krankenhausverbund in Österreich EMAS zertifiziert (Gabriel & Deutz, 2016). An fünf Krankenhausstandorten sind PV-Anlagen auf Flach- und Giebeldächern installiert mit einer Gesamtleistung von 650 kWp und einem Jahresertrag von 714.000 kWh. Bei einem jährlichen Stromverbrauch von etwa 48 GWh ergibt dies einen Abdeckungsgrad von etwa 1,5 % des gesamten Strombedarfes aller Kliniken durch Solarenergie.



Abbildung 6: Photovoltaikanlagen auf dem Flachdach des Klinikums Klagenfurt (Foto: KABEG)

Als größte PV-Anlage auf einem österreichischen Krankenhaus-Flachdach gilt die in Abbildung 6 zu sehende Anlage im Klinikum Klagenfurt der KABEG, welche eine Leistung von 570 kWp aufzuweisen hat. Das gesamte Gebäude wurde nach dem Green Building Standard errichtet.

2.4.2 Photovoltaik in den Salzburger Landeskliniken

PV-Anlagen gibt es in den Salzburger Landeskliniken zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Arbeit ausschließlich in aufgeständerten Varianten auf Flachdächern verschiedener Standorte. Die erste Anlage mit einer Leistung von 30 kWp wurde am Standort LKH Salzburg in 2013 errichtet und in 2017 mit zusätzlichen 10 kWp erweitert. Diese beiden ersten Anlagen der SALK werden in einem Pachtmodell betrieben, wo sich die Anlagen im Eigentum eines Vertragspartners befinden und die SALK über einen definierten Vertragszeitraum einen Pachtzins leistet. Die Stromerträge werden in das Hausnetz des LKH Salzburg eingespeist und zu 100 % vor Ort im Haus A des LKH Salzburg verbraucht. Eine Stromeinspeisung in das öffentliche Netz wird, wie bei allen Anlagen der SALK, nicht durchgeführt und eine Akkuspeicherung entfällt ebenfalls. Das Haus A am Campus LKH Salzburg stellt sowohl vom medizinischen Anforderungsprofil, als auch von den Raum- und Funktionsbereichen her ein Referenzobjekt zum Haus B dar, sodass die beiden Objekte plausibel vergleichbar sind. In beiden Häusern gibt es in ähnlicher Verteilung

OP- und medizinische Funktionsbereiche, bettenführende Trakte und öffentliche Bereiche. Das Energiebedarfsprofil des Hauses A eignet sich gut, um anhand belastbarer Daten des Stromverbrauches und auch der Erzeugungsdaten der PV für diese Variantenstudie auf das Haus B hochrechnen zu können.

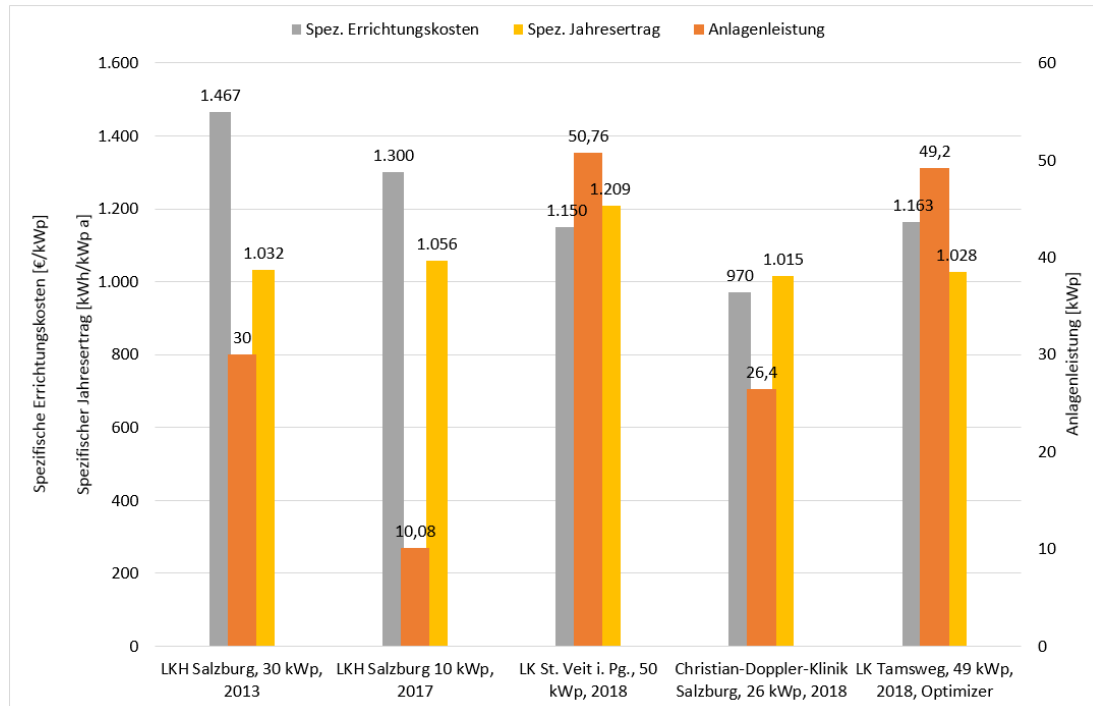


Diagramm 1: Spezifische Errichtungskosten [€/kWp], spezifische Jahreserträge [kWh/kWp a] und Anlagenleistungen [kWp] der Dach-PV-Anlagen der SALK (eigene Darstellung)

Alle weiteren PV-Anlagen der SALK wurden ab 2017 in Eigeninvestition errichtet, wobei nur die Anlage in der Landesklinke St. Veit im Pongau in Betrieb ist und die Anlagen in der Christian-Doppler-Klinik und in der Landesklinke Tamsweg zwar errichtet sind, aber zum Zeitpunkt der Verfassung der Arbeit noch nicht in Betrieb gegangen sind. Die Entscheidung, die Anlagen in Eigeninvestition zu errichten und nicht mehr in Kooperationsmodellen mit Vertragspartnern zu betreiben, erschließt sich aus den Erfahrungen der ersten beiden Anlagen des LKH Salzburg, welche mit diesen Modellen betrieben werden. Es konnte dargelegt werden, dass in Eigeninvestition und in Eigenbetrieb die Wirtschaftlichkeit und das Ertragsverhalten gegenüber den Kooperationsmodellen gesteigert werden kann. Es entfallen die Aufschläge für Margen und für den Betrieb durch den Kooperationspartner. Diagramm 1 zeigt einen Überblick der bisher errichteten PV-Anlagen der SALK mit spezifischen Daten über Errichtungskosten, Jahreserträgen und Anlagenleistungen. Auffällig ist, dass über wenige Jahre sich die spezifischen Errichtungskosten

signifikant verringert haben bei gleichzeitiger Modulleistungssteigerung. Vergleichsweise sind bei der ersten PV-Anlage in 2013 noch Standardmodule mit 250 W verbaut worden, wohingegen in 2018 schon 300 W – Module den Standard darstellen.

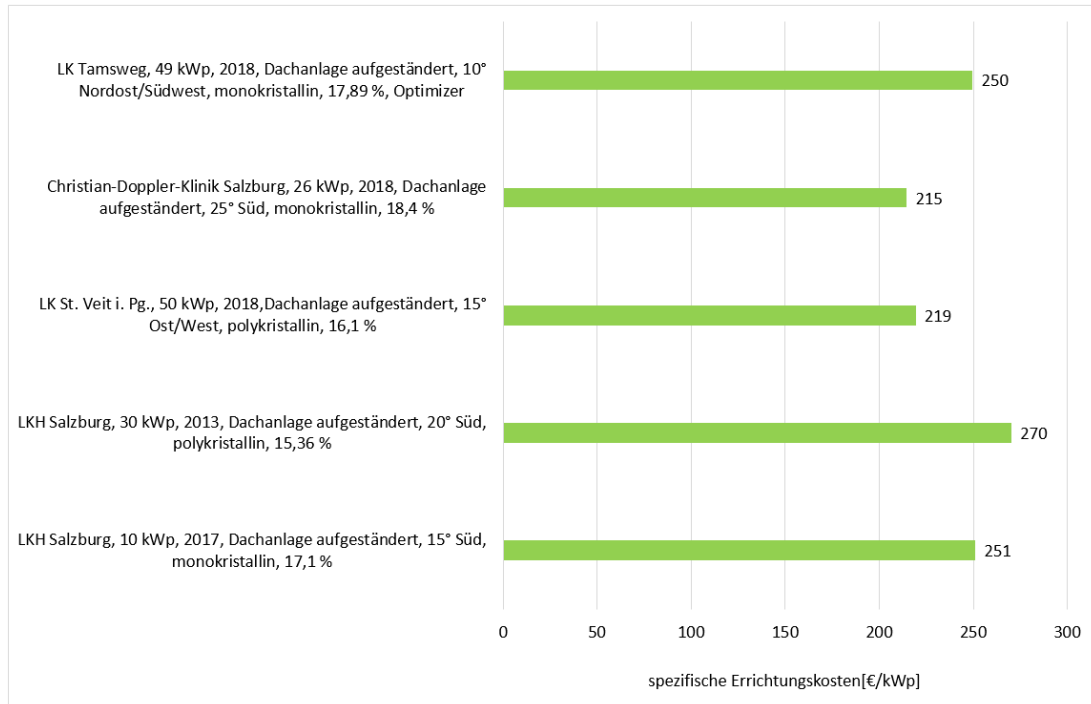


Diagramm 2: Spezifische Errichtungskosten [€/m²] (Generatorfläche) der Dach-PV-Anlagen der SALK (eigene Darstellung)

Diagramm 2 zeigt den Vergleich der Anlagen der SALK in Bezug auf die spezifischen Errichtungskosten. Auch hier zeigt sich, dass jüngere Anlagen kostengünstiger errichtet werden konnten. Eine Ausnahme zu dieser Behauptung des Verfassers stellt die Anlage in der Landesklinik Tamsweg dar. Die leicht erhöhten spezifischen Errichtungskosten dieser Anlage sind bedingt durch den Einsatz von modulweisen Leistungsoptimierern, den sogenannten Optimizern, und blendfreien Modulen. Blendfreie Module, die als dieses geprüft und zertifiziert sind, sind wegen des Hubschrauberlandeplatzes am Dach des Hauptgebäudes behördlich vorgeschrieben und notwendig. Aus dem Diagramm 2 können auch die Modulausrichtungen, die kristalline Eigenschaft der Solarzellen und die Modulwirkungsgrade entnommen werden.

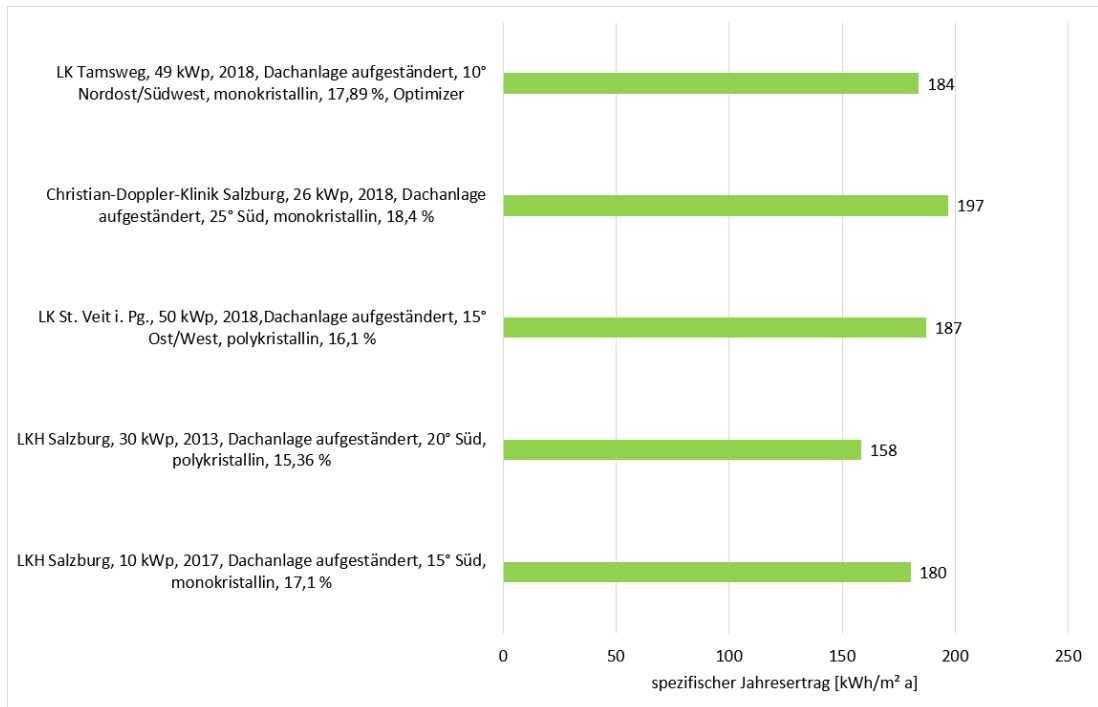


Diagramm 3: Spezifischer Jahresertrag [kWh/m² a] (Generatorfläche) der Dach-PV-Anlagen der SALK (eigene Darstellung)

Diagramm 3 beschreibt den spezifischen Jahresertrag der Generatorfläche der unterschiedlichen SALK-Anlagen, d. h. der Ertrag als elektrische Energie, welcher mit der Modulfläche pro Quadratmeter am jeweiligen Standort erzeugt werden kann. Der Höchstertrag von 197 kWh pro Quadratmeter und Jahr wird laut Detailberechnung für die Anlage in der Christian-Doppler-Klinik prognostiziert. Die Anlage geht im Frühjahr 2019 in Betrieb. Dem gegenübergestellt erbringt die älteste Anlage der SALK aus 2013 im LKH den geringsten Jahresertrag pro Quadratmeter mit 158 kWh. Erkennbar ist auch, dass je jünger eine Anlage ist, desto höher ist der Modulwirkungsgrad. Ein Grad für den weiterhin steigenden Trend der Leistungssteigerung in der Zelltechnologie.

2.4.3 Internationale Best-Practice-Beispiele in Krankenhäusern

In der Literatur und in Veröffentlichungen sind nur einige wenige Projekte im Krankenhausbau zu finden, wo in größerem Ausmaß BIPV angewandt wurde. Recherchierbar sind bislang fast ausschließlich Einzelanlagen auf Flachdächern mit einer Leistung von < 50 kWp, welche hier nicht erläutert werden. In diesem Kapitel werden internationale Best-Practice-Beispiele kurz beschrieben und mit den wichtigsten Eckdaten belegt, wo BIPV in einem Leistungsausmaß > 50 kWp pro Klinikstandort umgesetzt wurden. Insbesondere ist auch hier auffällig, dass zumeist Projekte mit aufgeständerter PV auf Flachdächern verwirklicht wurden und es nur ganz wenige Beispiele gibt, wo fassadenintegrierte PV angewandt wurde.

Krankenhaus Mühlacker der Enzkreis-Kliniken gGmbH (Deutschland)



Abbildung 7: PV-Anlage zur Beschattung der Patientenzimmer der Südfassade des Krankenhauses Mühlacker (Foto: BUND Gütesiegel Poster)

In der Veröffentlichung fasst der Technische Leiter zusammen (Schinhammer, 2009, S. 29):

Eine 800 m² große Photovoltaikanlage mit einer Leistungsaufnahme von 90 kW ist an der Südfassade des Krankenhauses Mühlacker installiert. Die Anlage liefert durchschnittlich eine Leistung, die 20 Einfamilienhaushalte mit Strom versorgen könnte. Die Kollektorfläche bietet zusätzlich die Beschattung der Patientenzimmer. Zwölf Solar-Wechselrichter ermöglichen, dass der Strom ins Netz eingespeist wird. Das Krankenhaus Mühlacker stellt gleichzeitig Dachfläche für eine weitere Photovoltaikanlage zur Verfügung. Diese 220 m² große Anlage wird von den Stadtwerken Mühlacker betrieben und verfügt über eine Leistungsaufnahme von 26 kW.

Im Krankenhaus Mühlacker gelang es zu einem relativ frühen Zeitpunkt im praktischen Einsatz von BIPV erstmals, im Rahmen eines Bestandsanierungsprojektes eines Krankenhauses eine Fassaden-PV-Anlage als Verschattungseinrichtung größeren Leistungsausmaßes umzusetzen. Das Krankenhaus Mühlacker setzte im Rahmen der Sanierung eine Vielzahl an Schritten zur Reduktion des Endenergiebedarfes und erhielt 2007 das BUND-Gütesiegel-Energie-sparendes-Krankenhaus.

REGIOMED Klinikum Lichtenfels (Deutschland)



Abbildung 8: Im Klinikum Lichtenfels wurden Photovoltaikanlagen mit insgesamt 120 kWp installiert (Foto: Klinikum Lichtenfels)

Das REGIOMED Klinikum Lichtenfels im bayerischen Regierungsbezirk Oberfranken in Deutschland ging im Juni 2018 in Betrieb. Der im Green-Hospital-Konzept errichtete Ersatzneubau ist nach dem Passivhaus-Standard errichtet. Insgesamt 464 Photovoltaikmodule wurden verbaut, wodurch sich eine Gesamtleistung von 120 kWp ergibt. In der Abbildung 8 sind neben der Natursteinfassade einige der fassadenintegrierten PV-Module zwischen den Fensterfronten erkennbar. Zusätzlich befindet sich auf dem Flachdach eine aufgeständerte PV-Anlage (Kucera, 2019, S. 80-83).

Krankenhaus San Carlo in Potenza (Italien)

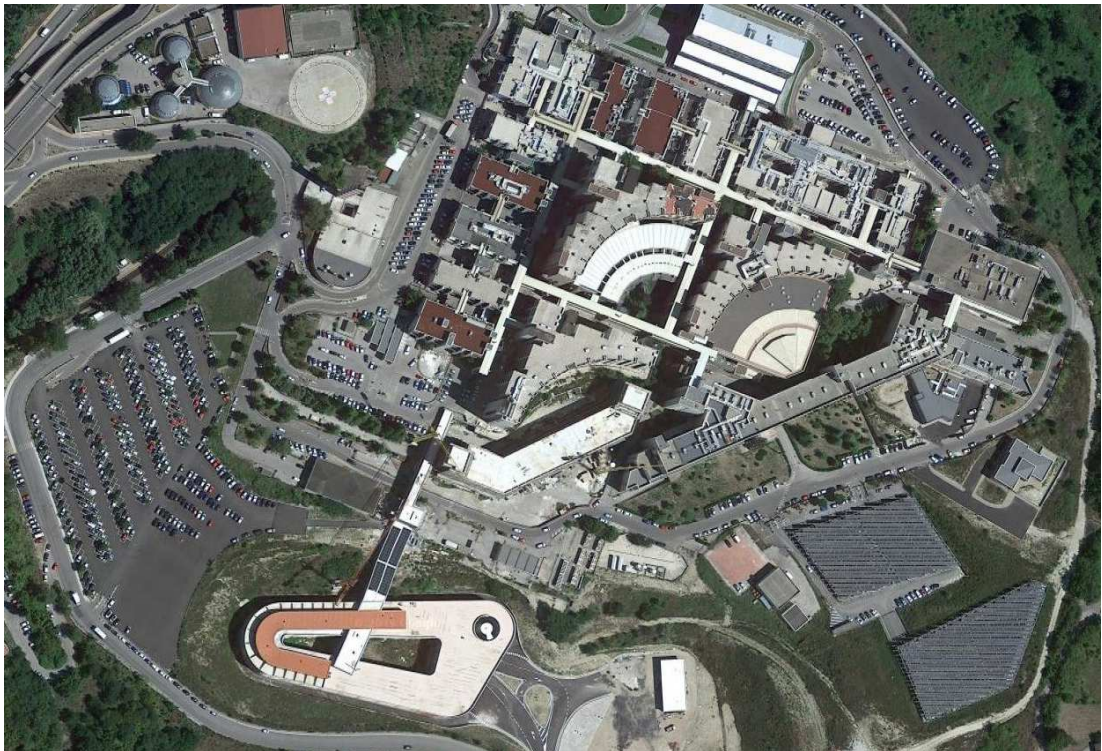


Abbildung 9: Krankenhaus San Carlo mit PV-Paneelen-Überdachung von 250 PKW-Stellplätzen (Bild: Google Maps)

Die vom Europäischen Fonds für regionale Entwicklung geförderte Maßnahme umfasst eine Parkplatz-Überdachung mittels PV-Paneelen mit einer Gesamtfläche von insgesamt 5.000 m². In der Abbildung 9 ist die PV-Paneelen-Anlage am rechten unteren Bildrand mit zwei Parkplätzen zu erkennen. Die im März 2013 in Betrieb gegangene PV-Anlage hat eine Leistung von 710,64 kWp und produziert einen jährlichen Ertrag von 950.000 kWh (New solar energy system at Potenza's San Carlo hospital, 2017).

St. Peters Universitätskrankenhaus von New Brunswick, New Jersey (USA)

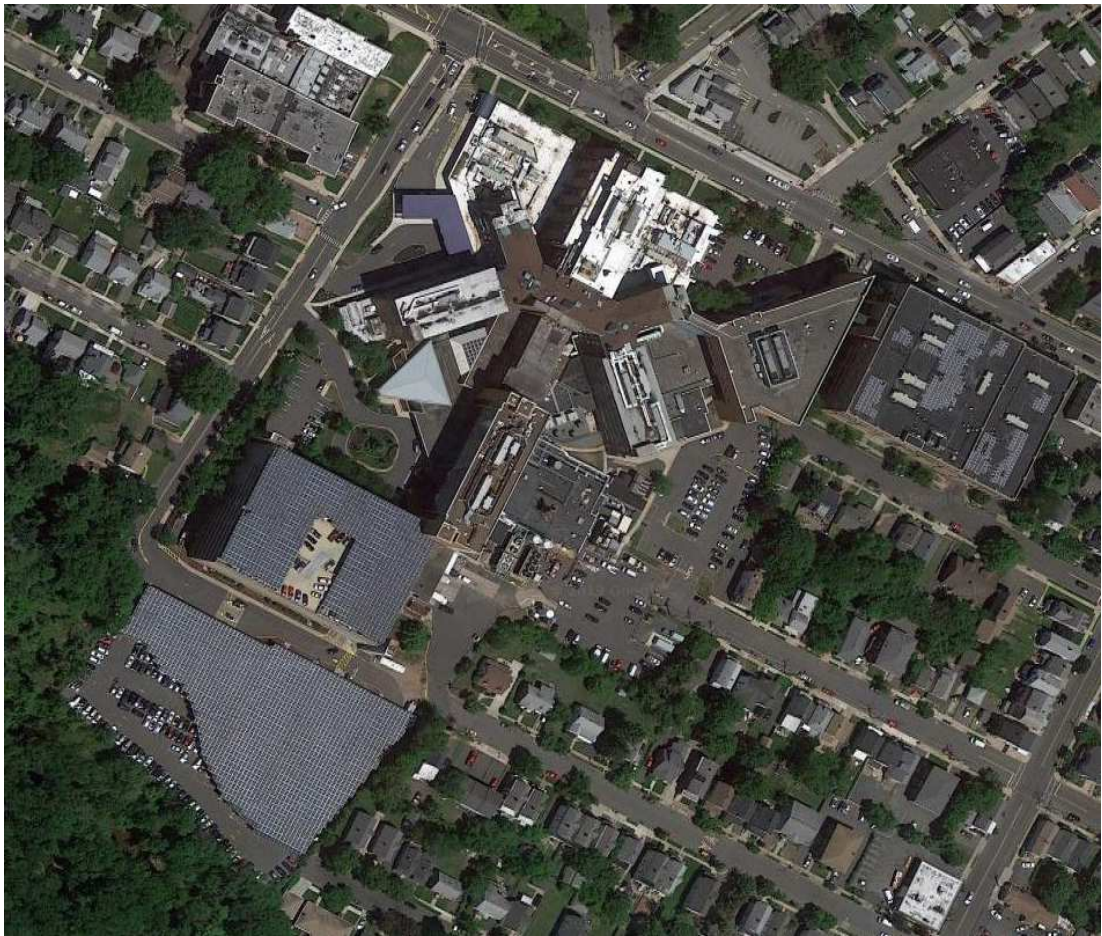


Abbildung 10: Der Campus St. Peters Universitätskrankenhaus von New Brunswick, New Jersey (Bild: Google Maps)

Im St. Peters Universitätskrankenhaus von New Brunswick, New Jersey, wurde eine kombinierte PV-Anlage auf sechs verschiedene Standorte auf dem Campus des Krankenhauses verteilt. Die Anlage hat eine Leistung von 2.128 kWp und umfasst zwei Aufdachanlagen, drei Solardächer für Parkplätze und ein viertes System auf dem Oberdeck einer Parkgarage mit mehreren Etagen (Canadian Solar, Inc., 2011).

