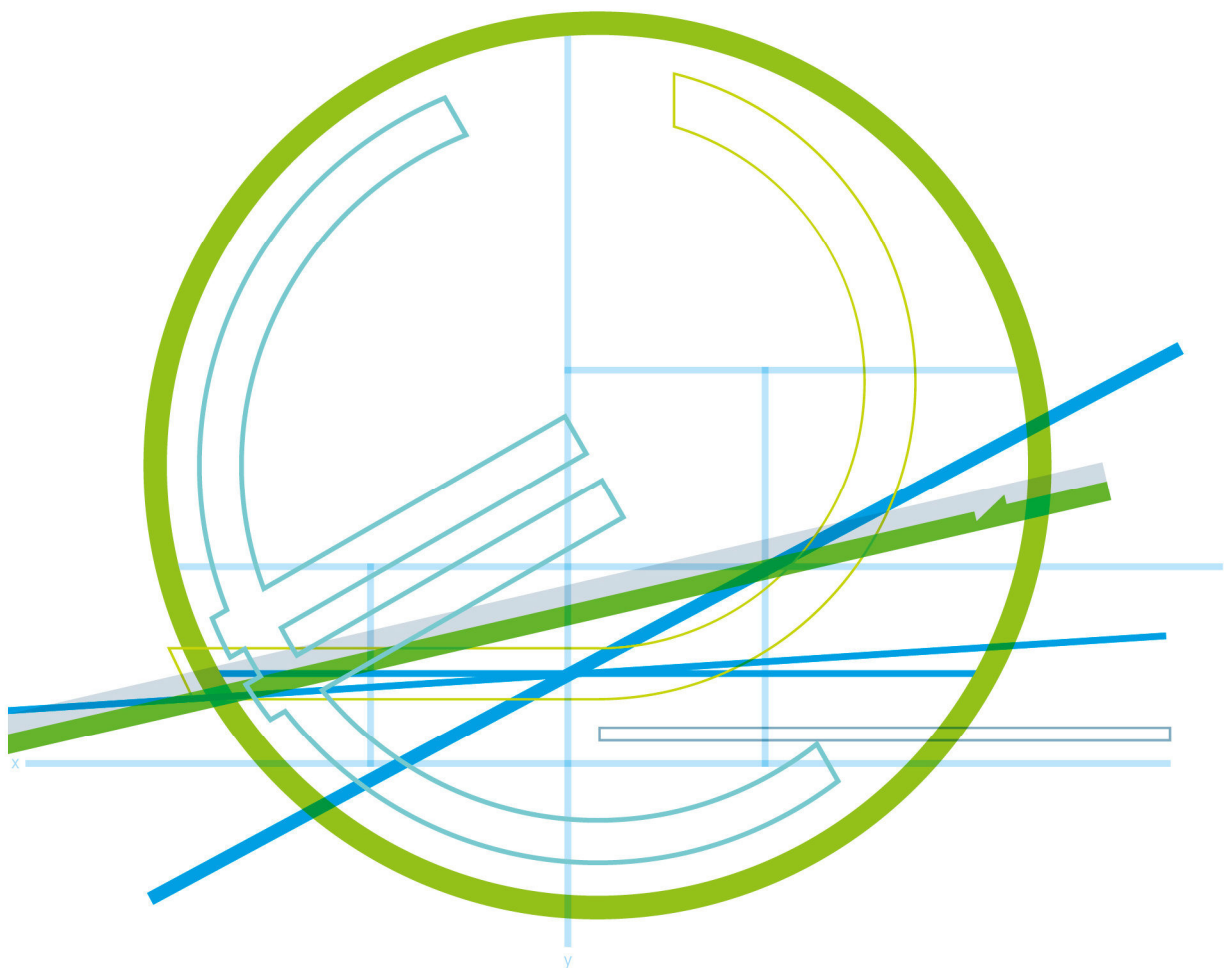


SUN power City

Grundlegende Konzeption eines Energie produzierenden Stadtteils mit energetisch optimierter Bauweise unter besonderer Berücksichtigung von gebäudeintegrierter Photovoltaik



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Energie der Zukunft“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	6
2	INHALTE UND ERGEBNISSE	9
2.1	KURZFASSUNG DER STUDIENERGEBNISSE	9
2.2	MARKTSTATUS UND POTENTIALE BEI PV UND SPEZIELL GIPV	12
2.3	ENERGIEGEWINNUNGSPOTENTIALE AUF DER EBENE EINES STADTTETILES MIT MEHREREN HOCHBAUTEN	20
2.4	ENERGIEMANAGEMENT UND NETZEINBINDUNG	24
2.5	ARCHITEKTUR UND GESTALTUNG	57
2.6	STAKEHOLDER- UND NUTZERDIALOG FÜR DIE PLANUNG EINES GIPV-MUSTERSTADTTETILES	61
2.7	STANDORTKRITERIEN UND OPTIONEN	63
2.8	STÄDTEBAULICHER TESTENTWURF	64
2.9	UMSETZUNGSKONZEPTION: WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSEN, FINANZIERUNG UND FÖRDERUNGEN	82
3	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN	101
3.1	UMSETZUNGSEMPFEHLUNG FÜR DEN DEMONSTRATIONSBAU	101
3.2	EMPFEHLUNGEN FÜR DIE GESTALTUNG VON STADTPLANUNG UND BAUTRÄGER-WETTBEWERBEN UNTER SOLAREN VORGABEN	101
3.3	UMSETZUNGSEMPFEHLUNG FÜR EINE BEGLEITENDE F&E STRATEGIE	111
3.4	ZUSAMMENFASSUNG DER UMSETZUNGSEMPFEHLUNGUND SCHLUSSFOLGERUNGEN	120
4	LITERATURVERZEICHNIS	122
5	ANHANG	127
5.1	TABELLENVERZEICHNIS	127
5.2	Abbildungsverzeichnis	128

Kurzfassung

Die Sun^{power} City soll Schritt für Schritt über einen Zeitraum von mehreren Jahren hinweg in Wien als gebündeltes Photovoltaik-Stadtareal errichtet werden. Als Standort kommen zum einen die Gründe in Floridsdorf in Nachbarschaft zur energyBase in Frage – hier entsteht das erste Passivbürohaus mit PV-Gebäudeintegration in der Stadt Wien. Alternativ ist die Umsetzung auch in anderen Stadtentwicklungsgebieten wie dem Flugfeld Aspern möglich. BIG und WWFF wollen dieses Gebiet dezidiert dem Energiethema widmen. Die genaue Standortklärung in Zusammenarbeit mit den zuständigen Stellen der Stadt Wien ist Teil dieser Studie.

Die Sun^{power} City soll der ökologisch-innovative und architektonisch ansprechende Gegenentwurf zu äußerst ineffizienten Hochbauten werden, wie sie noch immer städtebauliche Realität sind. Die Sun^{power} City soll ein Musterstadtteil sein, der in der Gebäudekonzeption energetisch optimiert errichtet wird und zusätzlich auch die innovativsten Anwendungen der multifunktionalen Photovoltaik-Gebäudeintegration (GIPV) zu Stromproduktion, Beschattung, Klimatisierung etc. an einem Standort bündelt.