Hôpital Universitaire de Mirebalais (Haiti)



Abbildung 11: Solarbetriebenes Krankenhaus in Haiti (Bild: Partners in Health)

Auf dem Flachdach des neu errichteten Krankenhauses befinden sich mehr als 1.800 Photovoltaikmodule mit je 280 Wp, das ergibt eine Gesamtleistung von über 500 kWp. Das Hôpital Universitaire de Mirebalais ist nach eigenen Angaben das größte Krankenhaus der Welt, das mit Sonnenstrom mehr als 100 % seines elektrischen Bedarfs während der Sonnenstunden erzeugt. Überschüssige Energie wird tagsüber wieder an das Netz abgegeben. Nachts wird das Krankenhaus mit Netzstrom betrieben, wobei bei Stromausfall bei Nacht Dieselgeneratoren zur Verfügung stehen (Lombardo, 2013).

3 Methodisches Vorgehen bei der Variantensimulation

3.1 Beschreibung des Forschungsobjektes Haus B

Die Salzburger Landeskliniken (SALK) errichten bis in das Jahr 2025 am Campus des Landeskrankenhauses Salzburg einen interdisziplinären Krankenhaus-Bettentrakt mit OP-Zentrum und öffentlichen Zugangsbereichen, das sogenannte Haus B.



Abbildung 12: Lageplan LKH Salzburg in 2019 (Bild: SALK)

Situiert werden soll das Haus B westlich an der Bebauungslinie angrenzend zur Rudolf-Biebl-Straße zwischen dem Haus K (dem Institutsgebäude, in Abbildung 12 in violetter Farbe gekennzeichnet) und dem Haus A (der Orthopädie Chirurgie, in Abbildung 12 in roter Farbe gekennzeichnet). Die Gebäude des Zentrallabors, der Pathologie, des Hörsaales des Hauses D, der Sparkasse sowie zwei provisorische Modulbauten weichen dem Haus B und werden abgerissen.

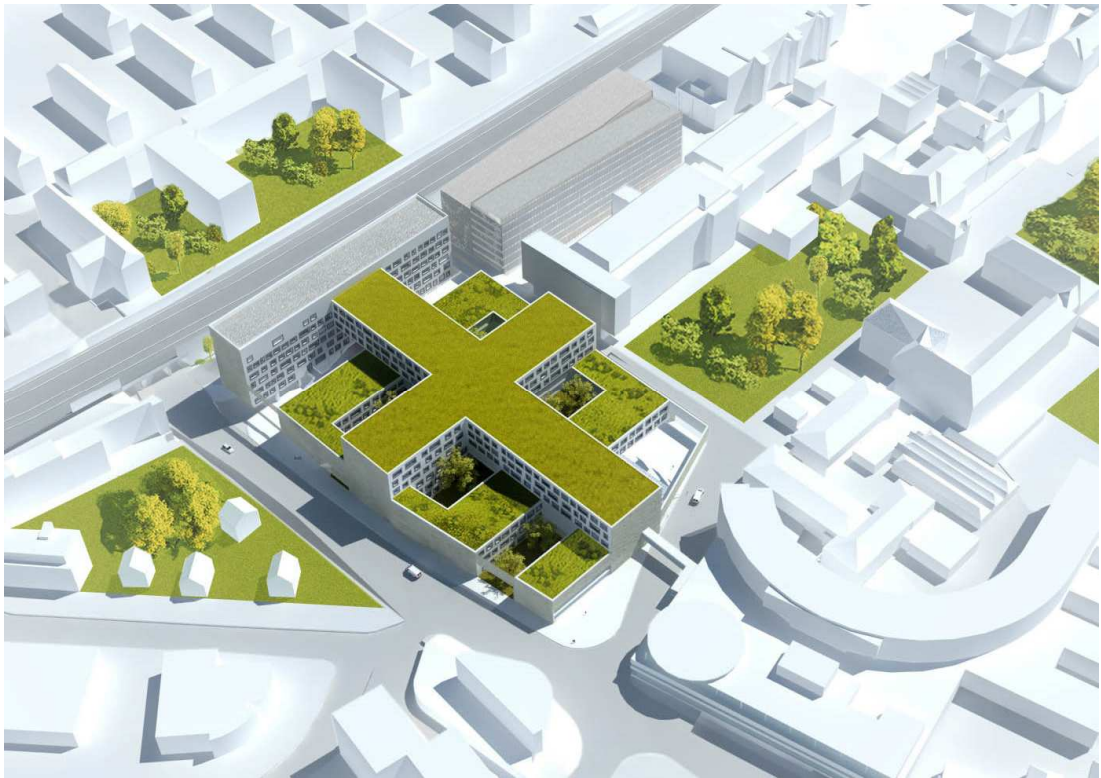


Abbildung 13: Haus B - LKH Salzburg, Perspektive aus Richtung Südwest (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010)

Die derzeitige Konzeption von Haus B umfasst eine Nutzfläche von 19.000 m². Die Salzburger Landesregierung hat in 2018 das Budget für die Planungskosten bis zur Einreichung und Baugenehmigung freigegeben. Bereits im Jahr 2010 wurde für die gesamte Bauinterventionsfläche ein offener, mehrstufiger Realisierungswettbewerb mit anschließendem Verhandlungsverfahren durchgeführt. Das Atelier Thomas Pucher ZT GmbH aus Graz ging als Bestbieter hervor und wurde für die ersten zwei Gebäudeerrichtungen der Bauinterventionsfläche mit den Generalplanerleistungen beauftragt (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010).

Zwischen 2012 und 2018 wurden somit in vorangegangenen Bauetappen zum eigentlichen Haus B ein Parkhaus und ein Institutsgebäude errichtet.

Dazu GAT Graz Architektur Täglich am 02.02.2012 ():

Das Projekt vom Atelier Thomas Pucher verbindet eine "Doppelkammstruktur", welche die Behandlungs- und Untersuchungsräume beherbergt, mit dem kreuzförmig angelegten Bettentrakt darüber. Der Gebäudekomplex wird zur Bahnlinie an der

Rudolf-Biebl-Straße durch die scheibenförmigen Baukörper des Labors und des Parkhauses abgeschlossen. Zusammen bilden diese Elemente ein funktionelles und stimmiges Ensemble. Einer der wichtigsten Gestaltungsgrundsätze war die Integration von Grünräumen in das Gebäude. Die individuelle Gestaltung dieser „Pocket Parks“ bringt Natur und natürliches Licht ins Innere des Gebäudes und bietet Besuchern sowie Angestellten Orte der Ruhe und Erholung. Durch die therapeutische Wirkung von diesen Grünräumen können das Wohlbefinden und die Genesung der Patienten gefördert werden. (Anmerkung des Verfassers: Gebäudebezeichnungen wurden verändert. SALK benannte das Labor in Institutsgebäude und AKS in Haus B um).



Abbildung 14: Haus B – Eingangshalle Rudolf-Biebl-Straße (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010)

Die Eingangshalle (Abbildung 14) öffnet sich westseitig an der Bebauungslinie zur Rudolf-Biebl-Straße und ist öffentlich zugänglich.



Abbildung 15: Haus B – Eingang Campusebene Südost (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010)



Abbildung 16: Haus B mit Institutsgebäude – Perspektive Südwest Rudolf-Biebl-Straße (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010)



Abbildung 17: Bestandsfassaden Institutsgebäude (Fotos: SALK, Martin Weber)

Abbildung 17 zeigt einen Auszug der Bestandsfassaden des Hauses K, dem Institutsgebäude. Die Fassade an der Rudolf-Biebl-Straße (linkes Foto) wurde gegenüber den Wettbewerbsunterlagen abgeändert und ist nunmehr als hinterlüftete Aluminium-Trapezblechfassade ausgeführt. Führt man den Ansatz des Wettbewerbes fort, so werden im Haus B die Außenfassade an der Rudolf-Biebl-

Straße, die Südfassade und die Ostfassade jeweils zur Bebauungslinie hin in diesem Fassadentyp ausgeführt. Das rechte Foto der Abbildung 17 zeigt einen Ausschnitt der Fensterfassade des Institutsgebäudes als Wärmedämmverbundsystem (WDVS), wonach die Innenfassaden des Hauses B so ausgeführt werden sollen. Das mittlere Foto zeigt das Zusammentreffen beider Fassaden als Perspektive.

3.2 Variantenuntersuchung / Arbeitspakete

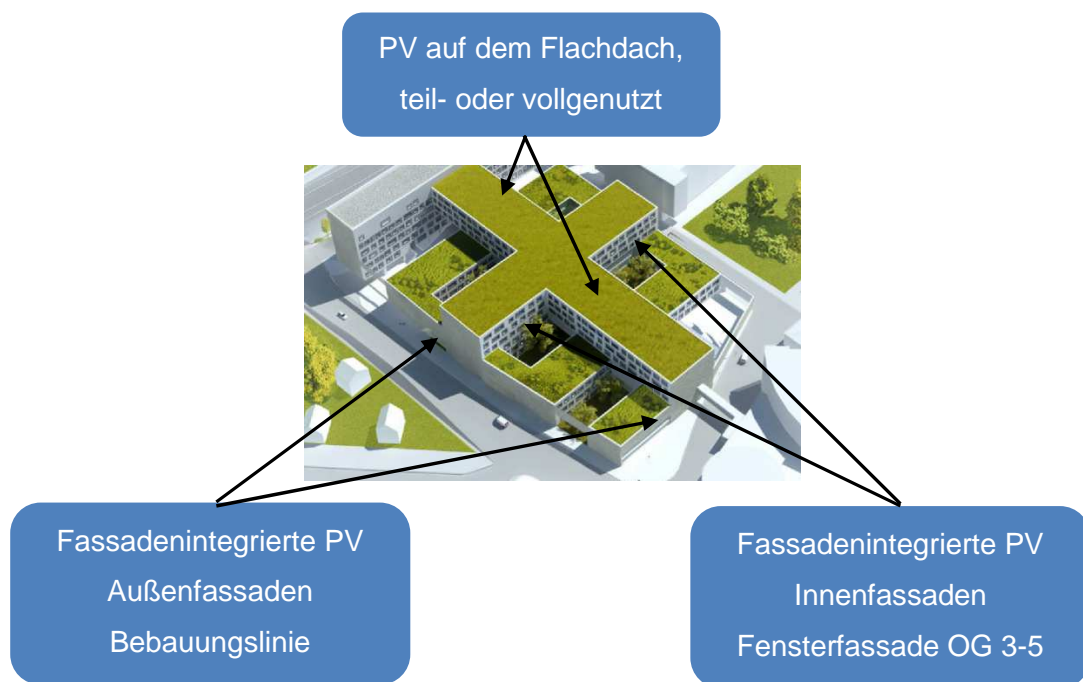


Abbildung 18: Haus B – Möglichkeiten zur Nutzung von Photovoltaik (eigene Darstellung und Bildquelle: (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010))

Anhand der übermittelten Wettbewerbsunterlagen des Ateliers Thomas Pucher und den Abmaßen der Gebäudehülle des Projektes Haus B wird eine Berechnungssimulation in vier Hauptvarianten erstellt. Das Haus B hat zwei Untergeschoße, ein Erdgeschoss und fünf Obergeschoße. Im Planungsstand zum Zeitpunkt der Verfassung der Masterthesis hat das Haus B eine Bruttogrundfläche (BGF) von 46.323 m². Zu zwei Hauptvarianten werden Untervarianten mit jeweils Standardmodulen und Sondermodulen und unterschiedlichen Solarerträgen erstellt. Die Ermittlungs- und Berechnungsmethodik wird detailliert im Kapitel 3.3 erläutert. Variante A beginnt mit einem verhältnismäßig geringen Anteil an PV-Fläche des Gebäudes, wohingegen der Grad an PV-Aktivierung mit den Varianten B und C stufenweise ansteigt bis hin zur Variante D, welche eine nahezu vollständige PV-

Aktivierung der Dachfläche und aller Fassadenflächen des 3. bis 5. Obergeschosses in südlicher, östlicher und westlicher Ausrichtung darstellt.

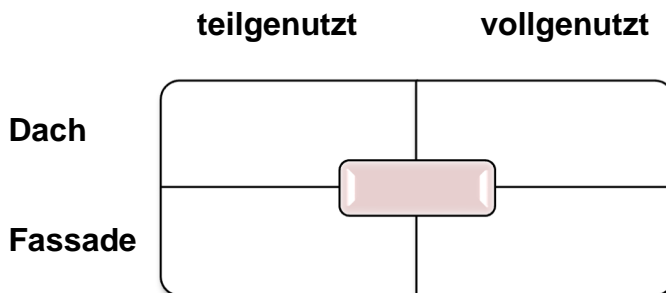


Abbildung 19: Vereinfachungsmatrix zur Variantenzusammensetzung (eigene Darstellung)

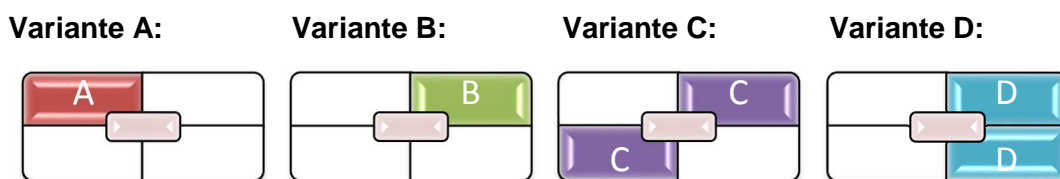
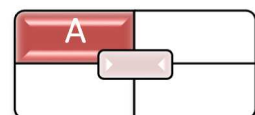


Abbildung 20: Logiksymbole der Simulationsvarianten (eigene Darstellung). Für die Varianten C und D gibt es jeweils zwei Rechenvarianten, d. h. C1 und C2 bzw. D1 und D2.

Die Abbildungen 19 und 20 sollen mit einfachen Logiksymbolen die unterschiedlichen Bestückungsvarianten mit Photovoltaik verdeutlichen. In einer Matrix wird die Teil- oder Voll-PV-Nutzung von Dach und Fassade kombiniert, um die Variante visuell darzustellen. Die Logiksymbole werden in weiterer Folge in dieser Masterthesis zur Schnellerkennung der jeweiligen Variante verwendet.

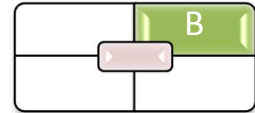
3.2.1 Variante A – Dach teilgenutzt - gesetzliche Mindestanforderung



Die Variante A stellt die gesetzliche Mindestanforderung nach der Salzburger Bautechnikverordnung (S-BTV) dar. Die S-BTV vom 22. Juni 2016 legt die OIB-Richtlinie 6 vom März 2015 fest, jedoch wird auf Sonderregelungen verwiesen. Laut Teil B - Abweichungen zur OIB-Richtlinie 6 „Energieeinsparung und Wärmeschutz“ - ist im Punkt (4) e) festgelegt: „Bei Nicht-Wohngebäuden mit einer Gesamtgeschoßfläche über 1.000 m², die neu errichtet werden, soll ein Teil des erforderlichen Strombedarfs durch Eigenerzeugung am Standort des Gebäudes aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Die Eigenerzeugung soll jährlich mindestens 2 kWh je m² Geschoßfläche betragen, soweit nicht technische, funktionelle oder wirtschaftliche Gründe entgegenstehen.“ Für die Variante A wird die

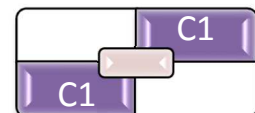
Annahme getroffen, dass die Simulation mit einer auf dem Flachdach des kreuzförmigen Bettentraktes aufgeständerten PV-Anlage in südlicher Ausrichtung gerechnet wird. Bei der Variante A wird auf eine fassadenintegrierte PV-Anlage verzichtet.

3.2.2 Variante B – Dach vollgenutzt - optimierte Dachflächen-PV

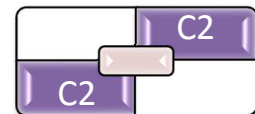


Die Variante B stellt eine Maximierungsvariante der Variante A dar. Es wird die gesamte zur Verfügung stehende Flachdachfläche des kreuzförmigen Bettentraktes zur Solarstromerzeugung verwendet. In der Variante B wird eine aufgeständerte PV-Anlage mit 10 Grad Neigung in Ost-West-Ausrichtung berechnet. Bei der Variante B wird, wie bei Variante A, auf eine fassadenintegrierte PV-Anlage verzichtet.

3.2.3 Varianten C1 und C2 – Dach vollgenutzt und Fassade teilgenutzt

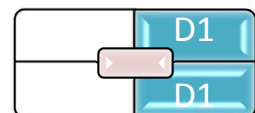


Die Variante C kombiniert die Variante B mit fassadenintegrierter Photovoltaik. In dieser Variante werden die der Bebauungsgrenze nach außen gewandten Fassaden der Süd-, Ost- und Westseite mit fassadenintegrierter Photovoltaik versehen. Dazu addiert werden die Erträge des optimierten Flachdaches der Variante B. Die dem Gebäudetrakt nach innen gerichteten Fensterfassaden werden in dieser Simulationsvariante nicht berücksichtigt. C1 beschreibt die Variante mit Standardmodulen und C2 beschreibt die Variante mit Sondermodulen.

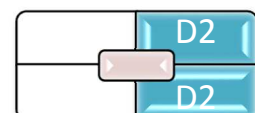


Die Variante C kombiniert die Variante B mit fassadenintegrierter Photovoltaik. In dieser Variante werden die der Bebauungsgrenze nach außen gewandten Fassaden der Süd-, Ost- und Westseite mit fassadenintegrierter Photovoltaik versehen. Dazu addiert werden die Erträge des optimierten Flachdaches der Variante B. Die dem Gebäudetrakt nach innen gerichteten Fensterfassaden werden in dieser Simulationsvariante nicht berücksichtigt. C1 beschreibt die Variante mit Standardmodulen und C2 beschreibt die Variante mit Sondermodulen.

3.2.4 Variante D1 und D2 – Vollvariante - Dach vollgenutzt und Fassade vollgenutzt



Die Variante D sieht eine nahezu vollständige photovoltaische Nutzung aller Fassadenflächen vor zuzüglich der in Variante B optimierten Dachflächen-PV. Die Fensterfassaden der



Obergeschosse OG 3, OG 4 und OG 5 und die Fassaden an der Bebauungslinie, welche mit fassadenintegrierter Photovoltaik versehen werden, werden zu dieser Simulationsvariante herangezogen. Ebenso wie in der Variante C gibt es in der

Variante D zwei Simulationsvarianten. D1 beschreibt die Variante mit Standardmodulen und D2 beschreibt die Variante mit Sondermodulen.

3.3 Methodik der Berechnungen

Die angewandte Berechnungsmethodik für die Variantensimulation des Hauses B beginnt mit einer ausführlichen Analyse der Bestandsanlagen der Salzburger Landeskliniken, mit dessen Ertrags- und Kostenergebnissen auszugsweise weitergerechnet wurde. Die Berechnungsmethodik konnte mit Echtdateien der Bestandsanlagen getestet werden und somit auf Plausibilität geprüft werden. Zwischen 2013 bis Mitte 2018 wurden drei aufgeständerte PV-Anlagen in kristalliner Zelltechnologie mit unterschiedlicher Leistung auf bekiesten Flachdächern von Bestandsgebäuden errichtet. Für alle drei Anlagen gibt es belastbare Kosten- und Ertragsdaten. Zwei weitere PV-Anlagen, ebenfalls in kristalliner Zelltechnologie, werden bei Neubauprojekten zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Arbeit errichtet. Über diese Anlagen liegen in der Detailtiefe einer Ausführungsplanung die Kosten vor, ebenso die detaillierten Ertragsplanungen. Berechnungsergebnisse können aus dem Kapitel 2.4.2 entnommen werden.

Die weitere Berechnungsmethodik zur Ermittlung der Kosten-/Ertragsperformance der vier Simulations-Hauptvarianten orientiert sich an der vierstufigen Ertragsabschätzung für Gebäude-PV-Anlagen (Hemmerle, Ökonomie und Ökologie, 2016).

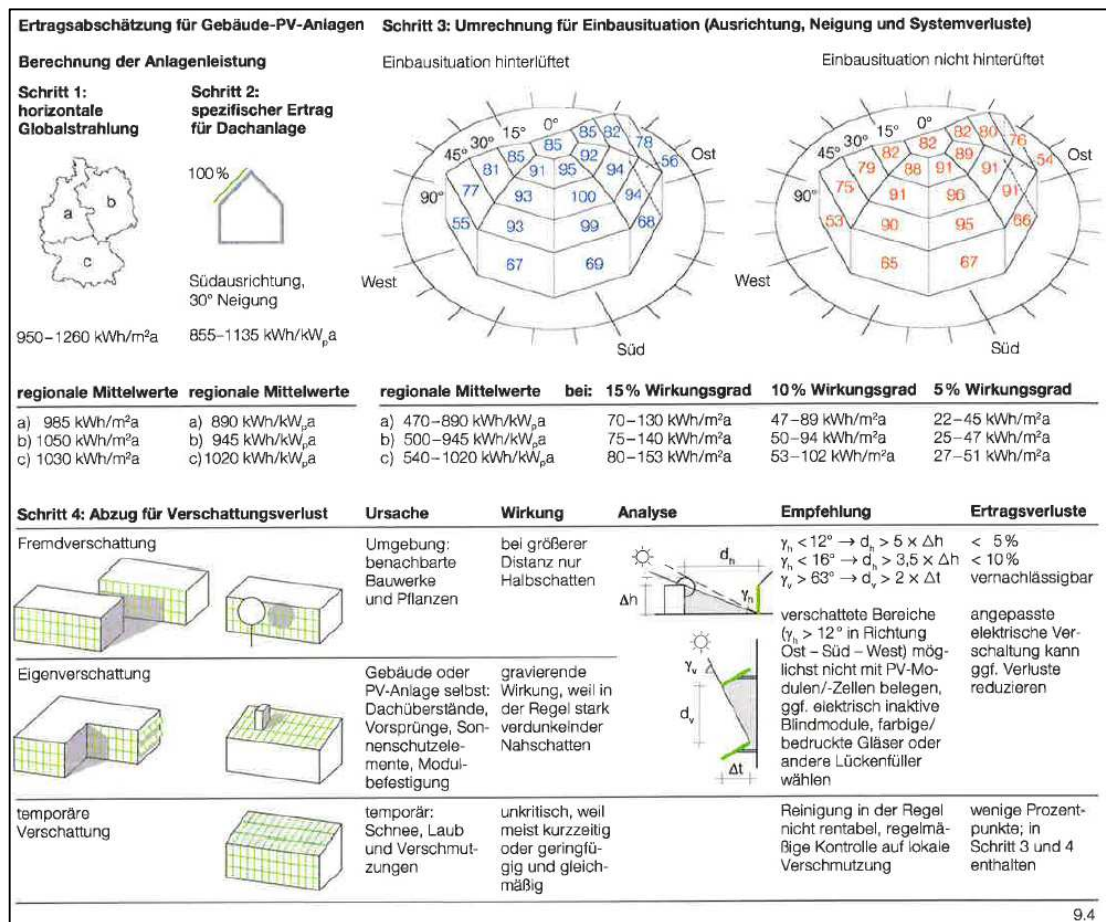


Abbildung 21: Ertragsabschätzung für Gebäude-PV-Anlagen (Hemmerle, Ökonomie und Ökologie, 2016, S. 95)

In Weiterentwicklung dieser wurden in der Variantensimulation des Hauses B die für die Ermittlung einer Kosten-/Ertragsperformance notwendigen Kostenberechnungen eigens entwickelt und mitgeführt. Somit erweitert sich die Ertragsabschätzung nach Hemmerle zu einer Variantensimulation einer Kosten-/Ertragsperformance nach der Methode des Verfassers.

Die Wettbewerbsunterlagen des Hauses B lagen dem Verfasser als DWG-Dateiformat vor. Dadurch konnte für die Variantensimulation eine detaillierte Flächenberechnung durchgeführt werden. Pro BIPV-Fassade bzw. Dach-PV-Anlage wurde unter Festlegung eines monokristallinen Zelltyps über die aktivierbaren Dach- bzw. Fassadenflächen die PV-Generatorfläche ermittelt. Für Randbereiche zu Gebäudekanten und zur Attika wurde ein Flächenabzug von 10 % angenommen. Ein Randstreifen zur Verkehrsfläche wurde bei der Bebauungslinie messtechnisch genau ermittelt und von der Fassadenfläche ebenso abgezogen, da dieser Bereich zur PV-Aktivierung zu hohe Ertragsverluste bedeuten würde. Es ergibt sich pro Fassade und dem gewählten Modultyp die PV-Generatorfläche und ein durchschnittlicher

Jahresenergieertrag. Da Solarzellen mit zunehmender Nutzungsdauer an Leistung verlieren, wird pro Nutzungsjahr ein sogenannter Degradationsfaktor von 0,7 % vom Jahresenergieertrag abgezogen. Dieser Degradationsfaktor wird seitens des Herstellers als Leistungsgarantie angegeben und stellt die schlechtest anzunehmende Leistungsminderung pro Betriebsjahr des Moduls dar.

Es ergibt sich für die PV-Berechnung pro Nutzungsjahr neben dem Energieertrag ein Kostenertrag, welcher über die Ersparnis des Strombezuges aus dem öffentlichen Netz berechnet wird. Auf Rückfrage beim Vertrieb des Energieversorgers Salzburg AG, welcher die Salzburger Landeskliniken mit elektrischer Energie versorgen, wird für die Zukunft kein signifikanter Tarifanstieg beim Strompreis erwartet. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energie wird erwartet, dass der Rohenergiepreis weiter sinken wird, jedoch die Netznutzungs- und Abgabekosten im gleichen Maß ansteigen werden, sodass effektiv nur moderate Preisanstiege zu erwarten sind, die sich unter dem Niveau des Verbraucherpreisanstieges bewegen werden. Die Strompreise für die Kostenertragsberechnung wurden dementsprechend nicht valorisiert. Der Verfasser nahm für die Kostenertragsberechnung den durchschnittlichen Netto-Mischpreis des LKH Salzburg im Zeitraum 2003 bis 2018 an.

Nachfolgendes Diagramm verdeutlicht dies:

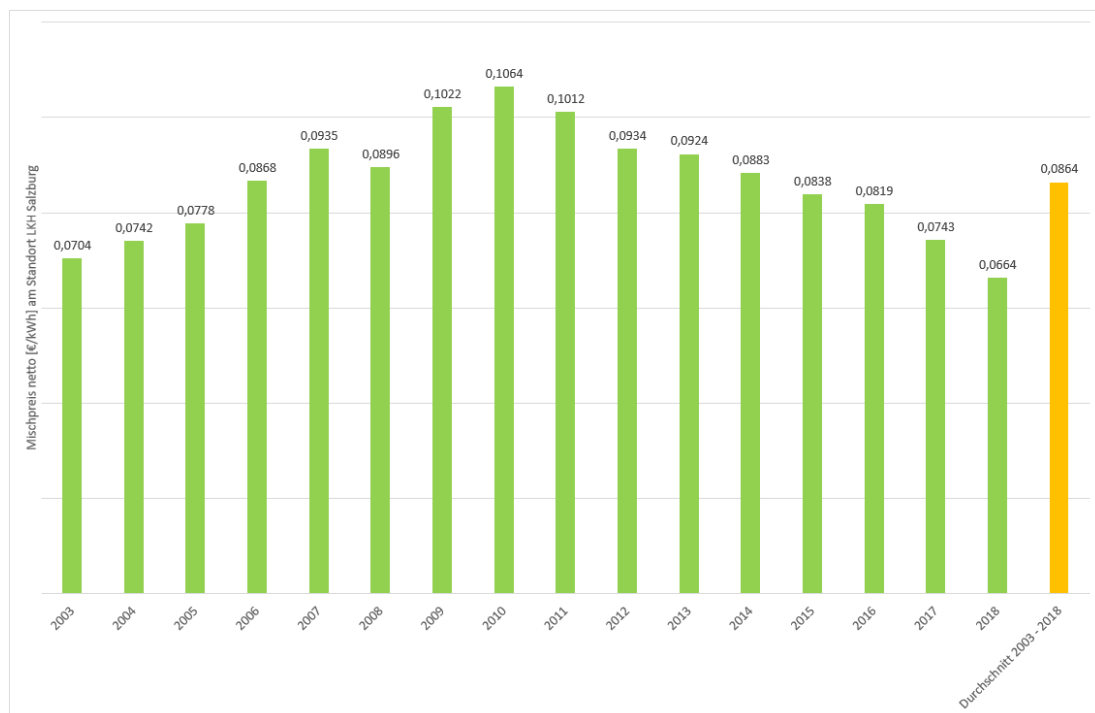


Diagramm 4: Entwicklung der Stromtarife (Mischpreis netto) [€/kWh] am Standort LKH Salzburg (eigene Darstellung)

Mit den nun errechneten jährlichen Kostenerträgen und den Errichtungs- und Betriebskosten wurde pro Fassade und zusammenaddiert pro Variante eine Kapitalwertberechnung durchgeführt, sowohl für die Mehrkosten, als auch für die Gesamtkosten. Als Kalkulationszinssatz wurde laut Rücksprache mit dem Leitenden des Finanz- und Rechnungswesen der Salzburger Landeskliniken 2,5 % angenommen. Diese Höhe des Kalkulationszinssatzes gilt seit 2015 als interne Festlegung für dynamische Amortisationsrechnungen von Nachhaltigkeitsprojekten in den Salzburger Landeskliniken. Bei der Kapitalwertberechnung gibt es auf der Einnahmenseite nur Stromerzeugungserträge. Fördererlöse wurden von der Erstinvestition der Mehrkosten bzw. den Gesamtkosten für PV abgezogen. Die Förderung für Gewerbe-Großanlagen, welche die SALK bei der Errichtung von PV-Anlagen gewährt und bewilligt werden, liegen zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Arbeit unter Einrechnung von zusätzlichen Sockelbeträgen bei ca. 25 % der PV-Anlagenkosten (ohne Baunebenkosten und Zusatzkosten). Baunebenkosten, wie etwa der AC-seitige Anschluss, die Adaptierung und Einbindung des Blitzschutzes und die Montage einer umlaufenden Seilsicherung sind nicht förderbar. Auf der Ausgabenseite belasten Modulreinigungskosten und Kosten für Umrichter-Austausche die Kapitalrechnung.

Für die Kapitalwertberechnung wurde folgende Errechnungsmethodik angewandt:

$$KW = -I_0 + \sum_{t=0}^{30} (E_t - A_t) * (1 + i)^{-t}$$

KW: Kapitalwert bezogen auf den Zeitpunkt $t = 0$

I₀: (Erst-)Investition zum Zeitpunkt $t = 0$

i: Kalkulationszinssatz (bei dynamischen Amortisationsrechnungen in den SALK 2,5%)

E_t: Einnahmen zum Zeitpunkt t (Stromerzeugungserträge – Ersparnis des Strombezuges aus dem öffentlichen Netz)

A_t: Ausgaben zum Zeitpunkt t (Modulreinigungskosten, Kosten für Umrichter-Austausche)

Als Betrachtungsdauer wurde eine Lebensdauer von 30 Jahre angenommen.

Nach der Kapitalwertberechnung wurde als weitere Veranschaulichung der Performance die Methode des internen Zinsfußes (engl. internal rate of return) angewandt. Durch schrittweise Verringerung des Kapitalzinssatzes i nähert man sich dem Kapitalwert $KW = 0$ an. Der Verfasser führte die schrittweise Annäherung (mathematische Methode der sukzessiven Approximation) mittels der Planungsdatei durch indem die Verringerung des Kapitalzinssatzes in Zehntel-Prozent-Schritten empirisch durchgeführt wurde. Der Wert dieses internen Zinssatzes gilt als Rendite des eingesetzten Kapitals über die Betrachtungsdauer und als weiterer Indikator für eine Kosten-/Ertragsperformance.

Zusammenfassend wurden folgende Performancedaten über alle Varianten ermittelt:

- Energieertrag [kWh a]
- Spezifischer Jahresertrag [kWh/kWp a] und [kWh/m² a] (Generatorfläche)
- Spezifische Errichtungskosten [€/kWp] und [€/m²] (Generatorfläche)
- Gesamtenergieertrag [kWh] bei 30 Jahren Nutzungsdauer
- Eingesparte CO₂-Äquivalente [kg CO₂-eq] bei 30 Jahren Nutzungsdauer
- Kapitalwert [€] der Mehrkosten BIPV zum Kalkulationszinssatz von 2,5%
- Kapitalwert [€] der Gesamtkosten Gebäudehülle (vergleichbarer Anteil) zum Kalkulationszinssatz von 2,5%
- Interner Zinsfuß (IRR) [%] der Mehrkosten
- Amortisationszeit [a]
- Anteil der Gesamtstromabdeckung [%] durch BIPV
- Spezifischer Kapitalwert [€/m²] (Fassadenfläche)

Die vorliegenden Performancedaten dienen als Diskussionsbasis für eine Vorzugsvariante einer optimierten Kosten-/Ertragsperformance für photovoltaische Gebäudehüllennutzung des Hauses B.

4 Leitfaden und Ergebnisse der Varianten

Nachdem im Kapitel 3 eine grundsätzliche Berechnungsmethodik für diese Variantensimulation hergeleitet wurde, folgt im Kapitel 4.1 ein konkreter Leitfaden anhand des Hauses B, wie bei Großgebäudekomplexen im Zuge der Planung eine Variantensimulation schrittweise aufgebaut und ermittelt werden kann. Im Kapitel 4.2 werden die Ergebnisse der Variantensimulation dargestellt. Des Weiteren werden im Kapitel 4.2 in mehreren Diagrammen die Ergebnisse der Varianten gegenübergestellt und unterschiedlichste Performancedaten visualisiert.

Für diese Masterarbeit gibt es mehrere Berechnungsdateien, welche eigens entwickelt wurden und wo alle notwendigen Daten eruiert wurden. Auf Anfrage können bei Bedarf die Berechnungsdateien vom Verfasser zur Verfügung gestellt werden.

4.1 Leitfaden für Planung und Errichtung

4.1.1 Ermittlung der Solarstrahlung am Standort LKH Salzburg

Ausgangspunkt für eine Ertragsabschätzung und darüber hinaus für eine Variantensimulation ist die Ermittlung der durchschnittlichen, jährlichen zu erwartenden Solarstrahlung auf die jeweilige Fläche am Standort, im Fall der Variantensimulation des Hauses B im Stadtteil Mülln in Salzburg. Wird eine Ertragssimulation über gängige am Markt erhältliche Softwareprogramme durchgeführt, so wird die durchschnittliche, zu erwartende Solarstrahlung über die Eingabe der Standortdaten im Hintergrund automatisiert in Datenbanken abgegriffen. Die Variantensimulation des Hauses B wurde ohne PV-Simulationsprogramme durchgeführt, dementsprechend ist auch die jeweilige Solarstrahlung eigens herzuleiten. Hilfestellung bietet das Geographische Informationssystem eines jeden österreichischen Bundeslandes, wo gratis über das Internet vielfältigste geographische Daten abgegriffen werden können, u. a. das durchschnittliche Solarpotential pro Jahr auf die jeweilige Fläche. Im Bundesland Salzburg ist dies das Salzburger Geoinformationssystem, das sogenannte SAGISonline (Salzburger Geoinformationssystem, 2018). Dementsprechend liegt laut Solarkataster das Solarpotential am Standort LKH Salzburg bei durchschnittlich 1.190 kWh/m² a.

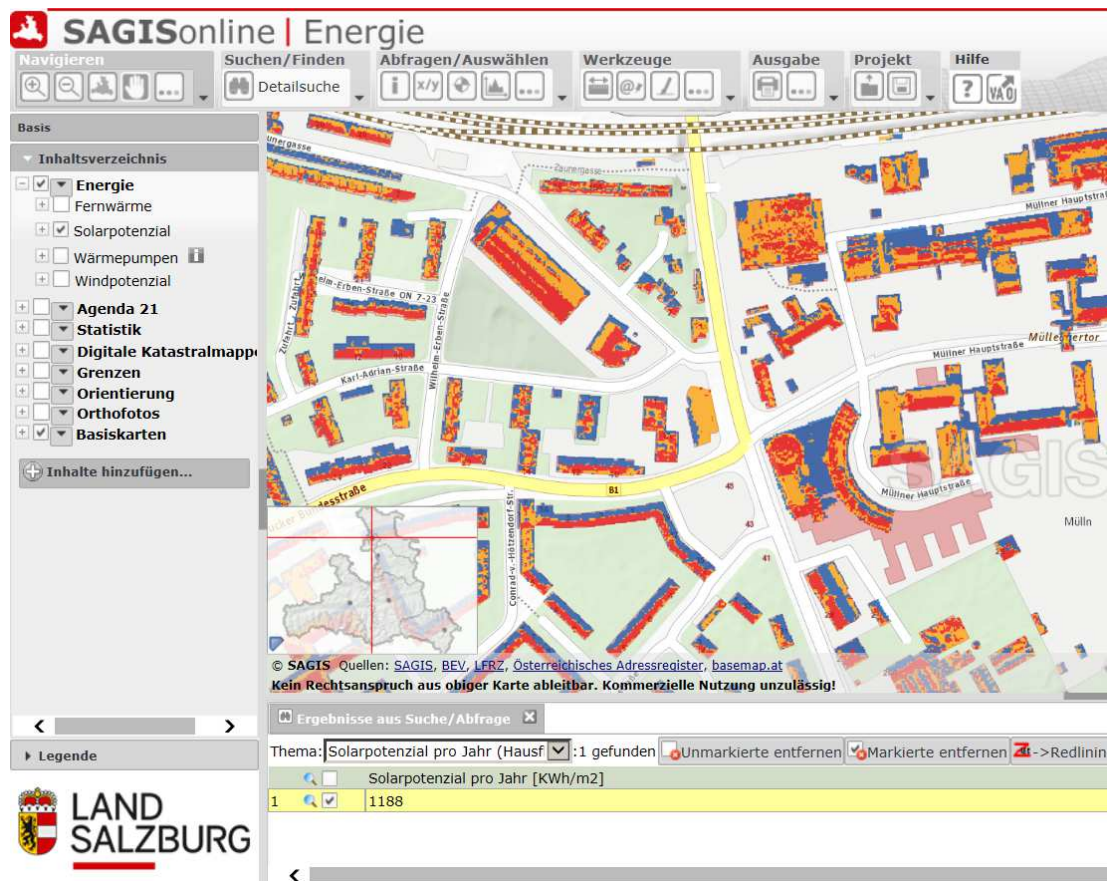


Abbildung 22: Solarpotenzial pro Jahr [kWh/m²] am Standort LKH Salzburg (Salzburger Geoinformationssystem, 2018), Solarkataster des SAGISonline Energie

4.1.2 Festlegung geeigneter Flächen beim Haus B zur photovoltaischen Nutzung

Nutzung des Flachdaches für aufgeständerte PV

In Abbildung 13 ist aus der Vogelperspektive die Flachdachfläche des Hauses B zu sehen. Das Rendering ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit nur schematisch zu verstehen, da eine detaillierte Dachplanung noch nicht existiert. Die notwendigen Dachaufbauten werden nicht dargestellt. Mit Ausnahme von Flächenbedarfen für Rückkühlanlagen für die Kühlmaschinenteknik und diversen Entlüftungsdurchführungen liegt ein Großteil der Flachdachfläche brach und kann zur Nutzung für aufgeständerte PV genutzt werden.

In der *Variante A* wird die gesetzliche Mindestanforderung über eine 30 Grad geneigte und nach Süden ausgerichtete PV-Anlage berechnet. Es wurde nur diejenige Fläche

PV-aktiviert, welche das im Bundesland Salzburg vorherrschende gesetzliche Mindestmaß von 2 kWh pro m² Gebäudegrundfläche abdeckt und somit bei einer Fläche von 46.323 m² BGF sich einen Jahresertrag von 92.646 kWh ergibt. Die restliche zur Verfügung stehende Dachfläche wird nicht zur PV-Stromerzeugung verwendet. Die Ausrichtung nach Süden wurde deswegen gewählt, da sich auf die PV-Generatorfläche bezogen sich ein Optimum des spezifischen Ertrages ergibt. Allerdings ist anzumerken, dass die südliche Ausrichtung und ein relativ hoher Aufstellungswinkel von 30 Grad ein hohes Maß an gegenseitiger Verschattung durch die Module selbst die Folge hat und deswegen der Abstand zwischen den Modulreihen ausreichend gewählt werden sollte.

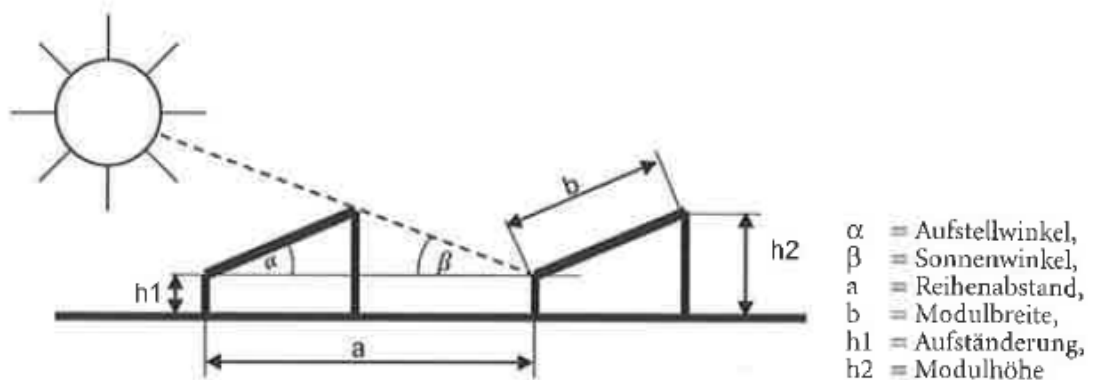


Abbildung 23: PV-Flachdachaufstellung Südausrichtung (Wagner, 2015, S. 2370)

Abbildung 23 zeigt die Ermittlung des Modulreihenabstandes bei südlicher Ausrichtung in Abhängigkeit von Aufstellungswinkel, Sonnenwinkel und Modulbreite. Für Variante A wurde in Anlehnung an die Tabelle 1 ein Reihenabstand a von 2,24 Meter gewählt.

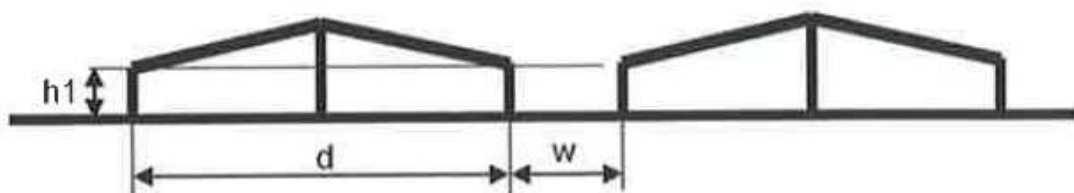


Abbildung 24: PV-Flachdachaufstellung Ost-West-Ausrichtung (Wagner, 2015, S. 2371)

Für die Variante B wurde das Ziel verfolgt, dass eine möglichst effektive Ausnutzung der Fläche verwirklicht wird. Dieses kann man erreichen, indem eine Ost-West-Aufständerung gewählt wird, wie dies die Abbildung 24 veranschaulicht. Zusätzlich wird ein Anstellwinkel von 10 Grad gewählt, da es so zu einer geringen gegenseitigen Verschattung durch die Module selbst kommt.

Anstellwinkel	30° Süd	20° Süd	10° Süd	10° Ost/West
Sonnenwinkel	20°	20°	20°	
Reihenabstand (a)	2,24 m	1,88 m	1,466 m	
Modulbreite (b)	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m
Höhe vorne (h1)	0,2 m	0,2 m	0,2 m	0,2 m
Höhe hinten (h2)	0,7 m	0,54 m	0,37 m	0,37 m
Flächennutzungsgrad	45 %	53 %	68 %	88 %

Tabelle 1: Beispielwerte für verschiedene Aufstellwinkel und Aufstellarten (Wagner, 2015, S. 2371)

In *Variante B* nimmt man aufgrund eines geringeren Anstellwinkels und einer Ost-West-Ausrichtung einen geringeren spezifischen Modulertrag in Kauf, um durch eine höhere Modulanzahl bei gleicher Fläche eine insgesamt Anlagenleistungssteigerung zu erhalten. Tabelle 1 zeigt, dass eine 10-Grad-Ost-West-Anlage nahezu den doppelten Flächennutzungsgrad (88 %) ergibt bei nur 45 % Flächennutzungsgrad bei einer 30-Grad-Süd-Anlage. Ost-West-Ausrichtungen haben zudem den Vorteil, dass am Vormittag und bis in die Abendstunden höhere Erträge erhalten werden als dies bei südlich ausgerichteten Anlagen der Fall ist. Außerdem wird eine netzbelastende, ungünstige Mittagsspitze bei der Ost-West-Ausrichtung gekappt und es kommt zu einem gleichmäßigen, geglätteten Ertragsprofil über den Tagesverlauf.

Zwischen den Modulreihen wird (bei Ost-West-Ausrichtung) für Wartungsgänge ein Mindestabstand von 25 cm empfohlen (Wagner, 2015, S. 2371). Des Weiteren ist zu beachten: „Weist die Photovoltaikanlage eine Modulfläche auf, deren Außenkante mehr als 40 m beträgt, ist diese Fläche durch zumindest 1 m breite, umlaufende Freistreifen aufzuteilen“ (Kloiber, 2013). Zur Attika-Außenkante sollte ein Abstand von 2 m eingehalten werden, um eine umlaufende Seilsicherung für Wartungsarbeiten zu versehen (Erfahrungswert des Verfassers, eigene Darstellung).

Fassadenintegrierte Photovoltaik an der Ost-, West- und Südfassade an der Bebauungslinie

Die Abbildungen 14 bis 16 verdeutlichen anhand der Renderings der Wettbewerbsunterlagen die Form, die Größe des Gebäudetraktes und die Exposition der unterschiedlichen Fassaden, sowohl die mit Fenstern versehenen Fassaden, als auch die zur Bebauungslinie dem Gebäudetrakt nach außen gerichteten Fassaden, welche keine Fenster haben. Optik und Material der an der Bebauungslinie nach außen gerichteten Fassaden wurden im Haus B Institutsgebäude gegenüber den Wettbewerbsunterlagen geändert. Im Haus B Institutsgebäude wurde eine vorgehängte hinterlüftete Aluminium-Trapezblechfassade umgesetzt, welche analog im Haus B Bettentrakt ebenso umgesetzt werden soll. Die tatsächliche Optik der Fassaden zeigt die Abbildung 17 anhand von Fotos des Haus B Institutsgebäudes. Dieser Fassadentyp als Kaltfassade eignet sich gut zur PV-Aktivierung, da der verhältnismäßig große Hinterlüftungsabstand von 13 cm die Wärmeabgabe auf der Modulhinterseite, welche leistungsabschwächend wirkt, abtransportieren kann.