In dieser Studie geht es darum, vorweg wesentliche Grundlagenfragen zu klären:

- Ist es mit konsequenter Nutzung der GIPV in Kombination mit andern Technologien wie Wärmepumpen, Solarthermie etc. möglich, einen Stadtteil zu realisieren, der mehr Energie (speziell Strom) produziert als verbraucht?
- Welche Dach- und Fassadenflächen bzw. auch anderen solaren Nutzungsoptionen (z. B. Platzüberdachungen, Straßenleuchten etc.) sind dazu vorhanden und sinnvoll aktivierbar?
- Welche Voraussetzungen braucht es, um den Einsatz der GIPV auch im großen Stil wirtschaftlich realisieren zu können?
- Wo steht GIPV im Bereich von Effizienz und Bauteilintegration heute und wo wird GIPV in 5 – 10 Jahren bzw. in einigen Jahrzehnten stehen? Welche neuen Technologien und Anwendungen sind international schon absehbar und wo sollten sich österreichische Unternehmen in der technologischen Entwicklung am sinnvollsten positionieren?
- Wie lässt sich bei diesem Anspruch (Plus-Energie-Stadtteil) der Einsatz der GIPV-Technologie zum Beispiel in urbanen Hochbauten mit der Passivhaustechnologie sinnvoll verbinden? Das Spannungsfeld kompakter Baukörper versus maximale solare Exposition wird analysiert.
- Welche praktikablen Anforderungen können für einen Bebauungsplanung hinsichtlich maximalen Solarertrags gestellt werden?
- Welche städtebaulichen Anforderungen an einen sinnvollen Nutzungsmix können hinsichtlich der Energieeffizienz formuliert werden?
- Welche Investoren können durch ein solches städtebauliches Konzept besonders erfolgreich angesprochen werden? (Baukonzerne, Wohnbauträger, Umwelttechnologieunternehmen etc.)
- Welche Synergien können sich aus einer Kooperation mit dem geplanten GIPV-Umwelttechnologie-Schwerpunkt im Land Niederösterreich ergeben?

- Welcher Standort ist in Wien der bestmögliche für diesen Musterstadtteil? (Kriterienentwicklung, wie Anknüpfung an bestehende energetische Pionier-Bauten, Betriebe mit PV-Interesse, Verkehrserschließung, Sanierung und Neubau etc.)
- In welchem Stufenplan (Zeitabständen) sollte dieser Stadtteil errichtet werden, damit auch in Zukunft verfügbare verbesserte Technologien und Verfahren Verwendung finden können?
- Wie lassen sich Clusterbildung, Bauteilforschung und internationale Vermarktung rund um diesen Stadtteil am besten organisieren?
- Wie gelingt die Vernetzung der Firmen von der Planung bis zur detaillierten Bauausführung weit über die PV-Branche hinaus? (Stichwort: Gebündelte Vermarktung entlang der Wertschöpfungskette)

Neben den Planungen für Wien steht diese Studie gleichzeitig auch als fachliche Grundlage für andere solare Musterstadtteile zur Verfügung.

Summary

Step by step, Sunpower City is to be constructed as a bundled photovoltaic city area over a period of several years. One possible location lies in the vicinity of energyBase in the Viennese district of Floridsdorf, where Vienna's first passive office building with BIPV has been built. Alternatively, implementation is also possible in other city development areas, such as Aspern airfield (the Federal Real Estate Company and Vienna Business Agency want to clearly dedicate this area to the energy topic). The selection of a suitable location is part of this concept created in co-operation with the responsible authorities of the City of Vienna.

Sunpower City provides an ecologically innovative and architecturally appealing alternative draft to the extremely inefficient high buildings that are unfortunately still a reality in urban development. Sunpower City is a proposal for a model city area constructed according to a building design with optimised energy management. At the same time it brings together the most innovative applications of multi-functional BIPV for power generation, shading, air conditioning etc in one location.

This study serves to address a number of essential basic questions in advance:

- Is it possible to implement a city area that produces more energy (especially electrical energy) than it consumes by consistent use of BIPV in combination with other technologies such as heat pumps, solar heating etc?
- What roof and facade surface areas or other options for solar use (e.g. roofs over open places, street lamps etc) are available and reasonably eligible?
- What are the preconditions for enabling the use of BIPV on a grand economic scale as well?
- Where does BIPV stand today with regard to efficiency and component integration, and where will BIPV be in 5-10 years or in several decades?
- Which new technologies and applications are foreseeable now on an international scale, and where should Austrian enterprises best position themselves in this technological development?
- Given this requirement (plus-energy city area), how can the use of BIPV technology in, for example, high buildings be reasonably combined with passive house technology? This conflict between compact structure versus maximum solar exposition will be analysed.
- What feasible requirements for the planning of buildings can be specified with regard to maximum solar gain?
- What urban design requirements for a reasonable use mix can be formulated with regard to energy efficiency?
- Which investors can be addressed most successfully by such an urban design concept (construction companies, developers of residential housing, environmental technology enterprises etc)?
- Which synergies could result from a co-operation with the planned focus on BIPV environmental technology in the province of Lower Austria?
- Which location in Vienna is the best possible choice for this model city area? Consideration will be made on criteria such as connection to existing energetic pioneer

buildings, companies interested in photovoltaics, transport infrastructure, restoration and new buildings etc.

- What stages (time intervals) should a plan for the construction of such a city area comprise in order to allow for the use of increasingly better technologies and methods?
- How can cluster formation, component research and international marketing around this city area be organised best? How can all companies (from planning to detailed construction far beyond the photovoltaic sector) be integrated into one network? This would include bundled marketing along the value creation chain.

As well as planning for Vienna, this study is also available as a professional basis for other solar model city areas.

1 Einleitung

Ausgangssituation

Urbane Nutzbauten wie Einkaufszentren oder Bürotürme wurden in der Vergangenheit zu oft mit völlig verschwenderischen energetischen Konzepten realisiert. Energieverbrauchskennzahlen von 250 KWh bis 300 KWh pro Jahr und Quadratmeter waren keine Seltenheit. Diese Investoren-Rendite-getriebene Baupraxis wälzte die energetischen Folgekosten auf die NutzerInnen ab, die sich heute oft mit exorbitanten Energiekosten konfrontiert sehen. Bereits im März müssen sogar schon in unseren Breitengraden bei einigen ungünstig konzipierten Bürobauten bei Sonneneinstrahlung die Klimaanlage anlaufen: An einem Sonnentag kühlen, am nächsten Wolkentag heizen – das ist absurde Realität in diesen „modernen“ Hochbauten.

Inzwischen sind deutliche Ansätze für einen Gegentrend zu bemerken. Mit der energybase in Wien und dem Wirtschaftszentrum Niederösterreich in St. Pölten wurden erste große Bürohäuser im Passivhausstandard errichtet. Niedrigenergiehäuser sind im Wohnbaubereich ohnedies schon gesetzlicher Standard. Offen bleiben bei einer massiven Absenkung von Heiz- und Kühlbedarf durch den Passivhausstandard aber immer noch nachhaltigere Lösungen für die Stromversorgung in den Gebäuden. Dabei gibt es bereits klare Szenarien, Gebäude verstärkt in die Stromproduktion einzubeziehen. Die PV-Roadmap für Österreich geht von 20 % PV-Stromanteil aus Gebäudeflächen im Jahr 2050 aus. Die nutzbare Fläche wird für Österreich mit insgesamt 193 km² angenommen. Mittlerweile ist zudem eine neue EU-Gebäuderichtlinie in Kraft getreten, die über den Passivhausstandard in Richtung „Null-Energie“ hinaus geht und vorgibt, dass EU-weit bis spätestens 2020 nur mehr „nearly zero energy buildings“ realisiert werden dürfen, wobei ein besonderes Augenmerk auf Vorort produzierte erneuerbare Energie liegt.

Aufgabenstellung

Im Rahmen des Projekts sollten die wirtschaftlichen, energetischen und planerischen Grundlagen eines Energie produzierenden Musterstadtteils mit Schwerpunkt gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV) erarbeitet werden – als Basis für die Umsetzung solcher Projekte mit örtlich gebündelten Demonstrationsbauten durch die Stadt Wien/der Wirtschaftagentur Wien WAW (vormals Wiener Wirtschafts Förderungsfond WWFF). Weitere wesentliche Aspekte waren die Kosten/Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Integration in Bauelemente, die Integration solcher Gebäude ins Stromnetz und Energiesystem sowie begleitende F&E und Know-How-Vermarktung. Die Klärung möglicher Standorte war Teil der Studie in Zusammenarbeit mit den zuständigen Stellen der Stadt Wien.

Die Sun^{power}City sollte ein Musterstadtteil sein, das in der Gebäudekonzeption energetisch optimiert errichtet wird und zusätzlich auch die innovativsten Anwendungen der multifunktionalen Photovoltaik-Gebäudeintegration (GIPV) zu Stromproduktion, Beschattung, Klimatisierung etc. an einem Standort bündelt.

Schwerpunkte des Projektes und Methodik

Die umfangreichen Fragestellungen und Schwerpunktsetzungen des Projekts wurden in acht Arbeitspakete strukturiert:

Arbeitspaket 1: Marktstatus und (Kostensenkungs-)Potentiale bei PV und speziell der GIPV:

Der Marktstatus der PV und GIPV heute sollte aufgezeigt und eine Potentialabschätzung der künftigen Entwicklung (für die Jahre 2020 und 2030) hinsichtlich Branchen-Wachstum, Beschäftigung, technologischer Entwicklung in Richtung Anwendung und Kostensenkung vorgenommen werden.

Arbeitspaket 2: Analyse der Energiegewinnungspotentiale auf der Ebene eines Stadtteiles mit mehreren Hochbauten:

Mit Hilfe eines eigens für diesen Zweck entwickelten Simulationstools wurde geklärt, welche Energiepotenziale bei unverschatteten mehrgeschoßigen Gebäuden genutzt werden können. Der Schwerpunkt lag klar bei der Nutzung der solaren Einstrahlung für die Wärme- und speziell die Stromerzeugung, wobei auch die Möglichkeiten durch den Einsatz von Wärmepumpen mit berücksichtigt wurde.

Arbeitspaket 3: Energiemanagement im System Stadtteil und Netzeinbindung:

Die Verwendungs- und Einsatzoptionen von PV-Strom im urbanen Bereich sollten dargestellt, und die zu erwartenden Herausforderungen hinsichtlich der Systemeinbindung (Bedarfsdeckung, Nutzungsoptionen, Netzverträglichkeit, Sicherheit, Zuverlässigkeit) bei signifikanter Verbreitung von PV auf engem Gebiet (in kleinen Netzabschnitten, Stadtteilen) aufgezeigt werden. Ein Workshop mit Netzverantwortlichen von Wienstrom wurde organisiert und durchgeführt, um die optimale Gestaltung der System- und Netzeinbindung für den konkreten Fall einer Sun^{power}City zu bestimmen.

Arbeitspaket 4: Architektur und Gestaltungsoptionen:

Weiters wurde anhand einer internationalen Immobilien- und Marktrecherche untersucht, wie sich die energetischen Vorgaben am effektivsten in der Stadtplanung, Architektur und Gebäudetechnik umsetzen lassen.

Arbeitspaket 5: Stakeholder- und Nutzerdialog für die Planung eines GIPV-Musterstadtteils:

Die relevanten Stakeholder auf Ebene der Stadt Wien sowie potentielle Nutzer und wirtschaftliche Interessenten/Betroffene wurden in über 30 Hintergrundgespräche, Informations- und Consultationsveranstaltungen einbezogen. Für Immobilienentwickler wurde zudem ein eigener Workshop angeboten, der neben einem umfassenden Knowhow-Transfer in Richtung Immobilienwirtschaft auch konkretes Feedback für die Gestaltung der weiteren Arbeitspakete (Testentwurf sowie Umsetzungsplan Sun^{power}City) eingebracht hat.

Arbeitspaket 6: Standortkriterien und Optionen:

In enger Abstimmung mit der Stadt Wien wurden Standortoptionen für eine Sun^{power}City gesucht, bewertet und schließlich ein konkreter Standort für das Pilotprojekt vorgeschlagen.

Arbeitspaket 7: Testentwurf: Ausarbeitung des ausgewählten Musterstandortes in Wien:

Anhand der Vorarbeiten in den vorangegangenen Arbeitspaketen wurde ein konkreter Testentwurf erstellt, der die Umsetzungsmöglichkeiten in einer Sun^{power}City praxisnah zeigt.

Arbeitspaket 8: Stufenplan für die Umsetzung:

Strukturen, Maßnahmen, Schritte und Zeitlinien wurden unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus den vorangegangenen Arbeitspaketen zusammengefasst, wobei die Integration eines begleitenden Forschungsprogramms und einer Vernetzungs- und Vermarktungsstruktur auch von Bedeutung war. Die Ergebnisse sollen allen beteiligten Akteuren ein grobes Handlungsraaster bieten. Zudem wurden Modellrechnungen zur Wirtschaftlichkeit von (GI)PV-Anwendungen durchgeführt, die die maßgeblichen Einflussfaktoren, erzielbare Renditen und Amortisationszeiten gebäudeintegrierter Photovoltaik und auch die Effektivität einzelner Fördersysteme aufzeigen.

Aufbau der Arbeit

Der vorliegende Bericht ist so strukturiert, dass die relevanten Fragestellungen aus den oben angeführten Arbeitspaketen nacheinander beantwortet werden. Aus den in der Studie gewonnenen Erkenntnissen werden dann konkrete Schlussfolgerungen angestellt und eine Umsetzungsempfehlung für die Realisierung einer Sun^{power}City abgegeben.

2 Inhalte und Ergebnisse

2.1 Kurzfassung der Studienergebnisse

- PV wird wirtschaftlich: Die Netzparität wird laut Studien der PV-Technologieplattform der Europäischen Kommission in weiteren Teilen Europas bereits in den nächsten fünf Jahren erreicht sein. (GI-)PV bietet weiterhin enorme Kostensenkungspotentiale! Während der Bearbeitung dieser Studie haben am Markt die Preise für dichte Indach-Module (diese werden an Stelle eines konventionellen Daches montiert) jene für die klassischen Aufdach-Varianten eingeholt.
- PV ist ein kräftiger Beschäftigungsmotor: Alleine in Deutschland existieren bereits (Stand 2009) rund 63.000 Arbeitsplätze in der PV-Branche. Im Vergleich dazu gibt es in Österreich trotz der positiven Entwicklung (Steigerung von 1.762 auf 2.870 Arbeitsplätze von 2008 bis 2009) noch enormen Aufholbedarf: Um mit der deutschen Entwicklung Schritt halten zu können, müssten in Österreich bis 2020 in Summe 10.000 Arbeitsplätze in der PV-Branche angeboten werden.
- Die energetischen und technischen Modellrechnungen auf der Basis von Energie-Gesamtjahresbilanzen legen nahe, dass ein Energie-Plus-Stadtteil mit mehrgeschossigen Gebäuden theoretisch realisierbar ist: Bei einem typischen Misch-Stadtteil mit viergeschossigem Wohnbau, sechsgeschossigem Büro und eingeschossigem Handelsbereich im Verhältnis 85:10:5 der Baugrundfläche am Standort Wien kann das Ziel „Energieplus“ in der Jahresbilanz unter den Annahmen einer energieoptimierten Bauweise (Passivhausstandard), Südorientierung der Gebäude, sehr hoher PV-Wirkungsgrad von 18 %, keine Verschattung, sogar durch alleinige Nutzung der Südflächen (Dach und Fassade) erreicht werden. Bei theoretischer Ausnutzung aller planerisch sinnvollen Ertragsflächen, kann in der Jahresbilanz im besten Fall sogar eine Energie-Gesamtdeckung von 133 % erreicht werden. Bei der angenommenen Wärmeversorgung komplett mit Wärmepumpen werden in Folge in der Jahres-Bilanz 163 % des verbleibenden Strombedarfes mit der PV-Produktion erreicht. Die tatsächliche Gleichzeitigkeit von Produktion und Verbrauch ist in dieser Rechnung allerdings noch in keiner Weise berücksichtigt.
- Wesentliche Einflussgrößen zur Erreichung einer positiven Energiebilanz sind:
 1. geringe Verbrauchswerte der Gebäude und
 2. die Nutzung der Dachflächen (speziell Flachdächer).
- Die Idee einer Sun^{power}City wird in Wien vom Großteil der relevanten Stakeholder positiv aufgenommen und bietet für die Stadt Wien als auch für alle anderen zentralen Stakeholdergruppen (EVU, Immobilienbranche, PV-Unternehmen, Architektur- und Baubranche) vielseitige Chancen, wie Image-Gewinn, klimaschonende Energieversorgung unabhängig von steigenden Erdölpreisen, Innovationsschub in Forschung

und Entwicklung sowie Knowhow-Aufbau rund um den Bereich GIPV (Netzeinbindung, Vermarktung von GIPV-Immobilien uvm).