Der Fassadenaufbau ist in der Abbildung 25 dargestellt. Wird die Witterungsschicht, das Alu-Trapezblech, durch PV-Elemente ersetzt und wird die Unterkonstruktion der Tragfähigkeit für das PV-System angepasst, so kann nahezu die gesamte Ost-, West- und Südfassade zur PV-Stromerzeugung genutzt werden, da diese Fassaden weder mit Fenstern versehen sind, noch Ertragsverluste durch Eigenverschattungen zu erwarten sind. Ein ausreichend gegebener Abstand zu benachbarten Gebäuden lässt Gegenverschattungen der PV-Module geringhalten. Es wurde von der Gesamtfläche dieser Fassaden für Randbereiche zur Attika und für Modulabstandsflächen ein Anteil von 10 % abgezogen, zusätzlich reduziert ein Randstreifen zu den Verkehrsflächen die PV-Aktivierungsfläche. Es ergibt sich somit über die Außenfassaden an der Bebauungslinie eine aktivierbare PV-Generatorfläche von 4.216 m².

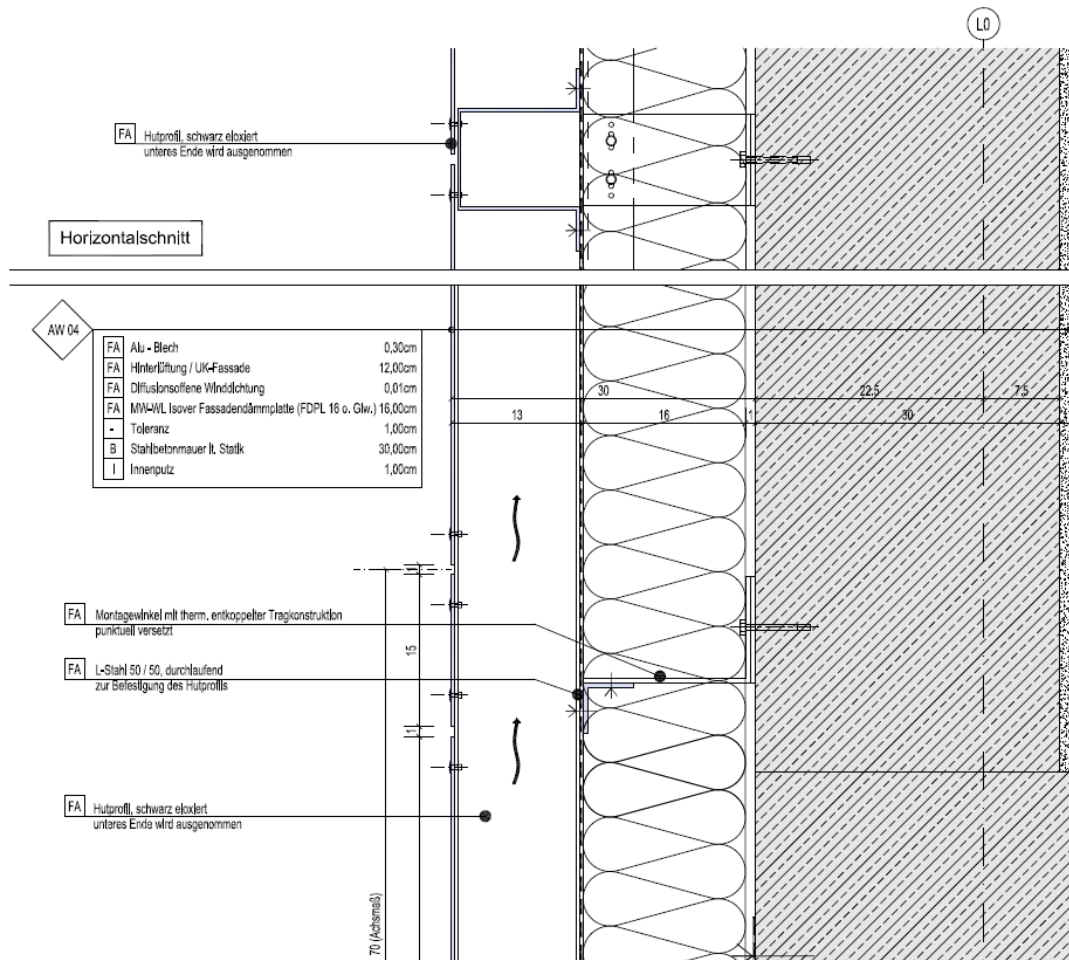


Abbildung 25: Haus B Institutsgebäude - Teil des Horizontalschnittes der vorgehängten hinterlüfteten Fassaden (VHF) mit Alu-Trapezblech (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2015)

Fassadenintegrierte Photovoltaik an der Ost-, West- und Südfassade des kreuzförmigen Bettentraktes – die Fensterfassaden von OG 3 – OG 5

Sämtliche Fassaden, welche mit Fenstern versehen sind, sind im Haus B als Wärmedämmverbundsystem angedacht und beim Haus B Institutsgebäude wurde dies auch so umgesetzt.

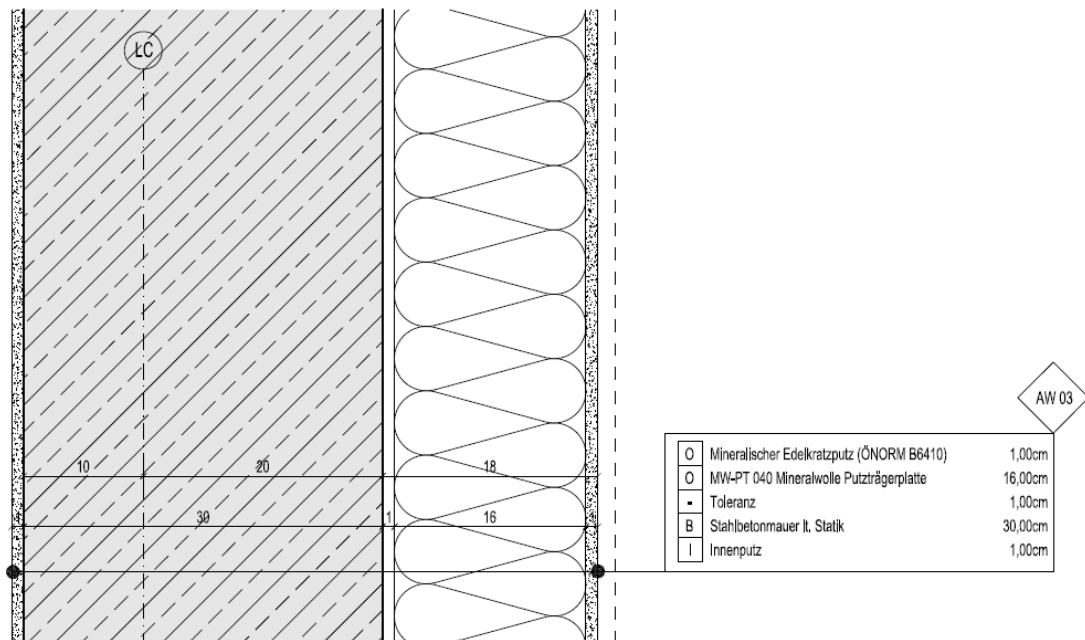


Abbildung 26: Haus B Institutsgebäude - Teil des Horizontalschnittes des WDVS der Fensterfassaden (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2015)

Die Abbildung 26 zeigt als Teil eines Horizontalschnittes die zum kreuzförmigen Bettentrakt nach innen gerichteten Fassaden als WDVS. Diese Fensterfassaden haben keine Hinterlüftung, sind durch die Innenhöfe über den Tagesverlauf gegenseitig verschattend und bieten wenig nutzbare Fläche für PV-Aktivierung. Bei einer etwaigen PV-Aktivierung wäre bei dem Fassadenaufbau zu überlegen, eine Dünnschichttechnologie in der Modultechnik auszuführen und die Witterungsschicht, in diesem Fall die Putzschicht, durch Dünnschichtmodule zu ersetzen. Im Wesentlichen könnte der Fassadenaufbau annähernd belassen werden, jedoch ist eine Leistungsausbeute in Dünnschichttechnologie wesentlich geringer als bei kristalliner Modultechnologie. Sollten die Fensterfassaden in kristalliner Modultechnologie ausgeführt werden, wo sich eine höhere Ertragsausbeute einstellt, so müsste der Fassadenaufbau komplett geändert werden, etwa als vorgehängte hinterlüftete Fassade (VHF), wie sie in der Abbildung 25 zu sehen ist. Die Hinterlüftungsebene sorgt dafür, dass die Abwärmen auf der Modulhinterseite

geordnet abtransportiert würden und ein Wärmestau weitestgehend vermieden würde. In der Variantenstudie wurde diese Umplanung und die Mehrkosten durch den geänderten Fassadenaufbau in den Varianten D1 und D2 berechnet. Unter Einbeziehung der genannten Argumente stellt sich ein ungünstiges Kosten-/Ertragsverhältnis für diese Fensterfassaden der Innenhöfe ein, was sich in den Ergebnisberechnungen im Kapitel 4.2 bestätigt. Der Verfasser gibt somit die Empfehlung ab, die Fensterfassaden der Innenhöfe nicht photovoltaisch zu aktivieren. Durch diese Empfehlung ergibt sich die Variante C in ihren Untervarianten C1 und C2.

4.1.3 Festlegung des Fassadenaufbaues

Aus den zuvor genannten Argumenten ergründet sich die Empfehlung des Verfassers, bei PV-aktivierten Vertikalflächen eine hinterlüftete Fassadentechnologie auszuführen. In der nachfolgenden Abbildung 27 ist schematisch dargestellt, wie etwa die bislang angedachte Witterungsschicht aus Alu-Trapezblech durch PV-Glasmodule ersetzt werden könnte.

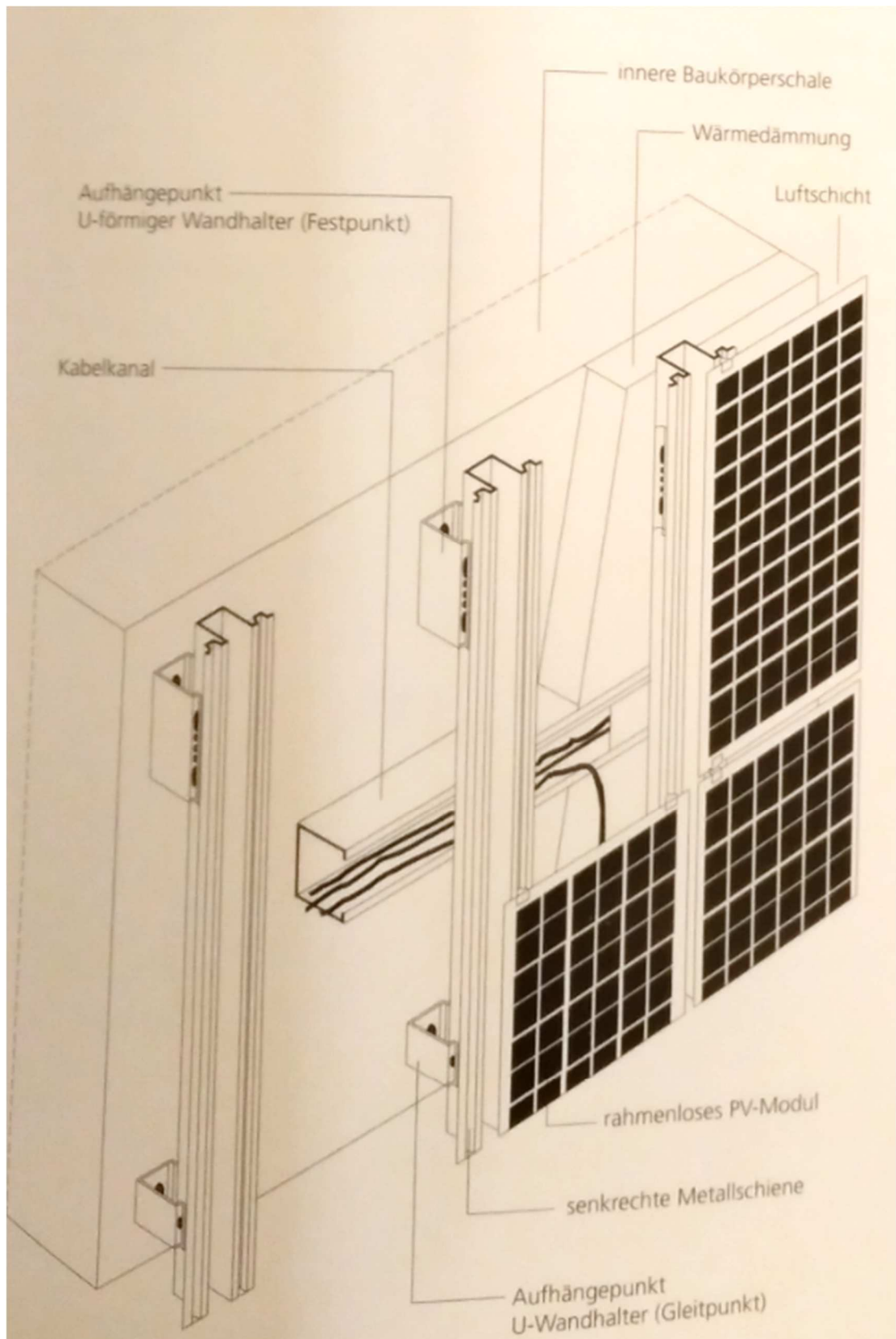
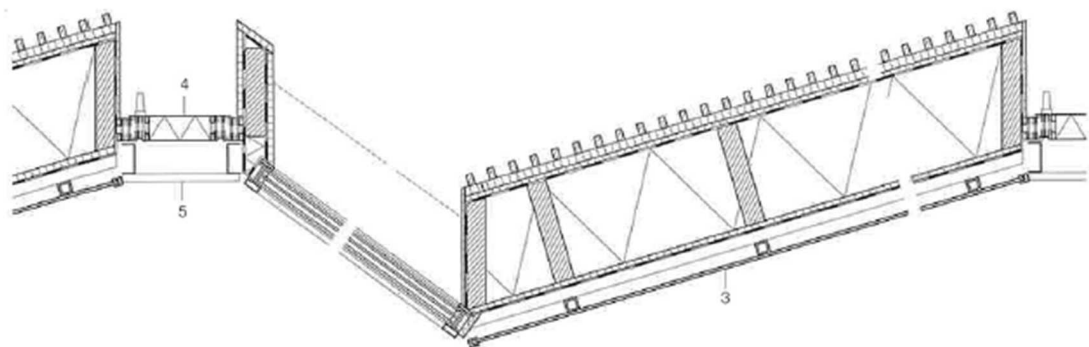
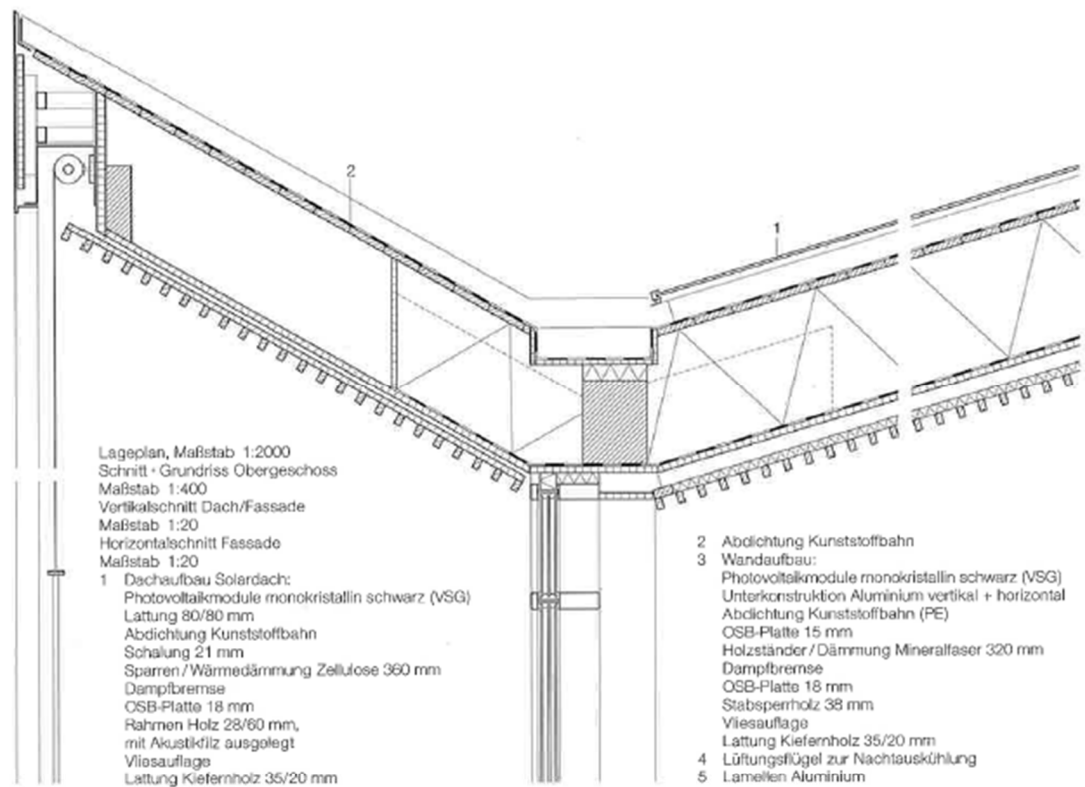


Abbildung 27: Ausführung einer Fassade mit PV als Ersatz konventioneller Wandmaterialien (leichte, hinterlüftete Wandverkleidung) (Lückmann, 3/5 Integrierte Fassaden - Photovoltaikfassaden, 2014, S. 143)

Die Abbildung 28 zeigt nachfolgend ein Best-Practice-Projekt, wo eine hinterlüftete PV-Fassade ausgeführt wurde, außerdem zeigt es des Weiteren eine Möglichkeit, wie ein Solardach als Indachlösung ausgeführt wurde, was allerdings im Haus B keine Anwendung findet. Das Beispiel zeigt sowohl in Optik, Detaillierung und Ausführung die Möglichkeiten, die sich bieten und im Speziellen in der Fassadentechnologie eine Perspektive, wie sie im Haus B ebenfalls überlegt werden könnte.



Technische Daten PV-Anlage

Einbausituation	Dach und Fassade, integriert
Tragkonstruktion	Unterkonstruktion Aluminium/Holz
installierte Leistung	52,32 kW _p
Anlagengröße	304 m ² (Dach) 81 m ² (Fassade)
Exposition	Süd (Dach) Südwest (Fassade)
prognostizierter Energieertrag	38.500 kWh/a
Module	ertex solar (monokristallin)
Anzahl	354



Abbildung 28: Dach- und Fassadenschnitt einer Kindertagesstätte in Marburg, Deutschland, Errichtung 2014 (Krippner, Ausführungsbeispiele, 2016, S. 125)

4.1.4 Auswahl der Zelltechnologie

Im Kapitel 4.1.3 wurde eine grundsätzliche Festlegung für hinterlüftete Fassadentechnologie getroffen aufgrund der Tatsache, dass die Abwärme auf der Modulrückseite über den Hinterlüftungsabstand abtransportiert werden kann. Gleichzeitig soll die PV-aktivierbare Vertikalfläche der Fassade so effizient wie möglich zur Eigenstromversorgung ausgeführt werden. Die eingesetzte Fläche zur Solarstromproduktion sollte nunmehr so ertragreich wie möglich sein, um ein gutes Kosten-/Ertragsverhältnis zu erreichen. Es begründet sich dadurch die Zelltechnologie mit dem höchsten Wirkungsgrad, somit die kristalline Zelltechnologie. Hier wiederum hat man die Möglichkeit, polykristalline oder monokristalline Zelltechnologie einzusetzen, wohingegen monokristalline Zellen um etwa 1-2 % mehr Wirkungsgrad als polykristalline Zellen aufweisen und Sonderformen von Hochleistungszellen in etwa noch weitere 3 % Wirkungsgradsteigerung zu monokristallinen Zellen bringen würden. Aus drei Gründen empfiehlt der Verfasser, eine monokristalline Zelltechnologie auszuführen: Zum einen sind die Modulpreise für monokristalline Module in einem nur geringfügigen Maß höher als polykristalline Module. Zum zweiten bietet sich die dunkle, homogene Färbung der Moduloberfläche besser an für Gestaltung und verbesserte ästhetische Gesamterscheinung der Fassade nach Anschauung des Verfassers, sofern die jeweilige Variante als Standardmodul mit belassener Moduloberfläche ausgeführt wird. Der dritte Grund wurde schon genannt, ebendass monokristalline Zellen den höchsten Solartrag generieren.

4.1.5 Gestalterische Möglichkeiten (Standard- vs. Sondermodule)

Gleichwohl im Eingangskapitel schon erwähnt, beschäftigt sich diese Masterarbeit sehr wenig mit den gestalterischen und ästhetischen Möglichkeiten, die sich mittlerweile durch BIPV erschließen, vielmehr geht es um die ökonomischen und ökologischen Effekte von unterschiedlichen Varianten in ihrer Performance.

Trotzdem muss in der Variantenstudie eine grundsätzliche Unterscheidung getroffen werden zwischen Standardmodulen und Sondermodulen, weil beide Ausprägungen einen signifikanten Unterschied in der Kosten-/Ertragsperformance ergeben. Diese Unterscheidung hat wiederum Auswirkungen auf die gestalterischen Möglichkeiten, die sich im Erscheinungsbild der Fassade und in der Architektur an sich weiterführend resultieren.

Fassadenintegrierte PV mit Standardmodulen

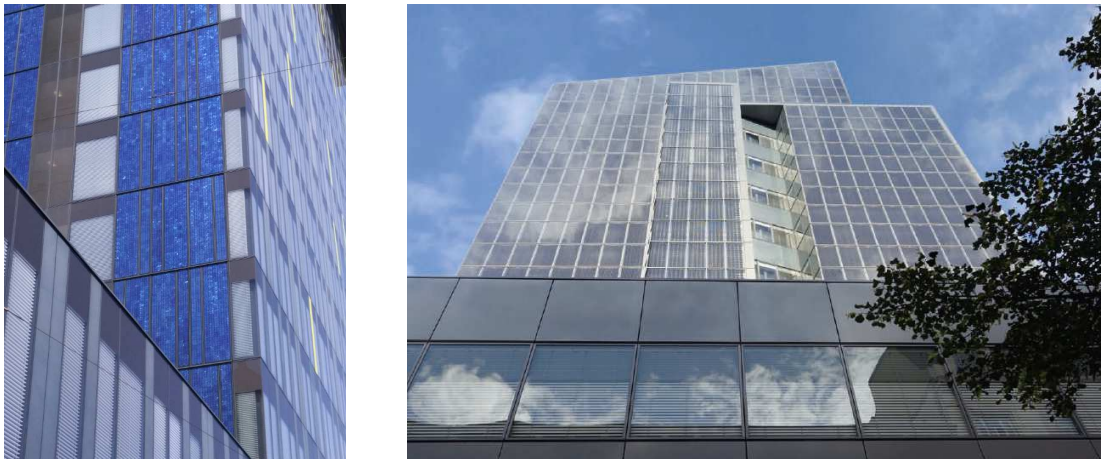


Abbildung 29: Fassadenintegrierte Photovoltaik mit Standardmodulen. Linkes Bild Power Tower der Energie AG in Linz (Foto: Martin Weber) und rechtes Bild Institutsgebäude der TU Wien am Getreidemarkt 9 (Foto: BIG)

Standardmodultechnik gibt es in unterschiedlichster Ausprägung. Die Abbildung 29 zeigt zwei bekannte Best-Practice-Projekte in Österreich mit hohem Bekanntheitsgrad und erfolgreicher Performance. Im linken Foto der Abbildung 29 sieht man beim Power Tower der Energie AG in Linz eine Modultechnik aus amorphem Silizium ausgeführt, weitestgehend als Standardmodule mit Standardmaßen.