- Die Standortentscheidung für das Test-Areal für die Studie ist innerhalb der Stadt Wien auf das Flugfeld Aspern (J-Gebäude laut Masterplan Tovatt) gefallen. Dieses Areal erfüllt alle energetischen, städtebaulichen und marketingrelevanten Standortkriterien für einen Stromplus-Stadtteil mit GIPV, und wird städtebaulich ohnehin nochmals überarbeitet.
- Der städtebauliche Ausgangsentwurf für das definierte Zielgebiet wurde von pos Architekten in mehreren Optimierungsschritten überarbeitet, um möglichst viele ertragreiche PV-Flächen an Dächern und Fassaden gewinnen zu können. Am Flugfeld Aspern ist grundsätzlich eine Wärmebedarfsdeckung durch Geothermie über ein Fernwärmenetz geplant. Somit stellt sich hier nur mehr die Frage nach der Strombedarfsdeckung unter realen städtebaulichen Bedingungen (Baukörperanordnung, Verschattung, Wohn- und Lebensqualität, Grünflächen etc.). Dabei konnte aufgezeigt werden, dass das Ziel, über das Jahr gerechnet mehr Strom zu produzieren als zu verbrauchen, bei entsprechend Energie effizienter Bauweise, hohen Modulwirkungsgraden (18 %) und möglichst geringen Stromverbräuchen (den Zielvorgaben für aspern entsprechend) selbst unter Einhaltung aller Vorgaben (wie der UVP/Umweltverträglichkeitsprüfung, die im Wohnbau beispielsweise eine Dachbegrünung von 40 % vorgibt) knapp erreicht werden kann.
- Netz- und Systemeinbindung: Werden wie oben beschrieben in der Jahresbilanz 100 % des Stromjahresbedarfs mittels PV auf den Gebäuden produziert, so können davon nur 40 % bis maximal 50 % (unter Berücksichtigung von Lastverschiebungen) direkt – also unmittelbar – in den Gebäuden dieses Modellstadtteiles genutzt werden. Sinkt jedoch die Produktion durch den Einsatz der heute üblichen Modulwirkungsgrade (14 %) und unter Berücksichtigung der heute üblichen Verbrauchswerte auf nur mehr 44 % in der Jahresstrombilanz, so steigt die Direktnutzungsquote für den PV-Strom massiv auf 76 % der Gesamtproduktion und nur mehr 24 % müssen als Überschuss in das Netz eingespeist werden. Doch auch in diesem Fall können Überschüsse aus diesem Stadtteil eine Herausforderung für das Netz darstellen. Bei einer Betrachtung der Überschuss-Spitzenwerte im Viertelstunden-Raster zeigt sich, dass diese in den Monaten März bis September fallweise leicht über der maximalen Netzbelastung (entspricht den Werten für die maximale Stromzufuhr ohne Berücksichtigung weiterer Puffer-Kapazitäten) liegen können. Eine autarke Versorgung dieses Stadtteiles mit Strom ist auch bei einer immer weiteren Erhöhung der PV-Kapazitäten nicht möglich und der Einsatz von Speichertechnologien zu diesem Zweck kann auch ohne genaue Kostenanalyse als unwirtschaftlich eingestuft werden. Allerdings wäre der Einsatz kleinerer Speicherkapazitäten technisch dennoch sinnvoll, da mit diesen eine deutliche Erhöhung der Nutzung vor Ort erzielt werden kann.
- Unter bestimmten für Wien üblichen Parametern (Aufdach-Montage, direkte Einspeisung des Stromes in das Netz) kann, wie die Modell-Rechnungen zeigen, keine Amortisation der Investition innerhalb von 25 Jahren erreicht werden. In dieser Rechnung wurden eine Kreditfinanzierung mit 5-prozentigem Zinssatz und nur leicht stei-

gende Energiepreise (3 % pro Jahr) für die Zukunft angenommen. Setzt man jedoch auf GIPV-Lösungen, so ergeben sich durch die Multifunktionalität deutliche Einsparungseffekte in der Dach- und Fassadenhülle. Diese Substitutionseffekte sowie eine überwiegende Direktnutzung des Stromes im Gebäude führen auf Basis der derzeit gültigen Investitionskosten und Fördermodelle zu deutlich besseren Ergebnissen und Amortisationszeiten von 14 bis 18 Jahren bei vollständiger Kreditfinanzierung. Können weiters Investoren für solche Projekte gewonnen werden und eine Kreditfinanzierung fällt weg, so sind GIPV-Projekte (zum Beispiel im Bereich zweischaliger Alu-Glas-Fassaden) schon heute ohne jegliche Förderungen wirtschaftlich. Diese Berechnungen zeigen, dass die PV-Integration in die Gebäudehülle bereits heute in Österreich ökonomisch darstellbar ist und aufgrund von Einspareffekten bei der Errichtung wirtschaftlicher ist als eine Auf(dach)-Montage. Dazu braucht es aber immer eine möglichst hohe Stromdirektnutzung im Gebäude, was maßgeblich die richtige Dimensionierung von Anlagen (in Relation zu den erwarteten Verbrauchswerten) und neue Business-Modelle für den Vertrieb in Gebäuden verlangt.

- Empfohlene Forschungs- und Entwicklungsstrategie für eine Sun^{power}City: Thematisch sollte der Fokus auf urbane Energie produzierende Gebäudesysteme (E+ Gebäudesysteme) gelegt werden. Wenn GIPV erfolgreich etabliert werden will, so muss sie im Gesamtsystem Gebäude und Stadt technisch, ästhetisch, funktional und wirtschaftlich funktionieren, ohne sich (langfristig) auf attraktive Förderregime stützen zu können. Da aufgrund der attraktiven Fördersysteme in anderen Ländern diese Fragestellung noch vernachlässigt wurde, haben Österreich und der Standort Wien beste Chancen, sich hier Wettbewerbsvorteile zu erarbeiten. Das Potential an in relevanten Bereichen tätigen Unternehmen ist vorhanden. Unternehmen aus den Bereichen Architektur, Bauwirtschaft, Gebäude- und Netztechnik, PV- und Baustoffindustrie, Energieversorgung sowie die einschlägigen Forschungseinrichtungen sollen langfristig involviert werden.
- Umsetzungsempfehlung für eine Sun^{power}City: schrittweise, über drei Projektphasen von je drei bis fünf Jahren: Die Stromproduktion in den Gebäuden wird unter Einbindung von modernsten Speichertechnologien und Smart-grid-Lösungen laufend gesteigert (50 %, 100 %, über 100 % in der jährlichen Gesamtdeckung). Parallel dazu werden die F&E-Aktivitäten erweitert: Von der Betrachtung der Gebäude- und Bauteilebene weg bis hin zur Gestaltung eines nachhaltigen urbanen Energiesystems insgesamt.

2.2 Marktstatus und Potentiale bei PV und speziell GIPV

Nach Ansicht vieler ExpertInnen wird die Photovoltaik (PV) in den kommenden Jahrzehnten bedeutend zur Stromversorgung beitragen. Diverse Roadmaps in den USA, Japan, Australien, und der EU (EPIA) gehen in den kommenden Jahren von Solarstromanteilen zwischen 10 und 40 % am Gesamtstrombedarf aus (Fechner et al., PV Roadmap 2007). Die Beschäftigung mit dieser Technologie sollte daher rasch erfolgen, um die Chancen, die in dieser Wirtschaftsentwicklung liegen, nutzen zu können. Für Österreich und besonders Wien stellt die gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV) den Ansatz dar, bestehende Flächen mit dem Zusatznutzen der solaren Stromgewinnung zu versehen, und überdies in vielen Fällen einen gestalterischen Impuls am Gebäude zu setzen. GIPV bedeutet, dass die überdies architektonisch interessant gestaltbare PV einen funktionellen Bestandteil des Gebäudes übernimmt (Dach, Fassade, Sonnenschutz,...). Im Moment wird die PV häufig nur Additiv, an-, vor- oder auf bestehende Gebäude integriert, was derzeit oft noch die kostengünstigere Variante darstellt, jedoch nicht Endpunkt der Entwicklung sein soll.