Im rechten Bild ist das Institutsgebäude der TU Wien am Getreidemarkt 9 zu sehen, das in monokristalliner Modultechnik (rahmenlos, Glas-Glas Laminat) ausgeführt wurde (Schöberl, Hofer, Leeb, Bednar, & Kratochwil, 2014, S. 110). Auch bei diesem Projekt wurde darauf geachtet, nicht allzu viele verschiedene Modulgrößen zu verwenden und die Ausführung weitestgehend mit Standardmodulen auszuführen. Aufgrund solider, belastbarer und verfügbarer Daten dieses Projektes wurden die Kosten- und Ertragsdaten für die Variantenstudie des Hauses B für die Berechnung der Varianten mit Standardmodulen verwendet.

Fassadenintegrierte PV mit Sondermodulen



Abbildung 30: BIPV mit Sondermodulen als aktive Glasfassade. BFE-Leuchtturmprojekt: Photovoltaik Fassade an PlusEnergieBau Sanierung Zürich (Viridén K. , 2018)

Die Abbildung 30 zeigt die Ausführung von BIPV mit Sondermodulen als aktive Glasfassade. Dieses Projekt wurde unterstützt vom BFE Schweizer Bundesamt für Energie und gilt zurecht als Leuchtturmprojekt mit außergewöhnlicher Performance. Bei diesem Sanierungsprojekt wurde die ursprüngliche Kubatur weitestgehend belassen und neben weiteren Sanierungsschritten wurde die komplette Fassade erneuert. Das Projekt zeichnet sich dadurch aus, dass die gesamte Fassade mit aktiven Glasfassadenmodulen PV-aktiviert wurde, auch die nordseitige Fassade und die Brüstungen der Balkone. Das Projekt zeichnet sich des weiteren dadurch aus, dass die neu entwickelten Glasfassadenmodule als PV-Module nicht erkennbar sind. Der unwissende Betrachter glaubt an der grauen Farbe eine gewöhnliche Glasfassade zu erkennen. (Viridén K. , BFE-Leuchtturm: Photovoltaik Fassade an PlusEnergieBau Sanierung Zürich, 2017).

Aufgrund vorhandener und veröffentlichter Kosten- und Ertragsdaten dieses Leuchtturmprojektes wurde für die Variantenstudie des Hauses B für die Berechnung mit Sondermodulen diese Datenbasis herangezogen.

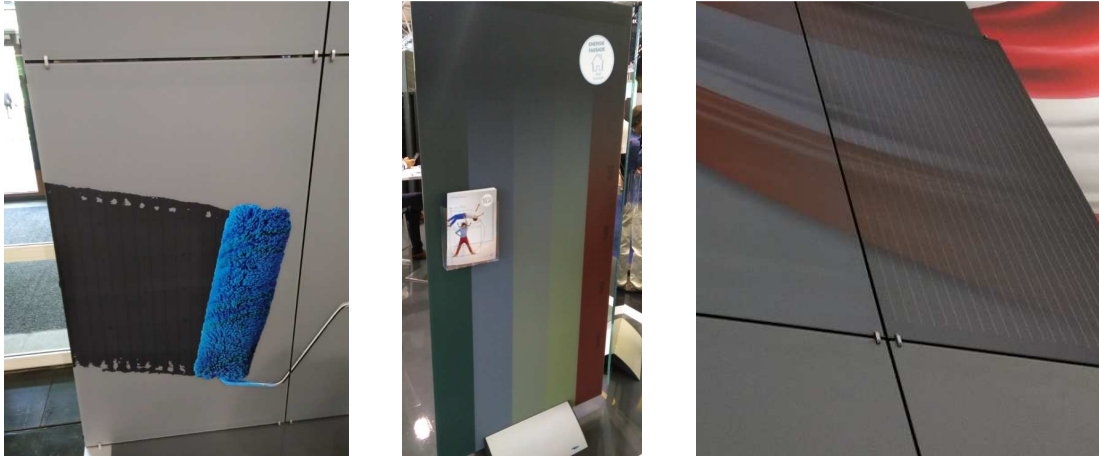


Abbildung 31: Gestalterische Möglichkeiten durch aktive Energiefassaden-Module (Intersolar Europe, München am 20.06.2018, Messestand von Kioto Solar, Fotos: Martin Weber)

Die Abbildung 31 zeigt anschauliches Bildmaterial von Sondermodulen an einem Messestand dieses Modulherstellers, dessen Sondermodule zuvor an dem Leuchtturmprojekt von Karl Viridén gezeigt wurden. Vielschichtige Gestaltungsmöglichkeiten erschließen sich durch diese neu entwickelten Module. Allerdings sei erwähnt, dass die unterschiedlichen Farbbeschaffenheiten der Moduloberflächen auch unterschiedliche Ertragseinbußen bedeuten.

4.1.6 Möglichkeiten der Ertragsoptimierung

Bei PV-Anlagen sind innerhalb eines Modules die Solarzellen seriell verbunden und wiederum mehrere Module werden zu einem Strang (engl. String) seriell zusammengeschaltet. Die einzelnen Strings werden zum Wechselrichter geführt. Kommt es infolge von Verschattungen, Modulverunreinigungen, Defekten von Zellen oder ganzen Modulen zu Leistungseinbußen, so wird der gesamte String am Umrichter abgeschaltet, ungeachtet dessen, ob in der Stringverschaltung Module mit intakter Funktion dabei sind. Jeder String ist also so leistungsstark, wie sein schwächstes Modul. Auch partielle Wolkenverschattungen können Stringabschaltungen verursachen. Um dies zu unterbinden, gibt es die Möglichkeit, modulweise Leistungsoptimierer zum Einsatz zu bringen, die das jeweilige Modul mit Leistungseinsenkung wegschalten. So bleibt der Solarertrag der intakten Module des Stranges erhalten.



Abbildung 32: Prinzipschaltung mit Leistungsoptimierern pro Modul (SolarEdge Technologies Inc., 2019)

Abbildung 32 zeigt eine Prinzipschaltung von Leistungsoptimierern. In der Regel werden die Leistungsoptimierer auf der Rückseite des Moduls oder am Modulrahmen befestigt. Die Leistungsoptimierer werden auf ein Monitoringsystem geschaltet, welches die Erträge überwacht und die Module steuert. Das Monitoringsystem ermöglicht eine schnelle Ortung von Störungen und Defekten. Eine Verschaltung zum Automatisierungssystem der Gebäudeleittechnik sollte unbedingt durchgeführt werden, damit Unregelmäßigkeiten zeitnah bemerkt werden und schnell reagiert werden kann. Der Einsatz von Leistungsoptimierern führt natürlich zu einer Erhöhung der Investsumme. Vorteile bieten die Systeme dadurch, dass teilverschattete Bereiche trotzdem mit Modulen bestückt werden, um den Solarertrag in der Tageszeit der Nichtverschattung nutzen zu können. Der Belegungsgrad von Flächen kann dadurch erhöht werden, weil nun Module zum Einsatz kommen, wo bisher keine Bestückung vorgenommen worden wäre. Hersteller werben damit, dass aus der gleichen Anzahl an Modulen mit Leistungsoptimierern bis zu 25 % mehr Solarertrag erzeugt werden kann. Nachteilig stellen sich die Stand-By-Verluste für Wechselrichter und Leistungsoptimierer dar, welche zwischen 0,5 bis 1,2 % der Leistung des Moduls verringern (Schöberl, Hofer, Leeb, Bednar, & Kratochwil, 2014).

4.2 Ergebnisse der Simulation und Anwendung bei Haus B

Die ökonomischen Einzelergebnisse der unterschiedlichen Simulationsvarianten werden grafisch als dynamische Investitionsrechnung in der Kapitalwertmethode dargestellt. Berücksichtigt in der Kapitalwertberechnung ist ein Kalkulationszinssatz von 2,5 %, welcher bei dynamischen Investitionsrechnungen laut Festlegung des Finanz- und Rechnungswesens der SALK angesetzt werden soll. Befindet sich der

Kapitalwert im negativen Bereich zum Zeitpunkt t , so wird die Einnahmen-/Ausgabenrechnung des Berechnungsjahres in der Grafik mit einem roten Balken dargestellt. Nach Erreichen der Amortisationszeit ist der Kapitalwert in einem positiven Bereich und wird mit einem grünen Balken dargestellt, sofern die Amortisation in der Variante überhaupt erreicht wird. Alle Varianten wurden über eine realistische Mindestlebensdauer von 30 Jahre gerechnet. In der Einnahmen-/Ausgabenrechnung sind über den Berechnungszeitraum folgende Ausgaben berücksichtigt worden: Unterhaltskosten, wie z. B. Inspektions- und Prüfkosten, Reinigungskosten für Modulreinigung, Betriebsführungskosten und Störungsbehebungen, sowie Komponenten- und Umrichtertausche. In der jeweiligen Grafik ist der anfängliche Investitionswert abzulesen, so wie nach Ablauf der Berechnungszeit der erwirtschaftete Gewinn, der sogenannte Kapitalwert. Es ergibt sich zusätzlich nach der Berechnung ein Renditewert in %, welcher nach der internen Zinsfuß-Methode berechnet wurde. Diese Werte sind in der Grafik ebenfalls abzulesen.

In den Kapiteln 4.2.1 bis 4.2.4 werden die Einzelvarianten als ökonomische Ergebnisse dargestellt und ab Kapitel 4.2.5 werden alle Varianten in mehreren Grafiken gegenübergestellt, sowohl die ökonomischen Ergebnisse, als auch die ökologischen Effekte.

4.2.1 Variante A

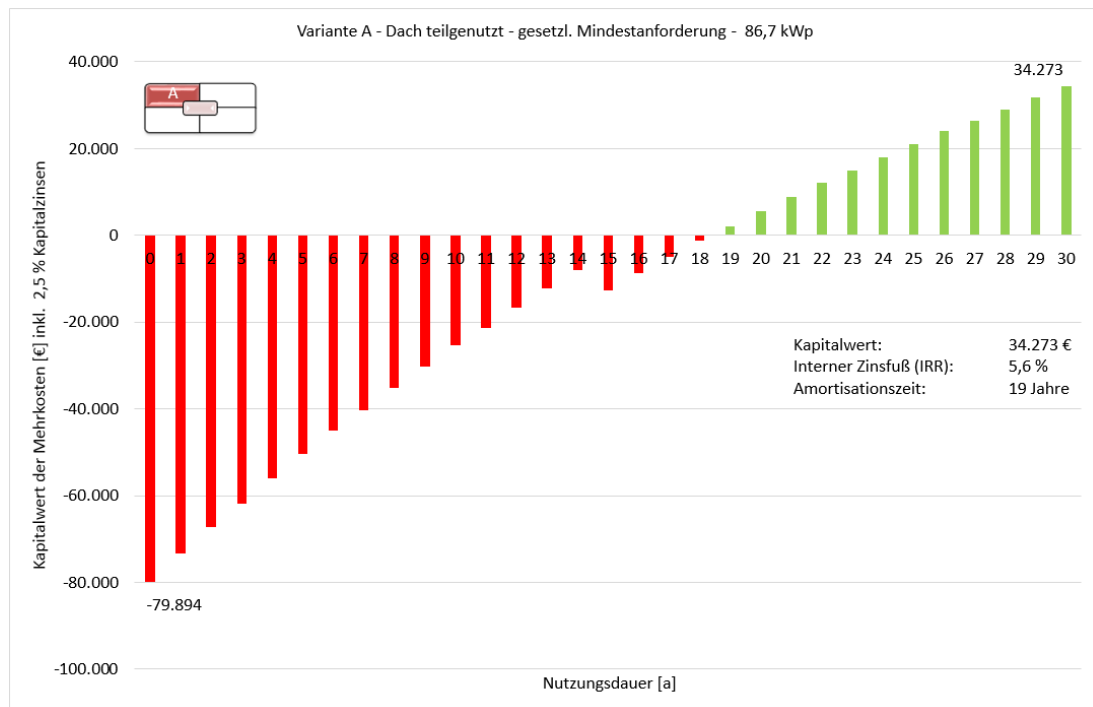


Diagramm 5: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante A bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)

Bei der Variante A wird das Flachdach teilgenutzt und zwar nur zu einem Mindestanteil, dass 2 kWh pro Grundfläche und Jahr erzeugt werden. Die Amortisationszeit ist nach 19 Jahren erreicht und die insgesamt Rendite der Investition liegt bei 5,6 %. Bei einer Anfangsinvestition von 79.894 € ergibt sich nach der Mindestlebensdauer der Anlage ein erwirtschafteter Gewinn von 34.273 €.

4.2.2 Variante B

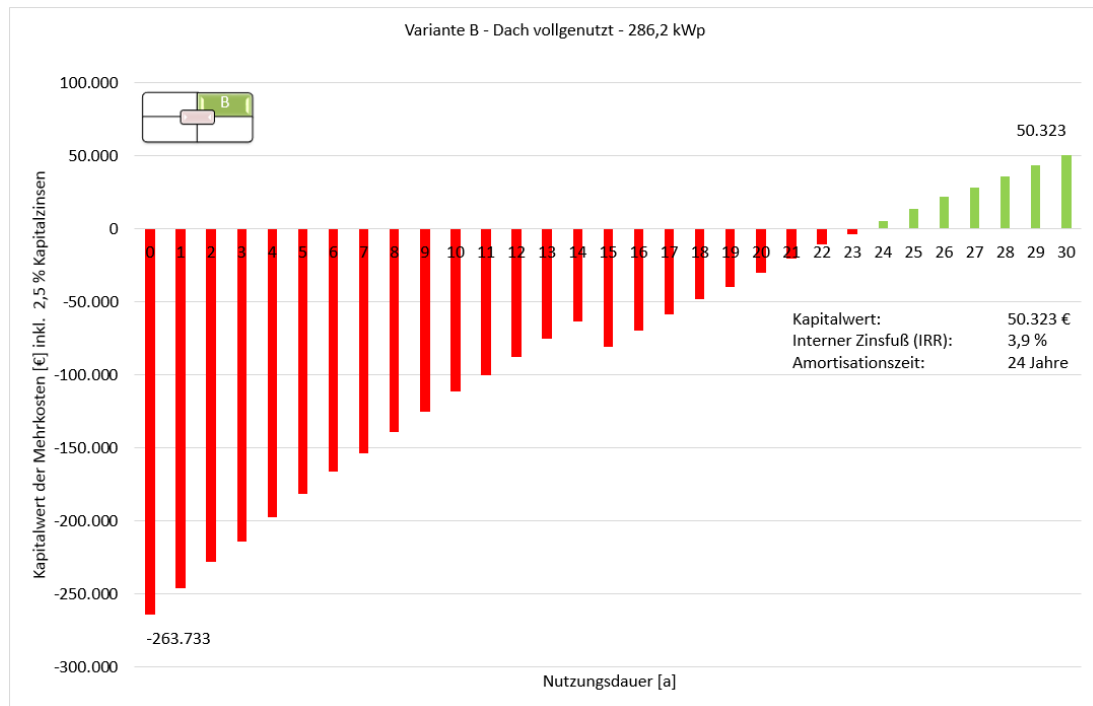


Diagramm 6: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante B bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)

Bei der Variante B wird das Flachdach bis zu einem maximal möglichen Anteil vollgenutzt. Die Amortisationszeit ist nach 24 Jahren erreicht und die insgesamt Rendite der Investition liegt bei 3,9 %. Bei einer Anfangsinvestition von 263.733 € ergibt sich nach der Mindestlebensdauer der Anlage ein erwirtschafteter Gewinn von 50.323 €.

4.2.3 Variante C

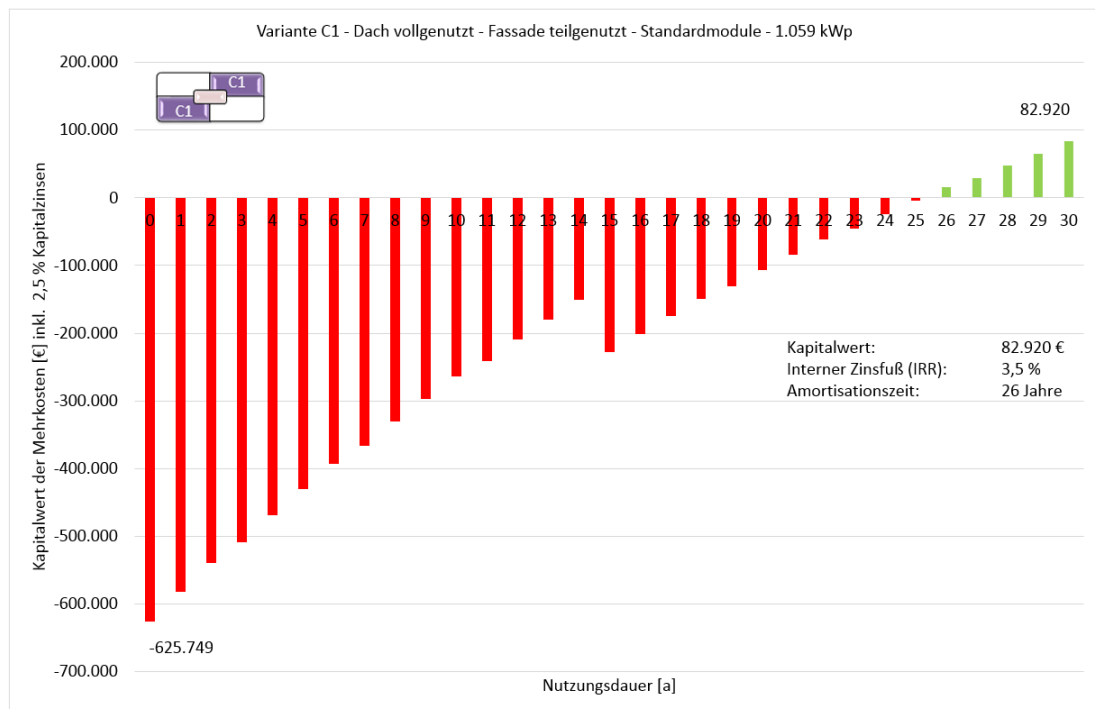


Diagramm 7: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante C1 mit Standardmodulen bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)

Bei der Variante C1 wird das Flachdach vollgenutzt und die zu der Bebauungsgrenze nach außen gerichteten, fensterlosen Süd-, Ost- und Westfassaden mit Standardmodulen genutzt. Die Amortisationszeit ist nach 26 Jahren erreicht und die insgesamt Rendite der Investition liegt bei 3,5 %. Bei einer Anfangsinvestition von 625.749 € ergibt sich nach der Mindestlebensdauer der Anlage ein erwirtschafteter Gewinn von 89.920 €.

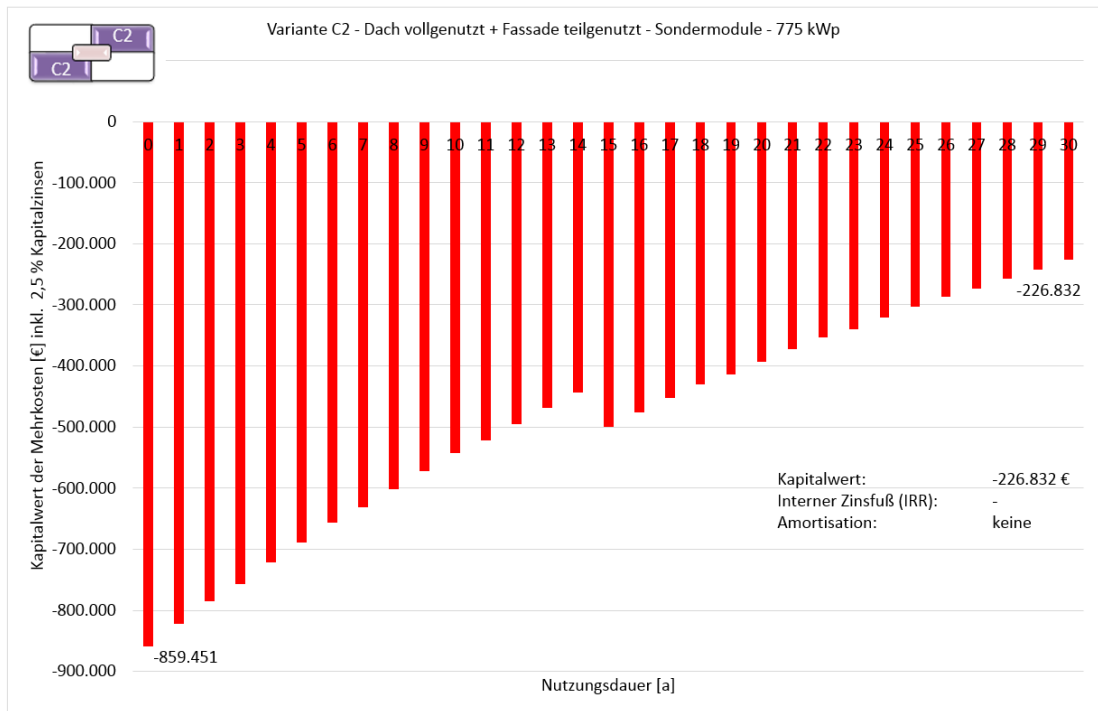


Diagramm 8: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante C2 mit Sondermodulen bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)

Die Variante C2 stellt die Variante C1 mit Fassaden-Sondermodulen dar. Bei der Variante C2 wird das Flachdach vollgenutzt und die zu der Bebauungsgrenze nach außen gerichteten, fensterlosen Süd-, Ost- und Westfassaden mit Sondermodulen genutzt. Eine Amortisation wird nie erreicht, dementsprechend ergibt sich auch keine Rendite. Die Anfangsinvestition von 859.451 € kann mit der Einnahmen-/Ausgabenrechnung nach der Mindestlebensdauer der Anlage nur auf einen Kapitalwert von 226.832 € reduziert werden.

4.2.4 Variante D

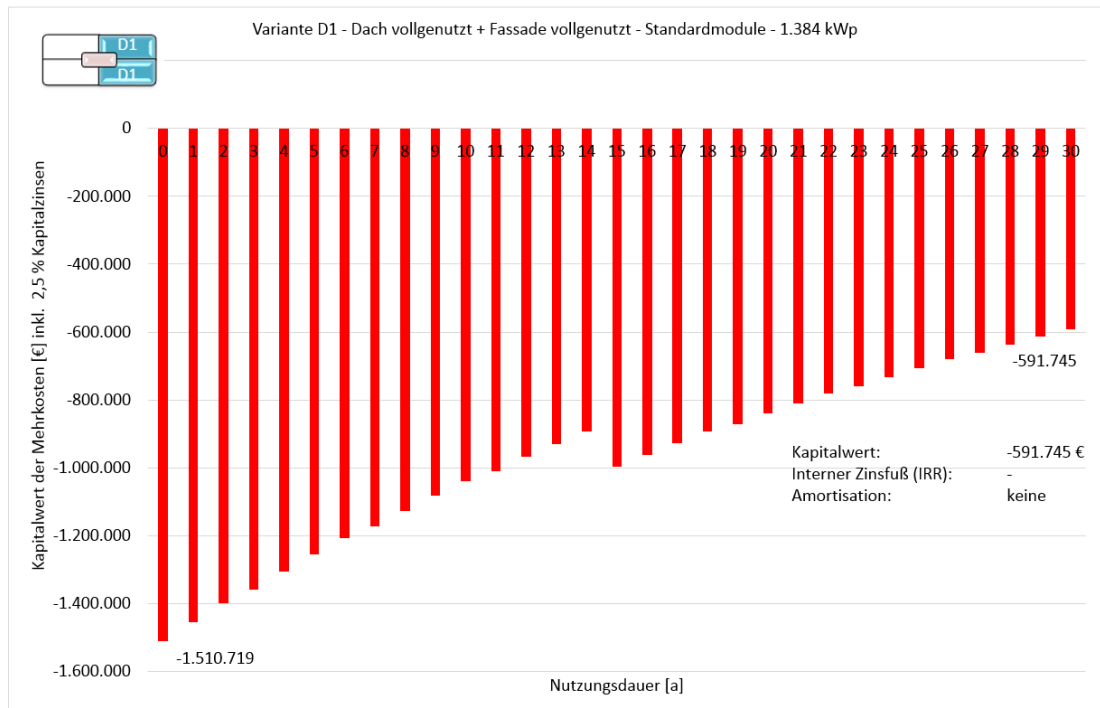


Diagramm 9: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante D1 mit Standardmodulen bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)

Bei der Variante D1 wird das Flachdach vollgenutzt und auch die Fassaden vollgenutzt, sowohl die zu der Bebauungsgrenze nach außen gerichteten, fensterlosen Süd-, Ost- und Westfassaden, als auch die dem Gebäudekern nach innen gerichteten Fensterfassaden. Die Vollvariante D1 wird mit Standardmodulen versehen. Die Anfangsinvestition von 1.510.719 € kann mit der Einnahmen-/Ausgabenrechnung nach der Mindestlebensdauer der Anlage nur auf einen Kapitalwert von 591.745 € reduziert werden.