Vor- und Nachteile der GIPV generell

Chancen:

- Photovoltaik als funktionaler Bestandteil der Gebäudehülle (GIPV), Sonnen-, Schall-, Witterungsschutz
- Materialeinsparung an der Gebäudehülle und gleichzeitig solare Energiegewinnung
- Optische Akzeptanz bzw. optischer Aufputz, Prestigewert für Bauherr bzw. Benutzer
- Kein zusätzlicher Flächenbedarf gegeben
- Enorme Flächenpotentiale (etwa 200 km² in Österreich und insbesondere Wien (60 % des Strombedarfs Wiens könnten theoretisch schon heute, bei Modulwirkungsgraden von 15 %, mit GIPV gedeckt werden!))
- Hohe Wertschöpfung in Österreich/Wien möglich: Positive Entwicklungen der Produktionsansiedlungen können bis 2030 zu geschätzten 15.000 Arbeitsplätzen führen.
- Große Kostensenkungspotentiale
- Hochqualifizierte Unternehmen in Österreich in vielen Bereichen der PV-Industrie, allerdings mit Exportquoten von bis zu 99 %, Schaffung eines PV Knotens (F&E, Ausbildung, Industrie, Pilotanlagen, Pilotstadtteile,...) und Heimmarktes sinnvoll
- Reale Chance für österreichische Betriebe, sich in Nischen innerhalb des PV-Marktes, insbesondere auf dem Markt für Gebäudeintegration, inter-/national zu positionieren

Herausforderungen:

- Kosten derzeit noch höher als freistehende, an-, aufgebaute Photovoltaikanlagen
- Austauschbarkeit im Schadensfall kann problematisch sein

- Architekten/Baumeister mit der Technologie noch nicht vertraut
- Elektrotechniker bzw. -planer geringe Erfahrungen in diesem Bereich
- Verschattungsfragen besonders bei Stadtteilentwicklung
- Förderprogramme mit speziellem Augenmerk auf GIPV (z.B. nach deutschem oder französischem Prinzip) wurden in Österreich bislang noch nicht realisiert.

Die Abschätzung von Umsätzen heute und die Entwicklung in den kommenden Jahrzehnten

Im Jahr 2009 kam es aufgrund von unterschiedlichen Fördermaßnahmen der Länder und des Bundes zu einem starken Zuwachs. Während 2008 nur 4,7 MW_{peak} an Photovoltaikleistung neu installiert wurden, waren es im vorigen Jahr zumindest schon 20,2 MW_{peak}, was in Österreich zu einer kumulierten Gesamtleistung aller Photovoltaikanlagen von 52,6 MW_{peak} geführt hat. (Im Vgl. dazu wurde aber alleine im Jahr 2009 mit 60,1 MW_{peak} mehr PV-Module-Leistung in der heimischen Modulproduktion gefertigt, als seit 1990 insgesamt in Österreich an PV installiert wurde!)

Bei einem angenommenen Systempreis von 5 Euro pro Watt handelt es sich bei der 2009 installierten Photovoltaikleistung (20,2 MW_{peak}) um einen Umsatz von 101 Mio. Euro. (Im Vgl. dazu betrug die Modulproduktion im selben Zeitraum ca. 60,1 MW_{peak} – also das 3-fache, und im Jahr zuvor sogar das über 13-fache).

Folgende Darstellung aus 2007 stellt eine der vielen Prognosen zur internationalen Entwicklung der PV-Industrie dar.

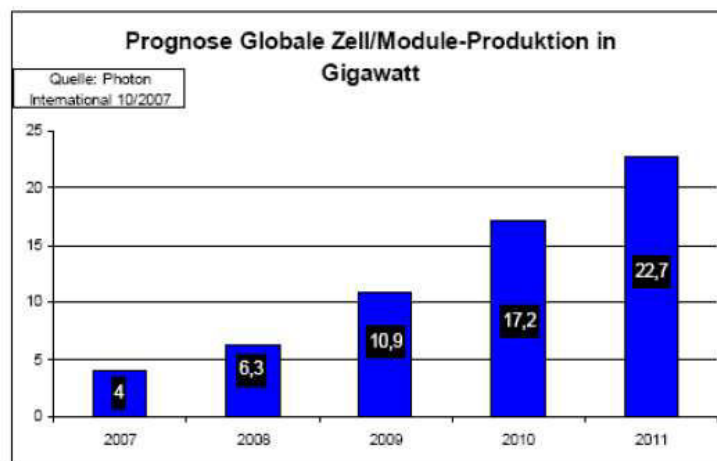


Abbildung 1: Prognose globale Zell/Module-Produktion in Gigawatt

Die reale Entwicklung der weltweiten Solarzellenproduktion hat alle Prognosen bereits eingeholt. Die tatsächliche Zell/Modul-Produktion ist von 2007 (4,3 Gigawatt) bis 2008 um 85 % auf 7,9 Gigawatt gestiegen. Im Jahr 2009 legte die globale Produktion trotz Wirtschaftskrise um 56 Prozent auf 12,3 Gigawatt zu – mit besten Aussichten für das Jahr 2010 (Quelle photon, April 2010, S. 38 ff.).

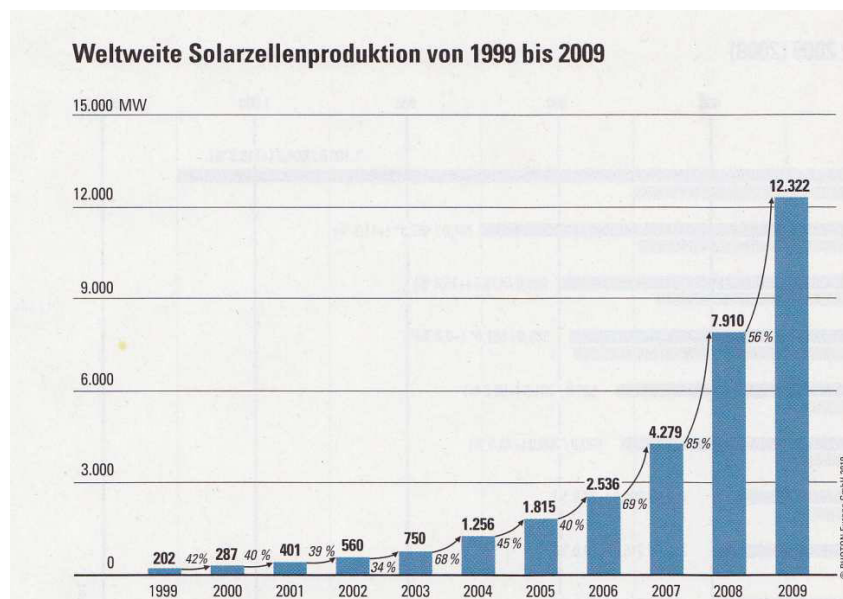


Abbildung 2: Weltweite Solarzellenproduktion von 1999 bis 2009, Quelle: Photon 2010

Weltweite Solarzellenproduktion von 1999 bis 2009

Jahr	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Solarzellenproduktion in MW	202	287	401	560	750	1.256	1.815	2.536	4.279	7.910	12.322
Zubau in MW		85	114	159	190	506	559	721	1.743	3.631	4.412
Wachstumsrate in %		42,1	39,7	39,7	33,9	67,5	44,5	39,7	68,7	84,9	55,8
2-Jahres-Steigerungsraten in %			82		74		112		108		141

Tabelle 1: Weltweite Solarzellenproduktion von 1999 bis 2009, Photon 2010

Die weltweite installierte Photovoltaik-Leistung wuchs 2009 um rund 6,4 Gigawatt (GW) und erreichte insgesamt mehr als 20 GW. Für 2010 erwartet der Photovoltaik-Industrieverband ein Wachstum um mindestens 40 %. Auch das künftige jährliche Wachstum soll 15 % übersteigen. (Quelle: Europäischer Photovoltaik-Industrieverband (European Photovoltaic Industry Association, EPIA 2010))

- Für das Jahr 2009 gibt die EPIC einen weltweiten PV-Umsatz von 37,2 Milliarden US-Dollar bekannt, das entspricht bei einem aktuellen US-Dollarkurs von 0,75 EUR/Dollar, siehe <http://de.wikipedia.org/wiki/US-Dollar> 27,9 Milliarden Euro!
- Das bedeutet in dem Fall eine Verdoppelung des Umsatzes innerhalb von 2 Jahren: vgl. 2007: 14 Milliarden € Umsatz)