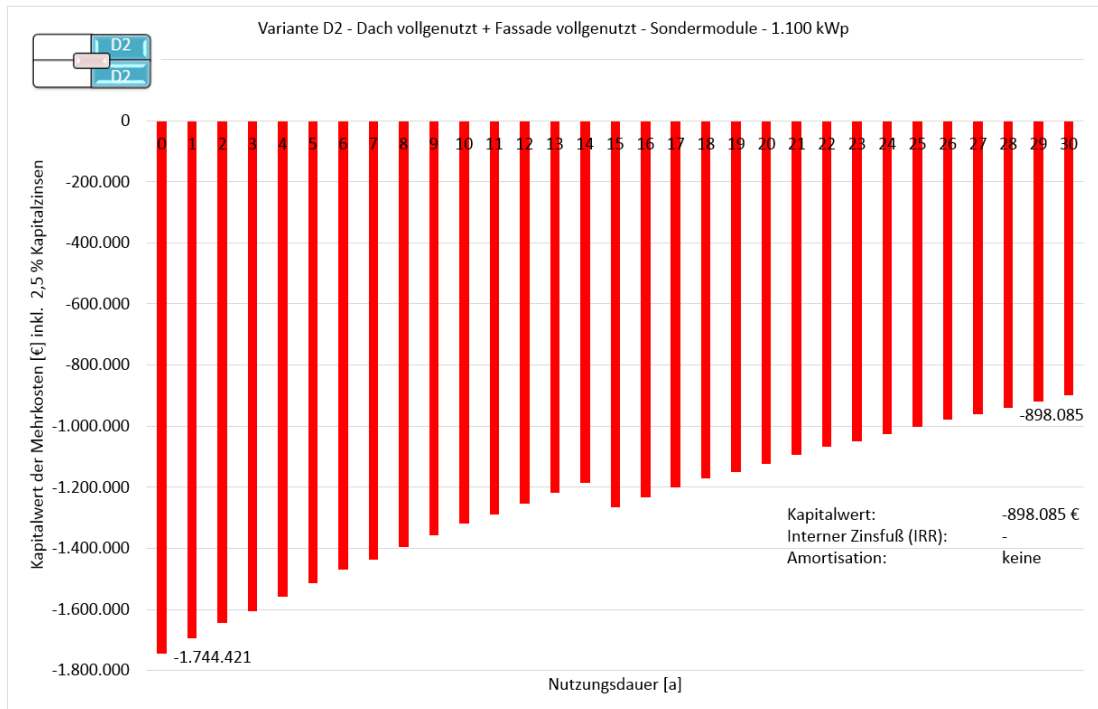


Diagramm 10: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante D2 mit Sondermodulen bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)

Bei der Variante D2 wird das Flachdach vollgenutzt und auch die Fassaden vollgenutzt, sowohl die zu der Bebauungsgrenze nach außen gerichteten, fensterlosen Süd-, Ost- und Westfassaden, als auch die dem Gebäudekern nach innen gerichteten Fensterfassaden. Die Vollvariante D2 wird mit Sondermodulen versehen. Die Anfangsinvestition von 1.744.421 € kann mit der Einnahmen-/Ausgabenrechnung nach der Mindestlebensdauer der Anlage nur auf einen Kapitalwert von 898.085 € reduziert werden.

4.2.5 Ökonomische Gesamtergebnisse aller Varianten in der Gegenüberstellung

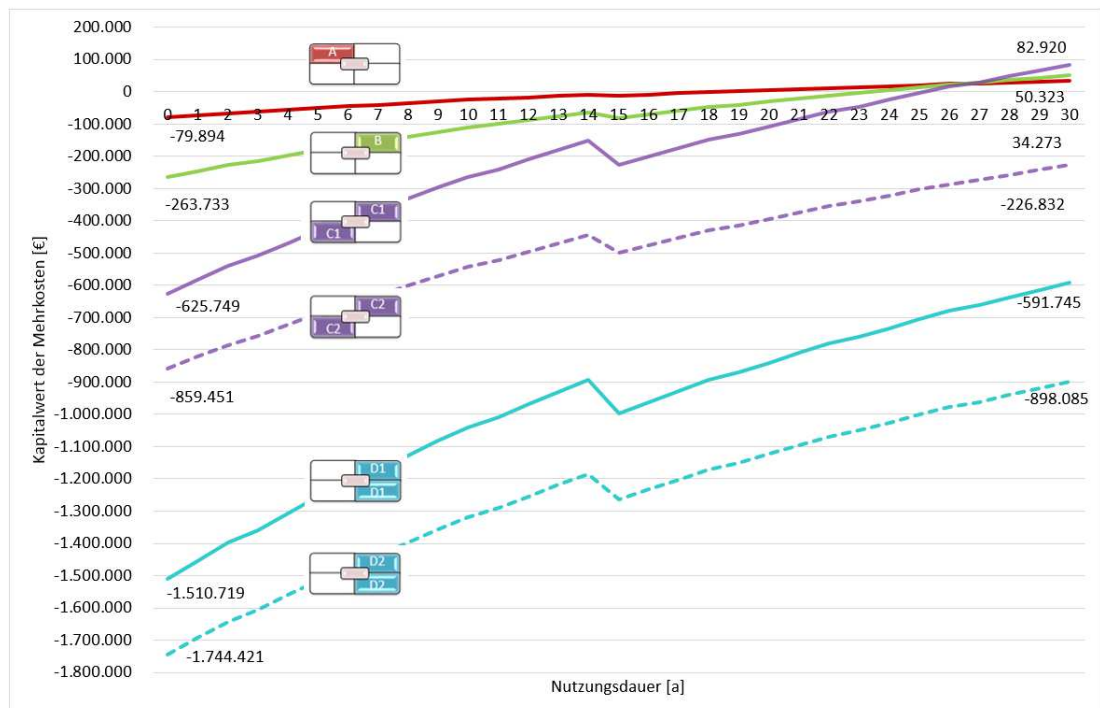


Diagramm 11: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklungen der Mehrkosten [€] aller Varianten in der Gegenüberstellung (eigene Darstellung)

In der wirtschaftlichen Gegenüberstellung aller Varianten im Diagramm 11 zeigt sich, dass nach dem Durchrechnungszeitraum von 30 Jahren nur die Varianten A, B und C1 auf einen positiven Kapitalwert der Mehrkosten kommen, d. h. die Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Die Varianten C2, D1 und D2 verbleiben nach 30 Jahren im negativen Bereich des Kapitalwertes und sind somit unwirtschaftlich. Die getätigten Anfangsinvestitionen zur Installation der PV-Anlagen können bei diesen Varianten nicht mehr durch die Stromerträge refinanziert werden.

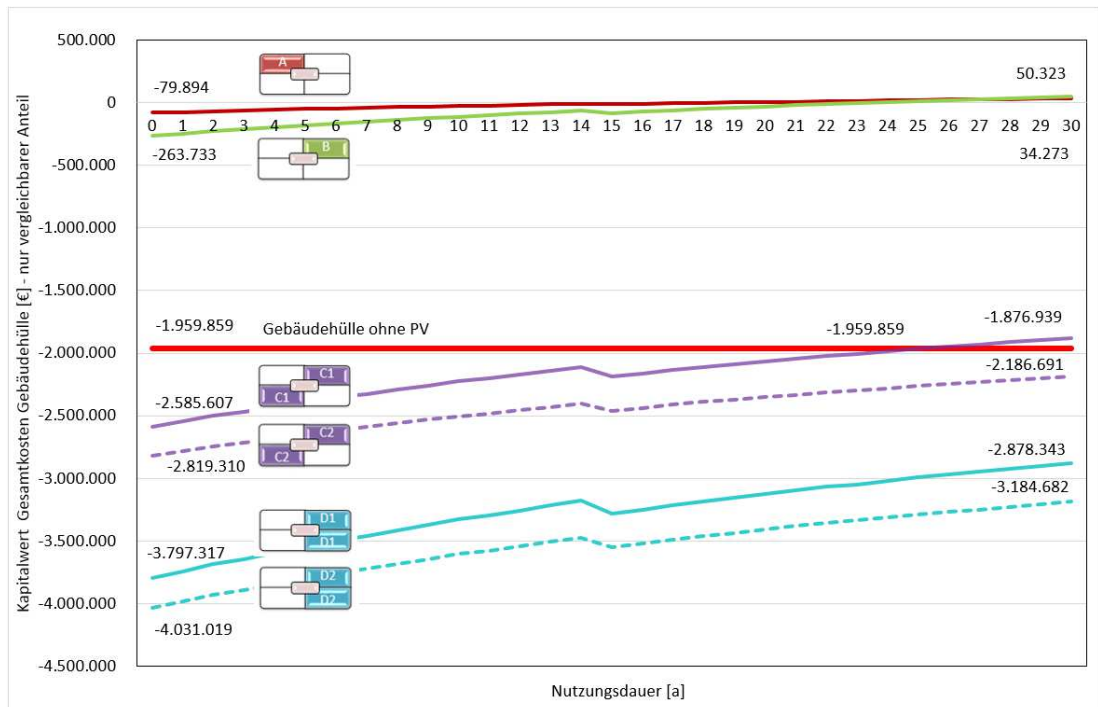


Diagramm 12: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklungen der Gesamtkosten der Gebäudehülle [€] aller Varianten in der Gegenüberstellung (eigene Darstellung)

Im Diagramm 12 wird eine Gesamtkostenbetrachtung der Gebäudehüllen aller Varianten dargestellt und zwar des vergleichbaren Anteils. Nicht mit eingerechnet bei den Kosten der Gebäudehüllen sind Flächen, die nicht PV-aktivierbar sind, wie z. B. die Untersichten oder die Nordfassade und sich daher für einen Vergleich nicht eignen. Die Darstellung wurde vom Verfasser gewählt, um die finanziellen Unterschiede zwischen der ursprünglichen Gebäudehülle ohne PV (rote Linie) und den PV-Gebäudehüllen zu verdeutlichen. Hinweis: Bei der Gebäudehülle ohne PV wurden laufende Unterhaltskosten nicht betrachtet. Auch in diesem Diagramm zeigt sich, dass sich die Wirtschaftlichkeit nur bei den Varianten A, B und C1 einstellt und sich die Varianten C2, D1 und D2 unwirtschaftlich herausstellen.

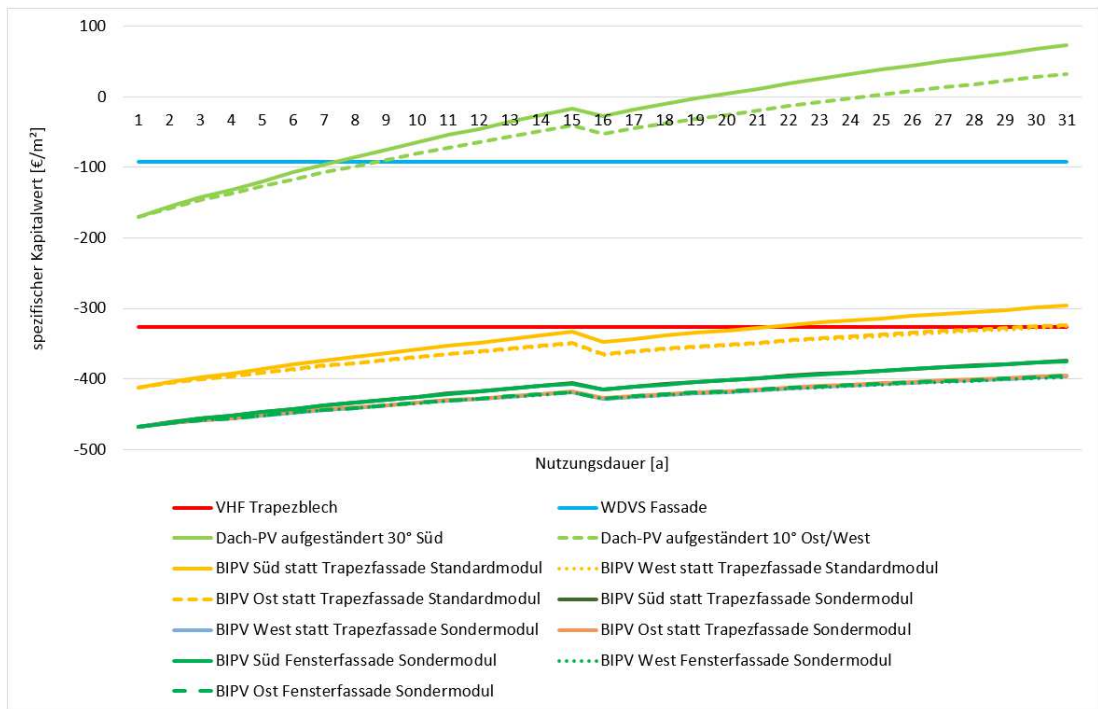


Diagramm 13: Gegenüberstellung der spezifischen Kapitalwertentwicklungen [€/m²] über die Nutzungsdauer [a] der unterschiedlichen Fassaden mit unterschiedlicher Ausrichtung (eigene Darstellung)

Im Diagramm 13 wurden die unterschiedlichen Bestückungsvarianten und Ausrichtungen der Einzelfassaden und der Dach-PV analysiert und dargestellt. Fensterfassaden, die dem kreuzförmigen Haupttrakt nach innen gerichtet sind, haben die unwirtschaftlichste Entwicklung aller Fassaden, da zusätzliche Kosten aufgewendet werden müssen. Die Fensterfassaden sind im Entwurf vom Atelier Pucher aus 2010 als kostengünstige WDVS vorgesehen und auch im Institutsgebäude wurden die Fensterfassaden tatsächlich als WDVS laut Abbildung 17 umgesetzt. Möchte man diese Fensterfassaden PV-aktivieren, so sollte die WDVS zu einer vorgehängten hinterlüfteten Fassade umgeplant und ausgeführt werden. Diese Kosten wurden in der Kapitalwertberechnung bei den Fensterfassaden zusätzlich angesetzt, da dies den Mehraufwand zur Planung ohne PV darstellt. Die Hinterlüftung sollte zwingend umgesetzt werden, da die Wärme auf der Rückseite der PV-Module kontrolliert abgeführt werden sollte. Die Fassaden mit Sondermodulen sind vom Solarertrag niedriger als die Fassaden mit Standardmodulen. Der Grund hierfür ist bedingt durch Leistungsminderungen durch eine strahlungsundurchlässigere Beschichtung bzw. Glassierung der Sondermodule. Auch in Diagramm 13 ist gut erkennbar, dass nur bei Fassaden mit Standardmodulen eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

4.2.6 Ökologische Effekte: Gesamtenergieerträge und CO₂-Äqu.-Einsparungen

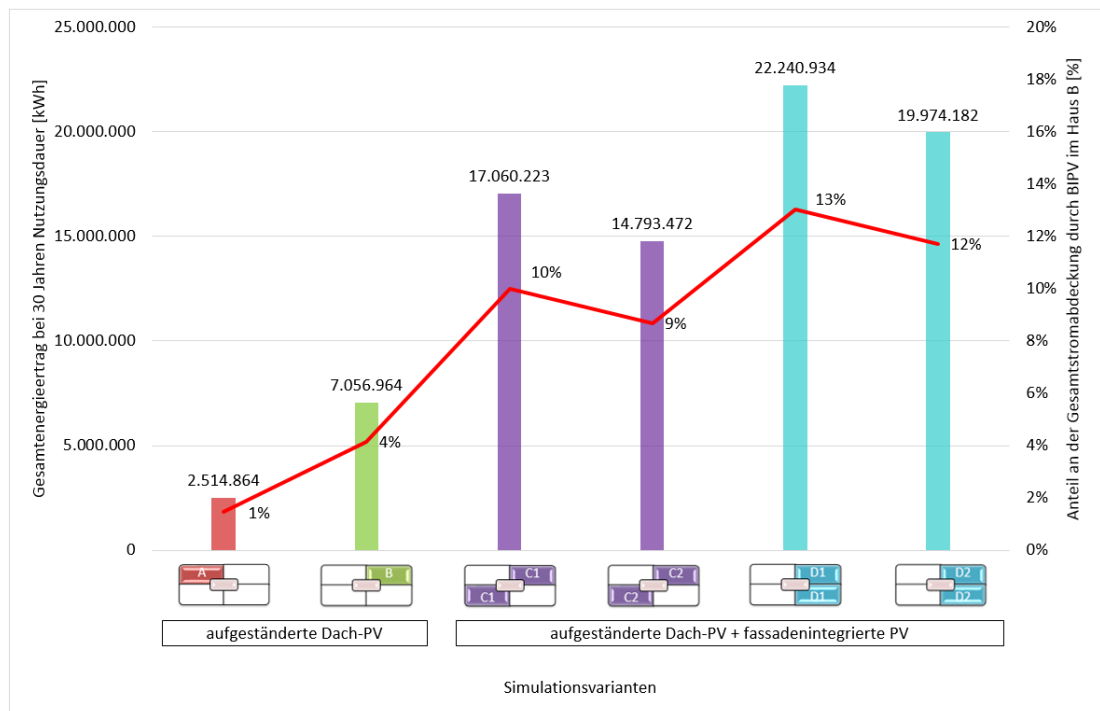


Diagramm 14: Gegenüberstellung der Gesamtenergieerträge [kWh] bei 30 Jahren Nutzungsdauer und Gegenüberstellung des Anteils der Gesamtstromabdeckung [%] durch BIPV im Haus B (eigene Darstellung)

Diagramm 14 zeigt im Überblick aller Varianten die Solarerträge in kWh über die Mindestlebensdauer von 30 Jahren. Der prozentuelle Anteil der Gesamtstromabdeckung durch BIPV im Hause B wird des Weiteren dargestellt. Es zeigt sich, dass die Vollnutzungsvarianten D1 und D2 die höchsten Gesamtenergieerträge erzeugen können und auch bei diesen zwei Varianten der Anteil der Gesamtstromabdeckung durch BIPV im Haus B am höchsten wäre.

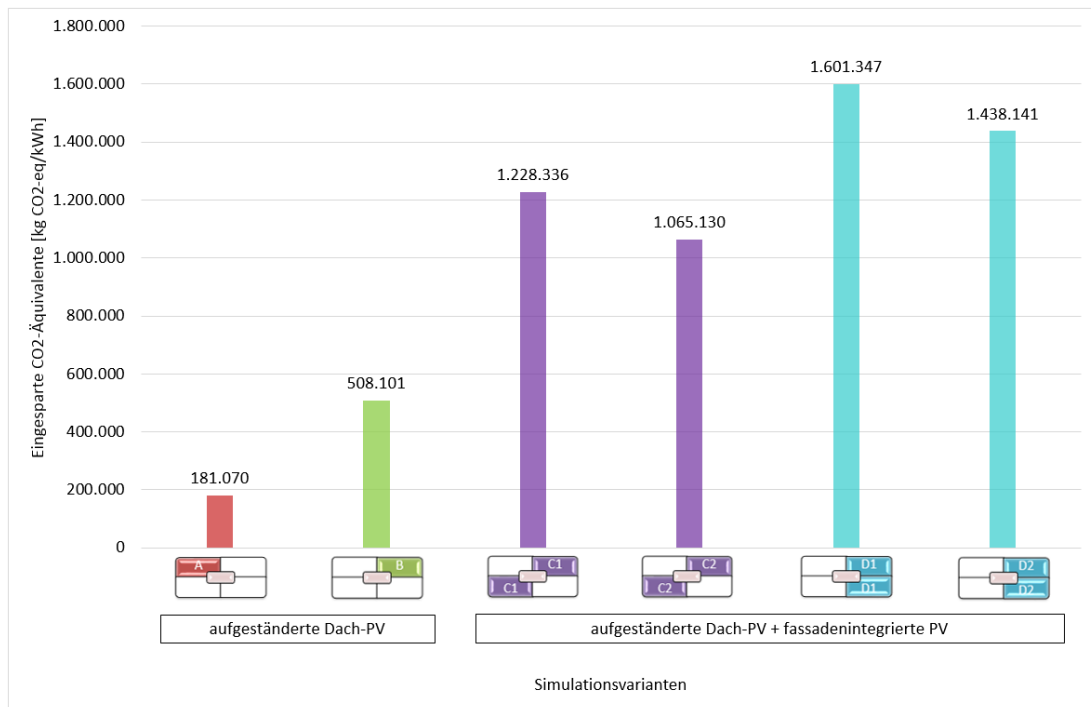


Diagramm 15: Gegenüberstellung der eingesparten CO₂-Äquivalente [kg CO₂-eq/kWh] bei 30 Jahren Nutzungsdauer (eigene Darstellung)

Für die Berechnung von Einsparungseffekten werden die vom Land Salzburg freigegebenen Konversionsfaktoren verwendet, welche für Photovoltaik mit 72 g CO₂-eq/kWh anzusetzen sind. Die im Diagramm 14 ermittelten Gesamtenergieerträge wurden pro Variante mit dem Konversionsfaktor hochgerechnet. Es ergeben sich, wie im Diagramm 15 dargestellt, die Einsparungen der CO₂-Äquivalente pro Variante im Gesamtüberblick. Analog zur Darstellung 14 ergibt sich ein ähnliches Ergebnis: Die Vollnutzungsvarianten D1 und D2 könnten die meisten CO₂-Äquivalente einsparen.

4.2.7 Anteil der Gesamtstromabdeckung durch BIPV im Haus B

Damit die Gesamtstromabdeckung durch BIPV im Haus B ermittelt werden kann, muss feststehen, welcher annähernde spezifische Stromverbrauch sich im Haus B einstellen könnte. Da diese krankenhausspezifischen Gebäudenutzungsdaten in der Fachliteratur nicht recherchierbar waren, wurden eigens vom Verfasser im LKH Salzburg über acht verschiedene krankenhausspezifische Gebäudenutzungen die spezifischen Stromverbräuche ermittelt. Diese sind im Diagramm 16 dargestellt.