	2020	2030
Task Force der G8 Staaten	119 GWp	656 GWp
Bank Sarasin	65 GWp	
Roadmap USA	88 GWp	
Roadmap Japan		100 GWp

Tabelle 2: Entwicklungsprognosen von verschiedenen Institutionen bis 2030

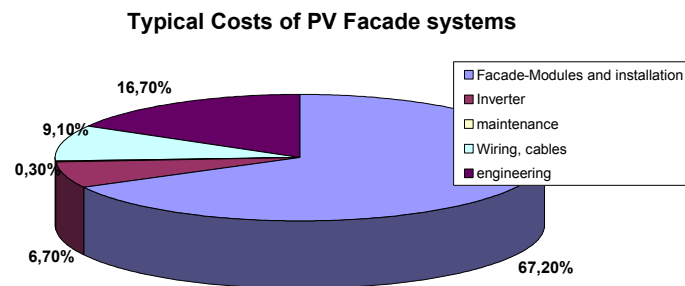


Abbildung 3: Kosten eines PV Fassadensystems

Die abgeschätzten Bauteil- und Errichtungskosten heute und die Kostenentwicklung in den kommenden Jahren und Jahrzehnten differenziert nach unterschiedlichsten Anwendungsbereichen wie Fassade, Dächer etc.

Die Preise für PV-Anlagen haben sich seit 1990 bis heute (2010) fast schon geviertelt, von rund 15.000 Euro pro kWp auf weniger als 4.000 Euro pro kWp.

Die „typische“ Lernkurve einer Technologie ist also auch bei der Photovoltaik zu beobachten. Mit steigender Gesamtproduktion sinken die Kosten. Temporäre Barrieren, wie der nahezu bereits behobene Reinstsilizium-Mangel bewirken Abweichungen vom Trend.

Silizium-Solarzellen-Flachmodule, Preis-Erfahrungskurve

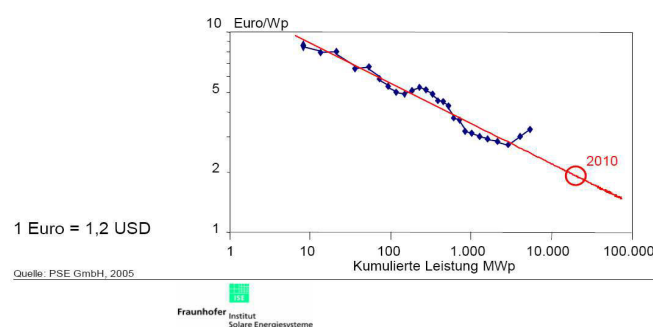


Abbildung 4: Silizium-Solarzellen-Flachmodule, Preis-Erfahrungskurve

Es ist zu beachten, dass Faktoren des Scalings (Umsatz) massiven Einfluss auf die Gesamtkosten haben. Gibt es, wie in Österreich, nur einen kleinen Markt, sind die vereinzelt Systeme teuer, da Installationskosten bei seltener Anwendung, Beschaffungskosten in kleinen Einheiten und nicht mögliche logistische Optimierungen zu deutlich erhöhten Preisangeboten

führen. Beispielsweise waren Standard-Aufdach-Anlagen in Österreich im Jahr 2008 nicht unter 5.500 € pro kWp zu haben, zur gleichen Zeit wurden in Deutschland für Gesamt-Anlagen, die aus denselben Komponenten aufgebaut sind, bereits um teilweise unter 4.000 € angeboten. (Im Vergleich zu 2008 ist das Niveau der Modulpreise aber auch in Österreich 2009 gesunken, und zwar um rund 1.000 Euro pro kWp in nur einem Jahr. Dabei gilt: Je größer die Anlage, umso geringer die Kosten pro kWp! Während 2009 der durchschnittliche Preis einer fertig installierten 1 kWp-Anlage bei knapp 5.000 Euro pro kWp lag, kostete eine Anlage mit mehr als 10 kWp nur 3.900 Euro pro kWp.)

Im Fassadenbereich lagen die Kosten (laut ATB Becker, 2008) zwischen 650 und 750 €/m². Derzeit liegen die Kosten nur mehr zwischen 510 und 600 Euro €/m² (ATB Becker 2010). Diese Kosten gelten für Kaltfassaden mit Glas/Glas-Modulen und beinhalten die Module, das Montagesystem auf tragendem Untergrund, die Verkabelung, den Wechselrichter sowie alle notwendigen Komponenten bis zum Netzanschluss, inkl. deren Montage.

Die wesentlichen technologischen Entwicklungspfade und ein Ausblick auf die geeigneten Zelltechnologien

Dünnschichttechnologien werden verstärkt ihren Einsatz finden, relative Marktanteile, die derzeit (2010) noch unter 20 Prozent ausmachen, werden weiterhin deutlich zunehmen, wobei aufgrund der neuen Produktionskapazitäten bei Reinstsilizium („Solarsilizium“) auch kristalline Technologien stark zulegen werden.

Diverse anderen Technologien wie organische Zellen werden in den nächsten 5-10 Jahren wenig Chancen am Markt eingeräumt. Längerfristig sollten jedoch auch diese Zellen neue Marktsegmente erschließen. (Anbringung auf kurzlebigeren Produkten)

Die Abschätzung der Flächenpotentiale national und international anhand der Analyse internationaler Studien

In Österreich bestehen etwa 200 km² Fläche (mit sehr guten solaren Einstrahlungswerten) an Gebäuden – nutzbar für GIPV. Dieses Potential besteht zu 75% aus dachintegrierten und zu 25 % aus fassadenintegrierten Anlagen. Das entspricht einer installierten Leistung von ungefähr 200.000 MWp (bzw. einem Erzeugungspotential von 25.001 GWh/a bei einem herkömmlichen Modulwirkungsgrad von 15 %) und würde ca. 28 % des gegenwärtigen Stromverbrauchs decken.

In Wien könnten sogar 60 % des benötigten elektrischen Bedarfs mit Hilfe fassaden- und dachintegrierter Anlagen gedeckt werden (bei einem Erzeugungspotential von 4.400 GWh/a).

Dazu kommen bedeutende Anteile an weiteren Möglichkeiten, PV an existierenden baulichen Strukturen zu montieren. (Schallschutzwände an Autobahnen oder Zugstrecken, weitere nutzbare Frei- und Brachflächen, Kleinsysteme wie Busstationen, Notrufsäulen, Straßenleuchten, etc....)

Europa besitzt ein fast ebenso großes verfügbares Flächenpotential für dach- und fassadenintegrierte PV-Anlagen wie die USA. (lt. EPIA, 2008 für die USA: 10.096 km² dachintegriert, 3.786 km² fassadenintegriert).

Die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit von GIPV in den kommenden Jahren und Jahrzehnten: Kostenreduktionspotentiale

Das Ende des Silizium-Mangels hat erstmals zu einem Angebotsmarkt und damit deutlich sinkenden Preisen geführt. Ein wesentlicher Faktor ist jedenfalls der Aspekt, ob sich Betriebe auf PV Planung/Installation aufgrund eines starken Marktes spezialisieren können. (Installationskosten, erzielbare Händlerpreise sind davon stark abhängig).

Historisch existiert in der PV-Technologie eine Preisreduktion von ca. 20 % pro verdoppelte Produktionsmenge, die sich lt. EPIA weiter fortsetzen wird.

Basierend auf dem gegenwärtigen Stand des Technologie-Fortschritts und Installationsvolumen kann erwartet werden, dass die Kosten der Photovoltaik jährlich um 8 % sinken, was zu einer Halbierung der Kosten alle 8 Jahre führt (EPIA 2009).

Laut PV Austria liegen die Erzeugungskosten von PV-Strom in Österreich derzeit bei rund 37 bis 52 ct/kWh und sind somit etwa 5 bis 7 mal höher als die Kosten für konventionelle Erzeugung (6 bis 8 ct/kWh) oder 2 bis 3 mal über den Strompreisen für Privatkunden (ca. 18 ct/kWh). Diese Kosten sinken allerdings stetig, durch technische Weiterentwicklung gerade im Bereich der Solarzellen und ebenso durch Optimierung der Produktion, während bei konventioneller Stromerzeugung aufgrund der steigenden Brennstoffkosten mit einem Preisanstieg zu rechnen ist (PV Austria, 2010).