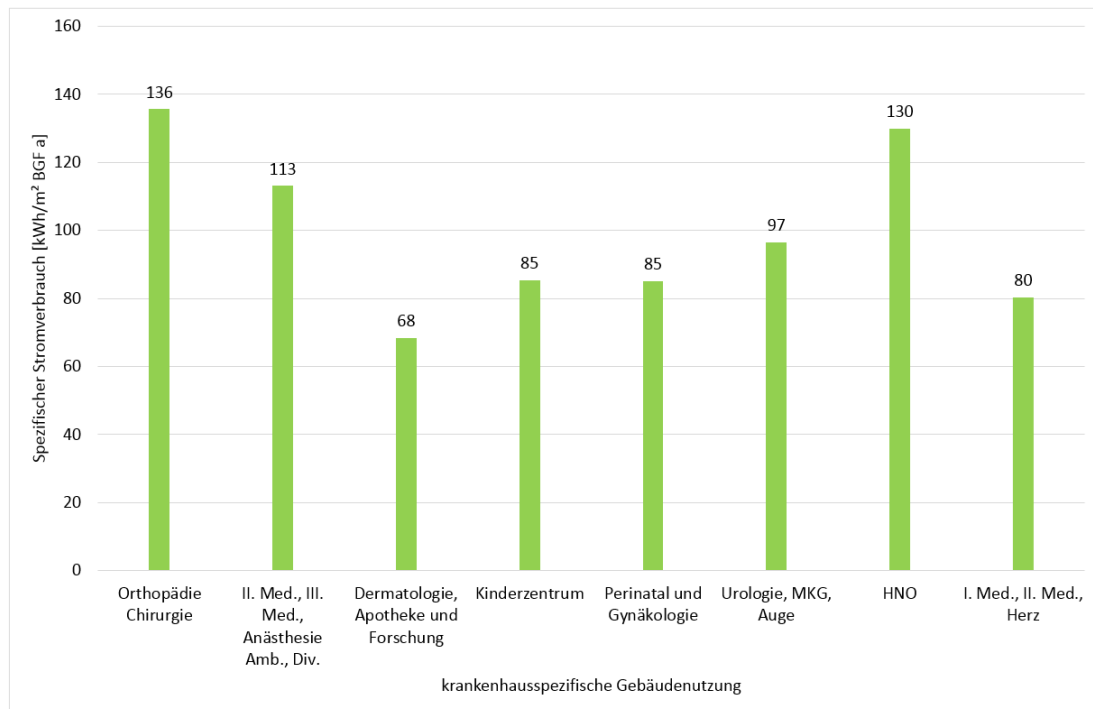


Diagramm 16: Darstellung des spezifischen Stromverbrauches [kWh/m² BGF a] bei unterschiedlichen krankenhausspezifischen Gebäudenutzungen im LKH Salzburg (eigene Darstellung)

Das Haus B stellt einen multifunktionalen Krankenhauskomplex mit Bettentrakten, OP-Zentrum, öffentlichen Bereichen und medizinisch diagnostischen Funktionsbereichen dar. Die Nutzung und das spezifische Energieverbrauchsprofil des Hauses B ist gut vergleichbar mit dem Haus A im LKH, welches die Nutzung Orthopädie und Chirurgie hat, eine annähernd gleiche Flächenzahl ausweist, ebenfalls 10 OP's und diverse medizinische Funktionsbereiche beherbergt, öffentliche Bereiche hat und eine neuwertige Gebäudehülle mit ähnlichen U-Werten hat. Der durchschnittliche jährliche Stromverbrauch im Haus A liegt bei 136 kWh pro m² BGF. Im Diagramm 16 ist der Balken ganz links zu sehen, die restlichen Auswertungen dienen dem Überblick zu unterschiedlichen spezifischen Krankenhausnutzungen. Aus den dargestellten Gründen wurde zur Berechnung des endgültigen Abdeckungsgrades des Gesamtstromverbrauches des Hauses B durch BIPV der spezifische Stromverbrauch des Hauses A angesetzt.

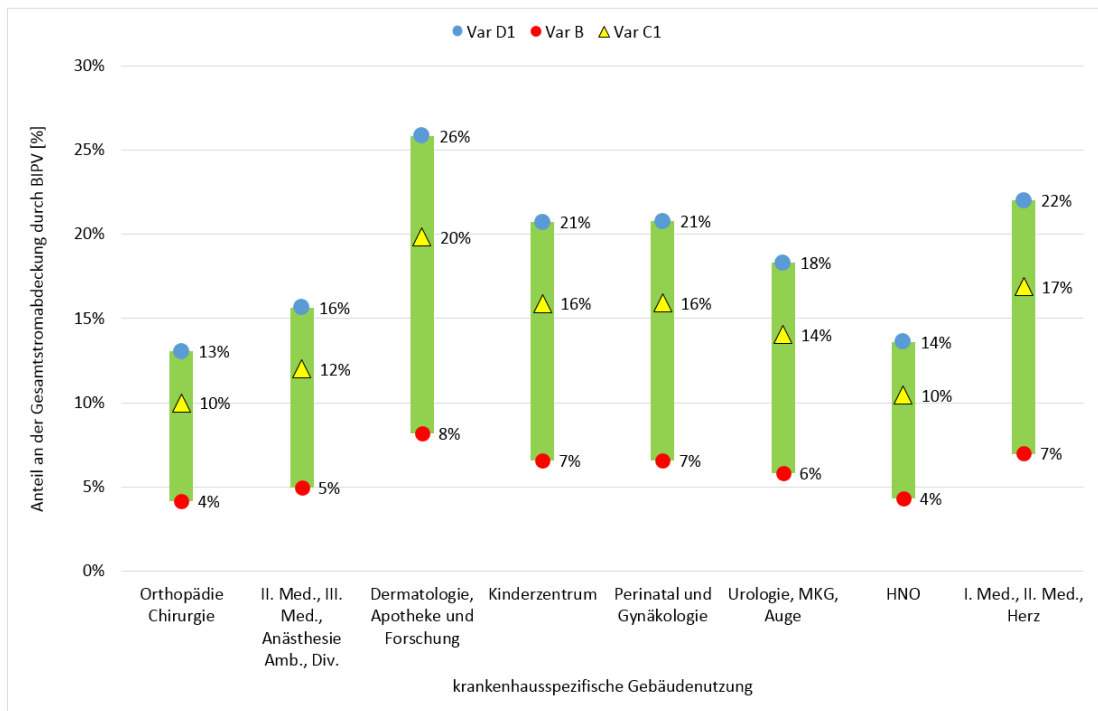


Diagramm 17: Darstellung des Anteils der Gesamtstromabdeckung durch BIPV [%] der Varianten D1, B und C1 in Relation zu unterschiedlichen krankenhausspezifischen Gebäudenutzungen (eigene Darstellung)

Diagramm 17 stellt das Ergebnis über drei vom Verfasser ausgewählte Varianten dar, inwiefern die Gesamtstromabdeckung von unterschiedlichen krankenhausspezifischen Gebäudenutzungen abhängt. Das Diagramm 17 ist in Zusammenhang mit dem Diagramm 16 zu interpretieren. Je höher der spezifische Stromverbrauch eines Krankenhauses sich darstellt, desto geringer ist der Anteil der Gesamtstromabdeckung, der möglich ist. Wie zuvor schon festgestellt, dient das Haus A mit der Nutzung Orthopädie und Chirurgie als Referenz für die Berechnung von Haus B und dessen Anteil der Gesamtstromabdeckung. Es kann also festgestellt werden, dass bei den drei vom Verfasser ausgewählten Varianten im Diagramm 17 sich für die Nutzung im Haus B durch die verwendeten Referenzwerte des Hauses A eine Bandbreite von minimal 4 % bis maximal 13 % Gesamtstromabdeckung des Hauses B ergibt, je nach Wahl der Variante.

5 Interpretation und Diskussion der Ergebnisse

Die vorliegende Masterthesis ist darauf ausgerichtet, einem potentiellen Nutzerkreis, wie Planern, Ingenieuren und Architekten die Anwendung von BIPV bei Großgebäudekomplexen näher zu bringen und im Speziellen die Vorteile für den Krankenhausbau aufzuzeigen. Im Kapitel 4 wird die schrittweise Durchführung einer Variantenstudie als Leitfaden hergeleitet und anhand der Ergebnisse demonstriert. Die gewählte Herangehensweise kann dazu verwendet werden, um durch analoge Durchführung bei ersten Potentialabschätzungen im Anfangsstadium von Projekten oder bei Machbarkeitsstudien Hilfestellungen zu leisten. Der so entstandene Leitfaden wird anhand von realen Wettbewerbsunterlagen als konkretes und praxisorientiertes Beispiel gezeigt, eine Art Bedienungsanleitung für zukünftige, vergleichbare Projekte. Der Mehrwert zeigt sich durch die praktische Anwendung und die reelle Vergleichbarkeit der Ergebnisse. Das Haus B dient dafür lediglich als Anschauungsbeispiel.

Die Einzeldiagramme der Kapitalwertberechnungen spiegeln schon auf den ersten Blicken das ökonomische Ergebnis und auch die Unterschiede der Varianten zueinander wider. Sobald der Kapitalwert einen positiven Wert hat, ist die Amortisation erreicht und die PV-Variante stellt sich als wirtschaftlich heraus. Erwartungsgemäß kommen die reinen Flachdachvarianten A und B schneller in eine positive Bilanz, als die Varianten mit Anteilen von fassadenintegrierter PV. Durch den stetigen Anstieg der Neuinstallationen von aufgeständerten Flachdach-PV-Anlagen sinken weiterhin die Kosten für fertig installierte Standardware und ein Skaleneffekt greift. Je mehr Stückzahlen in der Fertigung von Zellen, Modulen, Umrichter und Zubehör hergestellt werden, desto effektiver gestaltet sich die Produktion der Komponenten. Geringere Herstellungskosten werden anteilig an den Endkunden weitergegeben und führen insgesamt zu einer Verringerung der kW-Peak-Preise fertig installierter Flachdachanlagen. Diesen Effekt erhofft man sich aus Sicht des Klimaschutzes genauso für den Bereich der fassadenintegrierten PV. Aufgrund der geringen Anzahl an Projekten und geringem Bekanntheitsgrad erfolgreicher Projekte bei Architekten und Ingenieuren werden neue Projekte nur selten initiiert und ein Skaleneffekt kommt in der Technologie der fassadenintegrierten PV nur langsam zu tragen.

Die Varianten C (Dach vollgenutzt und Fassade teilgenutzt) und D (Dach vollgenutzt und Fassade vollgenutzt) unterscheiden sich in den Untervarianten nur durch den Einsatz von Standardmodulen bzw. Sondermodulen in der Fassadentechnik. Der

geringe Skaleneffekt hat zur Folge, dass die optisch ansprechenden Sondermodule in der Herstellung noch sehr hochpreisig sind bei gleichzeitiger Ertragsminderung gegenüber Standardmodulen, sodass diese Varianten innerhalb der Mindestlebensdauer nie in einen wirtschaftlichen Bereich kommen. Zudem zeigt sich bei der Variante D, der Vollvariante, dass die Innenhöfe mit den Fensterfassaden sich baulich technisch komplex und sehr kostenintensiv gestalten. Gegenseitige Verschattung der Innenhöfe und geringe PV-aktivierbare Fläche der Fensterfassaden mindern zudem die Solarerträge.

Die Variante C1 (Dach vollgenutzt und Fassade teilgenutzt, allerdings mit Standardmodulen) ist somit die einzige Variante mit fassadenintegrierter PV, welche sich als wirtschaftlich herausstellt. Die Variante C1 hat eine Amortisationszeit von 27 Jahre und erwirtschaftet nach der Mindestlebensdauer einen Kapitalwert von 82.920 €. Die Anfangsinvestition der Variante C1 liegt bei nur etwa einem Drittel der Investitionskosten der Vollvarianten D1 und D2 und erscheint somit ökonomisch attraktiv. Gleichzeitig stellt sich von den ökologischen Effekten her die Variante C1 als vorteilhaft dar, da die erwirtschafteten Solarerträge und somit die CO₂-Äquivalent-Einsparungen in einem Bereich liegen, wo die Differenz zu den Vollvarianten D1 und D2 nur gering ist. Die Variante C1 erscheint insofern als besonders attraktiv, dass an den zur Bebauungsgrenze nach außen reichenden Fassaden Richtung Süden, Osten und Westen laut den Wettbewerbsunterlagen keine Fenster situiert sind und es sich um vorgehängte hinterlüftete Fassaden handelt. Ersetzt man diese bislang als Aluminium-Trapezblech gestaltete Wetterschicht durch Architektur-Standardmodule, so kann mit wenig gestalterischer Veränderung zum ursprünglichen Wettbewerbsentwurf eine effiziente solare Fassadenaktivierung bewirkt werden. Der Unterbau der vorgehängten hinterlüfteten Fassade muss im Wesentlichen nur auf die Solarmodule angepasst werden und verursacht keine Mehrkosten (persönliche Kommunikation (Brandt, 2018) und (Viridén K. , 2018)).

Die Ermittlung und Bewertung der Gesamtstromabdeckung durch BIPV im Haus B ist abhängig von Basisdaten, wie viel elektrische Energie in einem Krankenhaus überhaupt verbraucht wird. Im Diagramm 16 wurde vom Verfasser der nutzungsspezifische Stromverbrauch aller zusammenhängenden Gebäudetrakte des LKH Salzburg mit Hilfe von SALK-eigenen Verbrauchsdaten ermittelt, da weder in der Fachliteratur, noch über Dachverbände der Krankenhaustechnik belastbares Datenmaterial verfügbar vorliegt. Die Bandbreite der Gesamtstromabdeckung durch BIPV reicht bei der Berechnung bzw. der Darstellung im Diagramm 17 von 4 % bis maximal 26 %, je nach medizinischer Nutzung des Gebäudetraktes und PV-

Bestückungsgrad der Variante. Intention ist, ein möglichst hohes Maß an Stromabdeckung durch BIPV zu erwirken, um den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu reduzieren. Der Strombedarf eines Akutkrankenhauses, wie es das Haus B charakterisiert, ist zu jedem Zeitpunkt wesentlich höher, als die solare Eigenstromerzeugung durch BIPV es ermöglicht. Der erzeugte Solarstrom wird in das Stromnetz des Gebäudes eingespeist und an Ort und Stelle sofort verbraucht. Dies resultiert die erwünschte und angestrebte hundertprozentige Eigenverbrauchsquote. Die mittlerweile viel diskutierte, netzbelastende Einspeisung in das öffentliche Netz oder gar eine anlagenintensive Batteriespeicherung entfällt gänzlich. Energieintensive Akutkrankenhäuser eignen sich somit ideal für die solare Eigenstromerzeugung.

6 Schlussfolgerung und Ausblick

Aus den genannten Gründen und den Ergebnissen der Berechnungen wird aus Sicht des Verfassers der Variante C1 (Dach vollbestückt und Fassaden teilbestückt) der Vorzug für das Haus B gegeben und diese Variante zur weiteren Beplanung empfohlen.

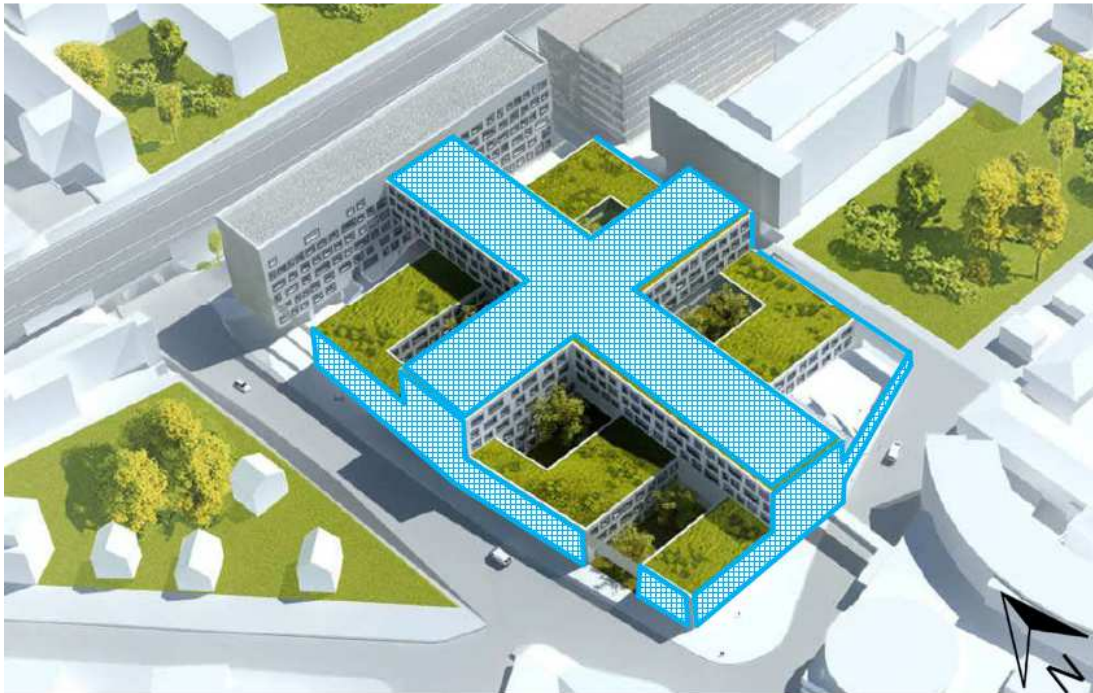


Abbildung 33: Photovoltaisch optimierte Gebäudehülle – Haus B (Darstellung: Mair am Tinkhof (2018) basierend auf den Wettbewerbsunterlagen (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010))

In der Abbildung 33 ist die schematische Darstellung der photovoltaisch optimierten Gebäudehülle des Hauses B aus Sicht des Verfassers zu sehen. In hellblau sind die für die Stromerzeugung nutzbaren Flächen der Gebäudehülle gekennzeichnet. Bei der tatsächlichen Flächenbestimmung für die Kosten- und Ertragsberechnung wurden die Anteile nichtnutzbarer Flächen berücksichtigt. Dachaufbauten, wie Rückkühlanlagen, Lüftungs- und Sanitärdurchführungen sowie Randbereiche zur Attika und ausreichende Wartungsgänge zählen zu den photovoltaisch nicht nutzbaren Flächen. Bei den Vertikalflächen der gebäudeintegrierten PV wurden Randstreifen zu den Verkehrsflächen in der Berechnung berücksichtigt, welche photovoltaisch ebenfalls nicht aktiviert werden können.

6.1 Resultate in Bezug auf die Forschungsfragen und Hypothesen

Die Optimierung einer Kosten-/Ertragsoptimierung beginnt in jedem Fall mit der maximal möglichen PV-Aktivierung der Dachflächen, welche weit über das Bestückungsmaß einer gesetzlichen Verpflichtung hinausgehen sollte. Beim Neubau von Krankenhäusern gibt es zu allermeist große Flachdächer, so wie sie auch beim kreuzförmigen Bettentrakt des Hauses B im LKH geplant sind. Bislang sind diese Flächen bekiest und liegen brach. Die Optimierung von Flachdächern kann aus Sicht des Verfassers so umgesetzt werden, indem für eine Dachaufständerung nicht eine südliche Ausrichtung gewählt wird, welche auf den ersten Blick pro Modul und spezifischer Generatorfläche den höchsten Jahresertrag ergeben würde, sondern dass eine Ost-/Westausrichtung gewählt wird und einen geringen Anstellwinkel, Vorschlag 10 Grad. Durch die Ost-/Westausrichtung werden Ertragsspitzen zur Mittagszeit geglättet, wohingegen die Morgen- und Abendstunden sich im Solarertrag ergiebiger zeigen, verglichen zur Südausrichtung. Außerdem bietet die Ost-/Westausrichtung in der kalten Jahreshälfte einen gleichmäßigeren Ertrag. Durch einen geringen Anstellwinkel wird die gegenseitige Verschattung der Module geringgehalten. Deswegen können die Module sehr nah zusammengebaut werden. Die maximale Flächeneffizienz bei Flachdachbebauung ist dadurch gegeben. Der Einsatz von Leistungsoptimierern wird auf Flachdächern zwar empfohlen, ist aber nicht zwingend erforderlich auch Sicht des Verfassers.

Betrachtet man die Kosten-/Ertragsoptimierung bei der fassadenintegrierten PV, so sollte darauf geachtet werden, dass ausreichende Hinterlüftung der Module stattfindet. Der Verfasser empfiehlt monokristalline Modultechnik, da diese durch höhere Effizienz langfristig mehr Ertrag als polykristalline Modultechnik in Aussicht stellt. Module auf Basis von Dünnschicht- oder organischer Zelltechnologie werden nicht empfohlen. Die PV-Aktivierung von Vertikalflächen kämpft immer noch mit geringer Solarausbeute. Die Verwendung kostengünstiger Dünnschicht- bzw. organischer Zelltechnologie wäre kontraproduktiv, da die Solarausbeute geringer ausfällt, als in kristalliner Technologie. Eine PV-Aktivierung auf Fassaden ohne Hinterlüftung wird ebenfalls nicht empfohlen, da die PV-Elemente abwärmend arbeiten durch die PN-Übergänge des Halbleiters der Zellen. Insofern könnten PV-Aktivierungen adaptiert werden, da wo VHF schon in einer herkömmlichen Planung vorgesehen sind. Unter Beachtung der statischen Erfordernisse des Unterbaus und der Detailqualitäten der Fassaden kann die konventionelle Wetterschicht durch PV-

Glasmodule ersetzt werden. Investitionsschonend und wirtschaftlich haben sich in der Variantenstudie die Serienmodulvarianten herausgestellt. Mittlerweile gibt es in Serienreife auch schon Architekturmodule, wo durch Farbgestaltung, Glassierung oder Beschichtung auch aus geringer Entfernung zum Modul nicht mehr erkennbar ist, dass es sich um ein Solarmodul handelt. Eine vertiefte Studie der Vorzugsvariante mit unterschiedlichen Serienmodulen wäre vorteilhaft und brächte mehr Klarheit. Von einer PV-Aktivierung von Innenhöfen und Fensterfassaden wird im Haus B schon wegen der gegenseitigen Verschattung und dadurch geringen Solarausbeute abgeraten. Die Abänderung der WDVS-Fassade zu einer VHF bedingt ein Vielfaches an Mehrkosten bei geringen Solarerträgen und komplexem Fassadenaufbau. Insgesamt kann festgehalten werden, dass große Vertikalflächen mit VHF, welche in südlich, östlich und westlich exponiert sind, sich für eine Adaptierung zu Solarfassaden anbieten würden. Vorhandene Entwürfe könnten angepasst werden, ohne dass die eigentliche Kubatur groß verändert würde. Aus architektonischen Gründen gibt es durch die vielfältigen optischen Gestaltungsmöglichkeiten mittlerweile keine Argumente mehr, um Solarfassaden bei VHF nicht umzusetzen. Die Frage der PV-Aktivierung von Vertikalflächen beschränkt sich mittlerweile in Wahrheit auf die gegebene Wirtschaftlichkeit und den Willen des Bauherrn, BIPV in der Planung und Umsetzung zu berücksichtigen bzw. zu beauftragen. Nicht zuletzt deswegen könnte diese Arbeit dazu animieren, analoge Variantenstudien in der Projektentstehung neuer Bauvorhaben durchzuführen. Hinsichtlich einer Leistungsoptimierung der fassadenintegrierten Module wird eine dringende Empfehlung ausgesprochen, vor allem auch, um die Anlage(n) im späteren Betrieb vernünftig überwachen zu können.

Die Vorzugsvariante C1 ergibt einen Anteil der Gesamtstromabdeckung des Hauses B von mindestens 10 % bei dieser krankenhausspezifischen Akutnutzung und der gegebenen Multifunktionalität des Gebäudes. Die vor der Arbeit aufgestellte Hypothese von 3 % konnte mehr als verdreifacht werden. Die Berechnungen haben aber auch ergeben, dass wenn ein Krankenhausgebäude einen etwas geringeren Akutcharakter hinsichtlich der krankenhausspezifischen Nutzung aufweist, die Abdeckung ein Ausmaß von 20 % bei der Vorzugsvariante C1 ergeben kann. Insofern ist dieses Ergebnis aussichtsreich und gibt Hoffnung auf dem Weg zum Nullenergiekrankenhaus der Zukunft.

Weniger optimistisch zeigt sich die Eruierung der Amortisationszeiten. Die Vorzugsvariante C1 ist erst nach 26 Jahren amortisiert. Es wird aber explizit darauf hingewiesen, dass in den Berechnungen sämtliche zu erwartenden Kosten

berücksichtigt wurden und der Verfasser der Arbeit durch seine Vorkenntnisse in der Photovoltaik betont realistische Annahmen getroffen hat bzw. eine „Schönrechnung“ zwingend vermeiden wollte. Es handelt sich eher um eine vorsichtige, konservative Berechnung, eine Art „Worst-Case-Betrachtung“. Beispielsweise wurde für den eingesparten Strompreis keine Preissteigerung angenommen, da diese laut den Energieexperten des Landesenergieversorgers Salzburg AG für die nächsten Jahre nicht zu erwarten sind. Steigen die Strompreise während der Mindestlebensdauer von 30 Jahren, so sinken die Amortisationszeiten signifikant. Die Salzburger Landeskliniken gehören zu den energieintensivsten Unternehmen im Bundesland Salzburg und zahlen wegen der hohen Stromabnahmemengen einen verhältnismäßig niedrigen Strompreis. Würde man anstatt dieses niedrigen Mischpreises den verhältnismäßig hohen Strompreis von Haushaltskunden ansetzen, so würde die in der Hypothese angenommene Amortisationszeit erreicht werden. Als Ausblick für eine weitere Verfolgung der PV-Berechnung von Haus B sollte eine Sensitivitätsanalyse gemacht werden, um die Unsicherheiten oder Eventualitäten besser bewerten zu können. Es wäre zu klären, welche Einflussgrößen signifikante Veränderungen bedingen.