Studien der PV-Technologieplattform der Europäischen Kommission besagen, dass die Netzparität in den ersten Teilen Europas mit hoher Solareinstrahlung bereits in den nächsten fünf Jahren erreicht sein wird. In manchen Ländern/Gebieten könnte dies bereits früher eintreffen, in anderen hingegen könnte es noch bis zu zehn Jahren dauern.

Die Positionierung österreichischer Firmen auf diesem Gebiet mit einer Abschätzung und Empfehlung für die möglichen und sinnvollen Entwicklungspotentiale, der Umsätze und der heimischen Wertschöpfung mit besonderer Berücksichtigung des Großraum Wiens.

Bereits seit mehreren Jahren bestehen diverse kleine und mittlere PV-Modulproduktionen (Photovoltaik Technik Austria GmbH, SED GmbH, KIOTO-Photovoltaik GmbH, Ertex-Solar GmbH, Energetica, Solon-Hilber, Blue Chip-energy, Falconcell) alle mit > 90 % Exportanteil aufgrund des kleinen Heimmarktes. Nebenprodukte, wie Wechselrichter, Zelleinkapselungen, Nachführeinrichtungen und andere stellen derzeit die Branchen dar, wo Österreichs Firmen auch am Weltmarkt in führender Position zu finden sind.

Abschätzung der nationalen und internationalen Beschäftigungseffekte durch GIPV

Faustformel:

- 30 Arbeitsplätze pro installiertem MW
- 15 pro produziertem MW

EPIA (European PV industry Association): 2 scenarios (advanced and moderate) for the worldwide employment in PV-related jobs. In the year 2030: 9,9 Million (advanced scenario) and 3,7 Million (moderate scenario) people are working in PV-related jobs.

Alleine in Deutschland existieren (mit Ende 2009) bereits rund 63.000 Arbeitsplätze in der PV-Branche (Quelle: BSW-Solar, August 2010). Möchte Österreich (2870 Arbeitsplätze, 2009) mit den günstigen Entwicklungen Deutschlands mithalten, so müssten bis 2020 10.000 Arbeitsplätze und bis 2030 15.000 neue Arbeitsplätze geschaffen werden.

Arbeitsplätze	2009	2020	2030
Österreich	2.870	10.000	15.000
Deutschland	63.000	100.000	150.000

Tabelle 3: Prognose Arbeitsplätze bis 2030

Kernaufgaben für F&E in Österreich

Im September 2008 wurde die österreichische Technologieplattform PV gegründet, in der die etwa zehn größten Arbeitgeber im Photovoltaikbereich in Österreich eine Plattform finden, um gemeinsam ihre Bedürfnisse zu definieren, um am international stark wachsenden Markt ihre Position verbessern zu können. Besondere Chancen bietet den Akteuren der momentane Nischenmarkt die Gebäudeintegration an. Als derzeit wichtigste F&E Erfordernisse, wurden im Zuge dieser Studie folgende Punkte definiert:

Forschung- Entwicklung – mittelfristig (2008-2020)

- Verstärkte Entwicklung von PV-Modulen, die den besonderen Bedürfnissen der GIPV entsprechen (hinsichtlich dem Ersatz bestehender Bauteile in jedem Teil des Gebäudes sowie dem Einsatz unterschiedlicher Trägermaterialien wie Glas, Dächer, andere Trägermaterialien wie Blech, Alu), Verstärkung der heimischen Modulproduktionen um die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu steigern.
- Erkennung und Vermeidung von Verlustmechanismen speziell bei GIPV-Systemen, zur Erziehung höherer Jahresenergieerträge.
- Förderung der Forschung für Erhöhung der Lebensdauer, Einsatzmöglichkeit (Integration ins Gebäude und Netze) von Komponenten und Systemen, da es im Moment noch keine GIPV-Gesamtsysteme gibt, sondern nur Einzellösungen.
- Untersuchungen bezüglich des Einflusses von PV-Anlagen auf Innenraumklima und Energieverbrauch von Gebäuden sowohl experimentell (Demonstrationsprojekte) als auch mit Simulationen und unterstützender Bauteilforschung.
- Vorbereitung der relevanten Maßnahmen, die auf die Speichernotwendigkeiten von PV-Überschuss-Strom adressiert sind. (Batterien, Brennstoffzellen, Wasserstoff, innovative Speichertechnologien)
- Entwicklung von Simulationsprogrammen, die eine komplexe Betrachtung von Gesamtsystemen (Stichwort: Plus-Energie-Stadtteile) zulassen.

Forschung- Entwicklung – langfristig (2008-2030)

- Forschungskonzepte für photovoltaische Stromerzeugung an weiteren der Solarstrahlung ausgesetzten Materialien, Flächen, Bauelementen (Markisen, Flachdächer, Verschattungselemente, Lärmschutz, Glasfassaden, ...)
- Optimierung von Gebäuden als solares Gesamtkonzept

2.3 Energiegewinnungspotentiale auf der Ebene eines Stadtteiles mit mehreren Hochbauten

Die Energiegewinnungspotentiale von Gebäuden im urbanen Bereich wurden unter spezieller Berücksichtigung der GIPV ermittelt und soweit optimiert, dass mehr Energie produziert als verbraucht wird. Dafür wurden wesentliche Einflussfaktoren für (gebäudeintegrierte) Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen innerhalb vordefinierter Stadtteile mit Hilfe eines eigens für die Studie entwickelten Simulationstools (siehe Kapitel 2.3.1) bestimmt. Dazu wurden die relevanten Daten zu PV-Technologien, Gebäudeintegration, Energieverbrauch und städtischen Bauweisen ermittelt und in das Tool integriert. Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen stellen energetische Bilanzen für einzelne Gebäude und vordefinierte Stadtteile dar.

2.3.1 Informationen zum SPC-Simulationstool

Das "Sun^{Power}City-Sim"-Tool ermöglicht es, einen fiktiven Stadtteil mit mehreren Gebäuden zu definieren um anhand von variablen Parametern deren Energiebedarf, die Energieproduktion und weitere energetische Kennzahlen zu ermitteln. Das Simulations-Tool basiert auf einer Access-Datenbank mit VBA-Funktionen (Visual Basic for Applications) und benötigt MS-Access um ausgeführt zu werden. Die Entscheidung, das Tool in Access zu entwickeln, erfolgte, da das Anlegen und Bearbeiten neuer Stadtteile, deren Einheiten (Gebäude) und deren Eigenschaften (Flächen) in logischen, relationalen Verbindungen zueinander zu stellen in Excel zwar möglich, aber wesentlich komplizierter, aufwendiger und unübersichtlicher bei der Erstellung und Nutzung ist. Zumal Access auch eine grafische Entwicklungsoberfläche bietet, die dem Benutzer eine leichtere Bedienbarkeit bei besserer Darstellung ermöglicht. Berechnungen für Energieproduktion und -verbrauch waren vom Komplexitätsgrad für Access geeignet.

Funktionen, die das Tool bietet:

- Stadtteile anlegen und bearbeiten
- Anhand der solaren Einstrahlung eine Performance für die PV ermitteln
- Gebäudetypen auf ihre energetischen Potentiale überprüfen unter Bezugnahme auf PV, Solarthermie und Wärmepumpen
- Szenarien anhand verschiedener Variationen von Parametern simulieren
- In Stadtteilen/Gebäudekonstruktionen durch Filter errechnen, welche variablen Parameter von entscheidender Bedeutung oder gar unerlässlich sind.

Sie können das Tool sowie die Bedienungsanleitung unter folgendem Link downloaden:
<http://www.hei.at/de/about/auftragsforschung/beispiele/index.php>

2.3.2 Endenergiebedarfswerte

Ein bedeutender Einflussfaktor der energetischen Bilanzierung ist vor allem die Verbrauchsseite. Im Rahmen der Ermittlung der Endenergiebedarfswerte wurden verschiedene Szenarien des Energieverbrauchs, abhängig von der Nutzungsart des Gebäudes (Wohnen, Büro, Handel) und basierend auf dem Energiekonzept für Aspern von DI Oliver Pol [Pol10] herangezogen.