6.2 Resultierende Handlungsempfehlungen bei Projektumsetzung

Die Variante C1 stellt aus Sicht des Verfassers die PV-Variante dar mit der optimalsten Kosten-/Ertragsperformance aller berechneten Varianten. Nachfolgendes sollte für alle weiteren Planungsschritte berücksichtigt und verfolgt werden:

- Vollständige Bestückung mit Standardmodulen zur Verfügung stehender Flachdachflächen des 5. Obergeschosses des kreuzförmigen Bettentraktes unter Einhaltung der notwendigen Abstandsflächen.
- Aufständering in Ost-/Westausrichtung mit 10° Modulneigung, da diese Art der Aufständering das größte Verhältnis von Jahresertrag zu eingesetzter Fläche hat.
- Die Möglichkeit des Einsatzes von bifacialen Modulen mit Zelltechnologie HIT und aktiver Zellrückseite ist zu prüfen. Perspektive: „Monatliche Energieertragsbilanzen weisen für die bifacialen HIT-Module einen Mehrertrag von 9 % bis 14 % gegenüber Standard HIT-Modulen und von 21

% bis 36 % gegenüber Modulen mit polykristallinen Zellen auf“ (Kohake, Nierhoff, Covasa, & Rust, 2008, S. 8).

- Berücksichtigung der Module mit Leistungsoptimierern, damit Verschattungen einzelner Zellen und Zellgruppen nicht zur Wegschaltung ganzer Strings führen.
- Einsatz von fassadenintegrierter Photovoltaik an den hinterlüfteten Ost- West- und Südfassaden zur Bebauungsgrenze hin.
- Die bisherige Planung sieht ein Aluminium-Trapezblech vor, welches hinterlüftet ist. Diese Schicht kann durch spezielle Standard-Fassadenmodule ersetzt werden.
- Angleichung der statischen Erfordernisse an die Photovoltaik-Standard-Fassadenmodule, ebenso Beachtung der Details der Fassade.
- Ausschließlicher Einsatz von Standard-Architektur-Fassadenmodulen und Standardkomponenten aus Gründen der Kostendämpfung und Leistungsoptimierung.
- Einsatz von monokristallinen Modulen, da diese die höchste kristalline Leistungsausbeute bedeuten (keine polykristallinen, Dünnschicht- oder organischen Module).
- Einsatz von Leistungsoptimierern pro Modul (wie bei der PV auf dem Flachdach)
- Keine Photovoltaik an den Fensterfassaden (WDVS) der Innenhöfe.
- Die PV-Aktivierung der transparenten Überdachung des Eingangsbereiches zur Rudolf-Biebl-Straße ist zu prüfen. Hier könnte der Einsatz von semitransparenten Glasmodulen und/oder in Kombination mit bifacialer Solarzellentechnik angedacht werden. „Bifaciale PV ist eine ressourcenschonende Möglichkeit zur Steigerung des Ertrages“ (Lossen, 2016, S. 26) .

7 Verwendete Quellen

- Atelier Thomas Pucher ZT GmbH. (2010). SALK competition panels. Wettbewerbsunterlagen AKS LKH Salzburg. Offener, zweistufiger Realisierungswettbewerb. Graz.
- Atelier Thomas Pucher ZT GmbH. (03. Juni 2015). Haus B Laborgebäude: Detail Ausschreibungsbeilage F 210 Horizontalschnitt.
- Atelier Thomas Pucher ZT GmbH. (03. Juni 2015). Haus B Laborgebäude:Detail Ausschreibungsbeilage F 212 Horizontalschnitt.
- Becker, G., Haselhuhn, R., Hemmerle, C., Kämpfen, B., Kuhn, T. E., Maslaton, M., . . . Seltmann, T. (2016). *Gebäudeintegrierte Solartechnik - Architektur gestalten mit Photovoltaik und Solarthermie*. (R. Krippner, Hrsg.) München: DETAIL Verlag.
- Bonomo, P., & Frontini, F. (09. Oktober 2017). *Swiss Photonics*. (S. S. Centre, Herausgeber) Abgerufen am 04. April 2019 von <https://www.swissphotonics.net/libraries.files/Bonomo.pdf>
- Brandt, C. (20. Juni 2018). Persönliche Kommunikation auf der Intersolar Europe, Messezentrum München. (M. Weber, Interviewer)
- Canadian Solar, Inc. (2011). *St. Peter's University Hospital USA*. San Ramon, Calif.: PRNewswire via COMTEX. Abgerufen am 07. Juni 2018 von St. Peter's University Hospital USA: <https://www.canadiansolar.com/solar-projects/st-peters-university-hospital-usa.html>
- Fechner, H. (08. Juni 2018). Interview zu Photovoltaik in österr. Krankenhäusern. (M. Weber, Interviewer)
- Fechner, H., Sehnaal, E., Haas, R., López-Polo, A., & Kletzan-Slamanig, D. (Oktober 2009). *Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1, Technologiestatus, Erfahrungen, Best Practise-Beispiele und Visionen der GIPV Technologie*. (K. u. Energiefonds, Hrsg.) Wien.
- Gabriel, A., & Deutz, W. (15. Juni 2016). Forum Spital 2016: Konferenz "Bau- und Facility Management im Krankenhaus". *Energieeffizienz im Krankenhaus*. Vösendorf.
- GAT Graz Architektur Täglich. (23. Juli 2018). <http://www.gat.st/news/atelier-thomas-pucher-plant-erweiterung-des-lkh-salzburg>.
- Haselhuhn, R. (2016). Technik und Systeme - Photovoltaik. In G. Becker, R. Haselhuhn, C. Hemmerle, B. Kämpfen, R. Krippner, T. Kuhn, . . . T. Seltmann,

- & R. Krippner (Hrsg.), *Gebäudeintegrierte Solartechnik - Architektur gestalten mit Photovoltaik und Solarthermie* (S. 28-51). München: DETAIL Verlag.
- Hemmerle, C. (2015). Photovoltaik in der Gebäudehülle. Wertung bautechnischer Anforderungen. Dresden: Deutsche Bibliothek.
- Hemmerle, C. (2016). Ökonomie und Ökologie. In R. Krippner, *Gebäudeintegrierte Solartechnik - Architektur gestalten mit Photovoltaik und Solarthermie* (S. 92-103). München: DETAIL Verlag.
- Hemmerle, C. (09. November 2017). Smarte Gebäudehüllen. Integration von Photovoltaik. Salzburg.
- Herzog, T., Krippner, R., & Lang, W. (2016). C3 Solartechnik. In *Fassaden Atlas* (S. 295-321). München: DETAIL.
- Ipsier, C., Steiner, T., Stieldorf, K., & Bointner, R. (2012). *Planungsleitfaden Plusenergie, Energieeffizienz und gebäudeintegrierte regenerative Energieträgertechnologien in Vorentwurf und Entwurf, Entwurfsleitfaden Photovoltaik*. Ein Projektbericht im Rahmen des Programms HAUS der Zukunft, bmvit - Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien, Wien.
- Kitzberger, C. (06. November 2017). persönliche Kommunikation. *Energieverbrauch in Krankenhäusern: Statistik*.
- Kitzberger, C., & Benke, G. (06. November 2017). Energieverbrauch in Krankenhäusern: Statistik. Wien.
- Kloiber, W. (November 2013). *Photovoltaik und Feuerwehr: Einsatzrelevante Sicherheitsempfehlungen der Berufsfeuerwehr Salzburg zu Installation und Betrieb von Photovoltaikanlagen in der Stadt Salzburg (Version 1.0)*. (B. Salzburg, Hrsg.)
- Kohake, D., Nierhoff, T., Covasa, A., & Rust, T. (2008). *Bifacial PV-Module mit HIT-Technologie für höhere Energieerträge*. Gelsenkirchen und Hannover: FH Gelsenkirchen und AS Solar GmbH.
- Krippner, R. (2016). Ausführungsbeispiele. In R. Krippner (Hrsg.), *Gebäudeintegrierte Solartechnik - Architektur gestalten mit Photovoltaik und Solarthermie* (S. 108-133). München: DETAIL Verlag.
- Krippner, R. (2016). Vorwort. In R. Krippner, *Gebäudeintegrierte Solartechnik, Architektur gestalten mit Photovoltaik und Solarthermie* (S. 6 - 7). München: DETAIL.

- Kucera, M. (Januar/Februar 2019). Green Hospital Lichtenfels - das grüne Vorbild. (O. Bornemeier, J. Dervede, A. Ekkernkamp, P. Gocke, & B. Napp, Hrsg.) *kma Klinik Management aktuell*(Januar/Februar), S. 80-83.
- Lombardo, T. (23. Juni 2013). *engineering.com*. Abgerufen am 05. Juli 2018 von <https://www.engineering.com/ElectronicsDesign/ElectronicsDesignArticles/ArticleID/5883/Solar-Powered-Hospital.aspx>
- Lossen, J. (28/29. November 2016). 13. Workshop Photovoltaik-Modultechnik. Abgerufen am 04. April 2019 von <https://www.tuv.com/de/deutschland/aktuelles/photovoltaik/13-workshop-photovoltaik-modultechnik-2016-downloads.html>
- Lückmann, R. (2014). 3/5 Integrierte Fassaden. In *Fassaden: Konstruktion - Sanierung - Projekte* (1. Auflage 2014 Ausg., S. 138 - 146). WEKA MEDIA GmbH & Co. KG.
- Mair am Tinkhof, O., Brenner, S., Schiermayr, E., Weber, M., Dick, W., Hofer, G., . . . Strasser, H. (2018). *Energiekonzept Haus B - Ergebnisse des Projektes "Integriertes Wärme- und Kältekonzept Haus B"*. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Mohanty, P., Muneer, T., Gago, E., & Kotak, Y. (2015). Solar Radiation Fundamentals and PV System Compounds. In P. Mohanty, T. Muneer, & M. Kolhe, *Solar Photovoltaic System Applications* (Green Energy and Technology Ausg., S. 7-47). Springer International Publishing Switzerland 2016. doi:10.1007/978-3-319-14663-8_2
- New solar energy system at Potenza's San Carlo hospital.* (23.. November 2017). Abgerufen am 05.. Juli 2018 von *New solar energy system at Potenza's San Carlo hospital*: https://ec.europa.eu/regional_policy/en/projects/italy/new-solar-energy-system-at-potenzas-san-carlo-hospital
- Ragonesi, M., Paulus, A., Plüss, I., Notter, G., Ettl, M., Burkhardt, D., . . . Zurfluh, B. (2016). 6.3 Aktive Solarenergienutzung. In *Bautechnik der Gebäudehülle. Bau und Energie* (2., vollständig überarbeitete und aktualisierte Auflage Ausg., S. 319-330). vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zürich.
- Salzburger Geoinformationssystem. (18. September 2018). *SAG/Online - Energie; Solarkataster*. Von <https://www.salzburg.gv.at/themen/bauen-wohnen/raumplanung/geodaten/sagisonline-themeneinstiege> abgerufen
- Schinhammer, P. (2009). PV-Anlage Krankenhaus Mühlacker. (I. f. Stiftung viamedica, Hrsg.) *klinergie 2020 - Energieeffizienz in Deutschen Kliniken*(1. Auflage 2009), S. 29. Von <http://www.klinergie.de/> abgerufen

- Schöberl, H., Hofer, R., Leeb, M., Bednar, T., & Kratochwil, G. (2014). *Österreichs größtes Plus-Energie-Bürogebäude am Standort Getreidemarkt der TU Wien*. NACHHALTIGWirtschaften, Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Abgerufen am 16. März 2019 von <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/hdz/projekte/plus-energie-buero-subprojekt-3-oesterreichs-groesstes-plus-energie-buerogebaeude-am-standort-getreidemarkt-der-tu-wien.php>
- Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana. (19. März 2019). *BIPV ISSAC-SUPSI*. Von <http://www.bipv.ch/index.php/de/produkte/multifunctionalitaet-von-bipv> abgerufen
- SolarEdge Technologies Inc. (16. März 2019). *SolarEdge: Produkte Leistungsoptimierer*. Von SolarEdge-Website: <https://www.solaredge.com/products/power-optimizer#/> abgerufen
- tppv – Technologieplattform Photovoltaik Österreich. (17. September 2018). *Plattform für Forschung und Innovation der österreichischen Photovoltaikindustrie*. Von <http://tppv.at/> abgerufen
- Viridén, K. (08. Mai 2017). BFE-Leuchtturm: Photovoltaik Fassade an PlusEnergieBau Sanierung Zürich. *Aktive Glasfassaden für Plusenergiebauten*. Luzern. Abgerufen am 04. April 2019 von <https://www.energie-apero-luzern.ch>
- Viridén, K. (15. Juni 2018). Persönliche Kommunikation anlässlich des Joint Workshop „BIPV as Architectural Tool“. *BIPV as Architectural Design-Element*. (M. Weber, Interviewer) Technical University Vienna, Getreidemarkt 9, 1060 Vienna.
- Viridén, K. (15. Juni 2018). Referat: BIPV as Architectural Design-Element. *BFE-Leuchtturm: Photovoltaik Fassade an PlusEnergieBau Sanierung Zürich*. TU Wien Getreidemarkt 9.
- Wagner, R. (2015). Stromerzeugung mit Photovoltaik. In H. Recknagel, E. Sprenger, K.-J. Albers, & K.-J. Albers (Hrsg.), *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik sowie Energiekonzepte* (77. Auflage Ausg., Bd. 2, S. 2363-2374). München: DIV Deutscher Industrieverlag.
- Zanetti, I., Bonomo, P., Frontini, F., & Saretta, E. (2017). *Building Integrated Photovoltaics*. Swiss BIPV Competence Centre, Institute for Applied Sustainability to the Built Environment.

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Modularer Aufbau eines Solargenerators, vereinfachte Darstellung (Haselhuhn, 2016, S. 31)	7
Abbildung 2: Typologien der Solarzellen (Hemmerle, 2017, S. 5)	8
Abbildung 3: Möglichkeiten von BIPV (Fechner, Sehnal, Haas, López-Polo, & Kletzan-Slamanig, 2009, S. 12)	11
Abbildung 4: Die Multifunktionalität von BIPV in der Gebäudehülle (Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana, 2019)	12
Abbildung 5: Die Multifunktionalität von BIPV im Fassadenaufbau (Bild: Lithodecor)	13
Abbildung 6: Photovoltaikanlagen auf dem Flachdach des Klinikums Klagenfurt (Foto: KABEG).....	15
Abbildung 7: PV-Anlage zur Beschattung der Patientenzimmer der Südfassade des Krankenhauses Mühlacker (Foto: BUND Gütesiegel Poster)	20
Abbildung 8: Im Klinikum Lichtenfels wurden Photovoltaikanlagen mit insgesamt 120 kWp installiert (Foto: Klinikum Lichtenfels).....	21
Abbildung 9: Krankenhaus San Carlo mit PV-Paneelen-Überdachung von 250 PKW-Stellplätzen (Bild: Google Maps).....	22
Abbildung 10: Der Campus St. Peters Universitätskrankenhaus von New Brunswick, New Jersey (Bild: Google Maps).....	23
Abbildung 11: Solarbetriebenes Krankenhaus in Haiti (Bild: Partners in Health)	24
Abbildung 12: Lageplan LKH Salzburg in 2019 (Bild: SALK).....	25
Abbildung 13: Haus B - LKH Salzburg, Perspektive aus Richtung Südwest (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010).....	26
Abbildung 14: Haus B – Eingangshalle Rudolf-Biebl-Straße (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010).....	27
Abbildung 15: Haus B – Eingang Campusebene Südost (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010)	28
Abbildung 16: Haus B mit Institutsgebäude – Perspektive Südwest Rudolf-Biebl-Straße (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010)	28
Abbildung 17: Bestandsfassaden Institutsgebäude (Fotos: SALK, Martin Weber) ..	28
Abbildung 18: Haus B – Möglichkeiten zur Nutzung von Photovoltaik (eigene Darstellung und Bildquelle: (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010)).....	29
Abbildung 19: Vereinfachungsmatrix zur Variantenzusammensetzung (eigene Darstellung)	30

Abbildung 20: Logiksymbole der Simulationsvarianten (eigene Darstellung). Für die Varianten C und D gibt es jeweils zwei Rechenvarianten, d. h. C1 und C2 bzw. D1 und D2.....	30
Abbildung 21: Ertragsabschätzung für Gebäude-PV-Anlagen (Hemmerle, Ökonomie und Ökologie, 2016, S. 95)	33
Abbildung 22: Solarpotential pro Jahr [kWh/m ²] am Standort LKH Salzburg (Salzburger Geoinformationssystem, 2018), Solarkataster des SAGISonline Energie	38
Abbildung 23: PV-Flachdachaufstellung Südausrichtung (Wagner, 2015, S. 2370)	39
Abbildung 24: PV-Flachdachaufstellung Ost-West-Ausrichtung (Wagner, 2015, S. 2371)	39
Abbildung 25: Haus B Institutsgebäude - Teil des Horizontalschnittes der vorgehängten hinterlüfteten Fassaden (VHF) mit Alu-Trapezblech (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2015).....	42
Abbildung 26: Haus B Institutsgebäude - Teil des Horizontalschnittes des WDVS der Fensterfassaden (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2015)	43
Abbildung 27: Ausführung einer Fassade mit PV als Ersatz konventioneller Wandmaterialien (leichte, hinterlüftete Wandverkleidung) (Lückmann, 3/5 Integrierte Fassaden - Photovoltaikfassaden, 2014, S. 143).....	45
Abbildung 28: Dach- und Fassadenschnitt einer Kindertagesstätte in Marburg, Deutschland, Errichtung 2014 (Krippner, Ausführungsbeispiele, 2016, S. 125)	47
Abbildung 29: Fassadenintegrierte Photovoltaik mit Standardmodulen. Linkes Bild Power Tower der Energie AG in Linz (Foto: Martin Weber) und rechtes Bild Institutsgebäude der TU Wien am Getreidemarkt 9 (Foto: BIG).....	49
Abbildung 30: BIPV mit Sondermodulen als aktive Glasfassade. BFE-Leuchtturmprojekt: Photovoltaik Fassade an PlusEnergieBau Sanierung Zürich (Viridén K. , 2018).....	50
Abbildung 31: Gestalterische Möglichkeiten durch aktive Energiefassaden-Module (Intersolar Europe, München am 20.06.2018, Messestand von Kioto Solar, Fotos: Martin Weber).....	51
Abbildung 32: Prinzipschaltung mit Leistungsoptimierern pro Modul (SolarEdge Technologies Inc., 2019).....	52
Abbildung 33: Photovoltaisch optimierte Gebäudehülle – Haus B (Darstellung: Mair am Tinkhof (2018) basierend auf den Wettbewerbsunterlagen (Atelier Thomas Pucher ZT GmbH, 2010))	70

9 Diagrammverzeichnis

Diagramm 1: Spezifische Errichtungskosten [€/kWp], spezifische Jahreserträge [kWh/kWp a] und Anlagenleistungen [kWp] der Dach-PV-Anlagen der SALK (eigene Darstellung)	16
Diagramm 2: Spezifische Errichtungskosten [€/m ²] (Generatorfläche) der Dach-PV-Anlagen der SALK (eigene Darstellung)	17
Diagramm 3: Spezifischer Jahresertrag [kWh/m ² a] (Generatorfläche) der Dach-PV-Anlagen der SALK (eigene Darstellung)	18
Diagramm 4: Entwicklung der Stromtarife (Mischpreis netto) [€/kWh] am Standort LKH Salzburg (eigene Darstellung).....	34
Diagramm 5: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante A bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)	54
Diagramm 6: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante B bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)	55
Diagramm 7: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante C1 mit Standardmodulen bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)	56
Diagramm 8: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante C2 mit Sondermodulen bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung).	57
Diagramm 9: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante D1 mit Standardmodulen bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung)	58
Diagramm 10: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklung der Mehrkosten [€] der Variante D2 mit Sondermodulen bei 2,5 % Kapitalzinsen (eigene Darstellung).	59
Diagramm 11: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklungen der Mehrkosten [€] aller Varianten in der Gegenüberstellung (eigene Darstellung)	60
Diagramm 12: Grafische Darstellung der Kapitalwertentwicklungen der Gesamtkosten der Gebäudehülle [€] aller Varianten in der Gegenüberstellung (eigene Darstellung)	61
Diagramm 13: Gegenüberstellung der spezifischen Kapitalwertentwicklungen [€/m ²] über die Nutzungsdauer [a] der unterschiedlichen Fassaden mit unterschiedlicher Ausrichtung (eigene Darstellung).....	62
Diagramm 14: Gegenüberstellung der Gesamtenergieerträge [kWh] bei 30 Jahren Nutzungsdauer und Gegenüberstellung des Anteils der Gesamtstromabdeckung [%] durch BIPV im Haus B (eigene Darstellung)	63

Diagramm 15: Gegenüberstellung der eingesparten CO ₂ -Äquivalente [kg CO ₂ -eq/kWh] bei 30 Jahren Nutzungsdauer (eigene Darstellung)	64
Diagramm 16: Darstellung des spezifischen Stromverbrauches [kWh/m ² BGF a] bei unterschiedlichen krankenhausspezifischen Gebäudenutzungen im LKH Salzburg (eigene Darstellung)	65
Diagramm 17: Darstellung des Anteils der Gesamtstromabdeckung durch BIPV [%] der Varianten D1, B und C1 in Relation zu unterschiedlichen krankenhausspezifischen Gebäudenutzungen (eigene Darstellung)	66

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispielwerte für verschiedene Aufstellwinkel und Aufstellarten (Wagner, 2015)	40
---	----

11 Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom, engl. Amplitude Current
AIT	Austrian Institute of Technology
AKS	Ambulanz-Kopf-Schwerpunkt
BGF	Bruttogrundfläche nach ÖNORM B 1800:2013-08-01
BFE	Schweizer Bundesamt für Energie
BIPV	Bauwerkintegrierte Photovoltaik, engl. Building Integrated Photovoltaics
CAD	engl. Computer Aided Design
DWG	Auto-CAD-Format Drawing
EG	Erdgeschoss
EPBD	Energy Performance of Building Directive
GAT	Graz Architektur Täglich
GIPV	Gebäudeintegrierte Photovoltaik
IEA	Internationale Energie Agentur (engl. International Energy Agency)
IRR	Interner Zinsfuß, engl. Internal Rate of Return
LK	Landesklinik
LKH	Landeskrankenhaus
OG	Obergeschoss
OIB	Österreichisches Institut für Bautechnik
OFI	Österreichisches Forschungsinstitut für Chemie und Technik
PR	Anlagennutzungsgrad, engl. Performance Ratio
PV	Photovoltaik, engl. Photovoltaics
PVPS	engl. Photovoltaic Power Systems
SAGIS	Salzburger Geographisches Informationssystem
SALK	Salzburger Landeskliniken (Kurzbezeichnung für Gemeinnützige Salzburger Landeskliniken Betriebsges. m. b. H.)
S-BTV	Salzburger Bautechnikverordnung
SEAC	Solar Energy Application Centre of the Netherlands
SUPSI	University of Applied Sciences and Arts of Southern Switzerland
tppv	Technologie Plattform Photovoltaik
UG	Untergeschoss
VHF	Vorgehängte hinterlüftete Fassade
WDVS	Wärmedämmverbundsystem