Das „Best Case“-Szenario entspricht den angestrebten Werten laut Energiekonzept Aspern. Des Weiteren wurden zum Vergleich für ein konventionelles Verbrauchsszenario die zulässigen Werte der österreichischen Bauordnung (OIB) herangezogen („Worst-Case“).

Dieses Modell wurde anhand eigener Berechnungen mit bereits erhobenen Erfahrungswerten [KOCH09], [FISI04] für weitergehende Untersuchungen durch die Nutzungsarten Produktions- und Lagerhalle ergänzt. Die nun folgende Tabelle zeigt den ermittelten Gesamtendenergiebedarf (Strom und Wärme) aller vorliegenden Gebäudetypen nach oben genannten Szenarien und der Nutzungsarten, wobei nebst des üblichen Betriebsbedarfs an Strom insbesondere die Kühlung im Bürobereich und Handel [CityCooling08] einbezogen wurde. Die Werte des Wärmebedarfs beinhalten den Energiebedarf der Warmwasserbereitstellung und Raumheizung laut. OIB-Richtlinie 6 [OIB07].

Szenario	Büro	Handel	Lagerhalle	Produktion	Wohnbau
	kWh/m ² Jahr				
Zielszenario (Best Case)	64	64	-	-	55
Konventionell (Worst Case)	151	151	40	655	155

Tabelle 4:EEB (Strom und Wärme) der Gebäudetypen nach Szenarien und Nutzung

Um möglichst geringe Energiebedarfswerte für die Gebäudetypen zu erzielen, wird eine Bauweise im Passivhaus-Standard empfohlen.

2.3.3 Strombedarfsdeckung

Der Strombedarf des Stadtteils soll durch gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV) erzeugt werden. Die optimale Fläche für die energetische Nutzung von (gebäudeintegrierter) Photovoltaik wurde für den Städtebau kategorisiert und entspricht einer Fläche mit 30 horizontaler Neigung bei Südausrichtung (-30 bis +30 Azimut). Es besteht eine starke Abhängigkeit der Flächenerträge von der Ausrichtung und Neigung. Die für den PV Flächenertrag optimierte Fläche (99 % Flächeneffizienz) in Wien wurde auf 963 kWh/kWp errechnet.

Gebäudeausrichtung und -gestaltung

Große verfügbare Flächen auf Dächern sind der Schlüssel zur hochgradigen Deckung des Energiebedarfs, denn die Dachfläche erzeugt den überwiegenden Anteil der Gesamtstromer-

träge. Die Gebäudeausrichtung spielt eine starke Rolle für die Auswahl der Dachfläche. Flachdächer eignen sich in mehrerlei Hinsicht optimal für die Erreichung des Ziels eines Energie^{PLUS}-Stadtteils. Sie sind unabhängig von der Gebäudeausrichtung und erzielen dennoch einen hohen Effizienzgrad von 88 %. Bei einer Abweichung der Gebäude bis 45° von der Südachse (Südost- bis Südwest-Ausrichtung) empfiehlt sich aus energetischer Sicht allerdings die Nutzung eines Schrägdachs (30°), insbesondere für große Nutzflächen, sofern dessen Potential nicht durch Verschattung hochgradig vermindert wird. Schon bei einer leichten Dachschräge erhöhen sich die Flächeneffizienzwerte für Photovoltaik signifikant. Für die Nutzung von Solarthermie bedarf es grundsätzlich einer Neigung ab 15°, damit sie überhaupt sinnvoll eingesetzt werden kann.

Um höhere Gesamtenergieerträge zu erzielen, kann auf eine Südorientierung von Gebäuden mit großer Hauptfassade (Büro, Handel) verzichtet werden. Diese sind dann optimalerweise nach Osten auszurichten – dadurch werden die beanspruchten Flächen für sich genommen zwar weniger effizient (geringere Wirtschaftlichkeit, da bei gleich bleibender Investition wesentlich weniger Energie erzeugt werden kann), jedoch erhöht sich die Gesamtproduktion des Gebäudes dadurch, dass keine übermäßig hohen Verluste einer breiten (nicht sinnvoll nutzbaren) Nordhauptfassade entstehen.

Wirkungsgrad

Für das Projekt wurde aufgrund der laufend steigenden Modulwirkungsgrade für die Potentialermittlung ein Modulwirkungsgrad (MWG) von 18 % (heute sind bereits Module mit 19,6 % MWG am Markt verfügbar) angenommen. Auf besonders energieeffizienten Flächen wird die Verwendung von Modulen mit hohen Wirkungsgraden empfohlen.

Verschattung

Um die tatsächliche Verschattung verschiedener baulicher Gegebenheiten zueinander annähernd realitätsnah abschätzen zu können, bedarf es der Zuhilfenahme einer eigenen dynamischen Simulation und der Daten über die Gebäudeaufstellung, welche in AP2 noch nicht vorlagen.

2.3.4 Wärmebedarfsdeckung

Weiters erscheint es aus energetischer Sicht zweckmäßig, Wärme vor allem durch Wärmepumpen zu gewinnen. Unter dem Zielwertszenario zeigt sich, dass unter Verwendung von PV-Modulen mit 18 % WG auf optimalen Flächen Wärmepumpen ab einer Jahresarbeitszahl von 2,8 β der Solarthermie vorzuziehen sind. Ein hoher Wirkungsgrad bei Wärmepumpen kann derzeit am wirtschaftlichsten durch Sole (Erdreich)-Wärmepumpen erreicht werden. Die Verwendung von Wärmepumpen statt Solarthermie bedarf allerdings noch einer ökonomischen Kostenberechnung.

2.3.5 Energetische Gebäudebilanzierung

Folgende Annahmen und Rahmenbedingungen wurden für die Ermittlung der energetischen Potentiale von Gebäuden respektive Stadtteilen ermittelt und festgelegt:

- Globale Sonneneinstrahlung: 1300 kWh/m²
- PV-Wirkungsgrade: 18 %
- Alle Flächen voll besonnt (keine Verschattungssimulation)
- Gebäude sind südlich ausgerichtet (Azimut 0°), wenn nicht anders angeführt
- Zur Deckung des Wärmebedarfes wurden, wenn nicht anders angeführt, Sole-Wärmepumpen mit einer JAZ von 4 β verwendet.

2.3.6 Ergebnisse zum Energiegewinnungspotential

Unter Verwendung aller energetisch sinnvollen Flächen (Dach, S-, O-, W-Fassaden) und der angestrebten Energiebedarfswerte konnten beinahe alle Gebäudetypen, bis auf Bürogebäude, ihren Energiebedarf vollständig decken bzw. teilweise sogar erhebliche Überschüsse erzielen.

Die folgende Tabelle 5 zeigt den Gesamtdeckungsgrad der Gebäude und die Deckungsbeiträge zur Strombedarfsdeckung bei vollständiger Wärmebedarfsdeckung durch Wärmepumpen pro Quadratmeter Bruttogeschossfläche je nach Endenergiebedarfsszenario (unter Verwendung von Flachdächern).

Gebäudetyp	Best Case		Worst Case	
	Gesamtdeckung %	Strom-DB (inkl. Wärme) kWh/m ² BGF	Gesamtdeckung %	Strom-DB (inkl. Wärme) kWh/m ² BGF
Wohngebäude W1	134 %	20	82 %	-35
Büro B1	90 %	-7	56 %	-74
SB-Markt (Handel H1)	218 %	85	112 %	18
SB-Markt (Handel H2)	211 %	80	109 %	14
Produktion (Gewerbe G1)	-	-	75 %	-201
Lagerhalle (Gewerbe G2-h)	-	-	482 %	153

Tabelle 5: Gesamtdeckungsgrad (GDG) und Strom-Deckungsbeitrag aller Typen (Flachdach)

Anhand der Deckungsbeiträge lassen sich Stadtteile in beliebigem Mischverhältnis der Gebäudetypen auf ihre Gesamtenergiebilanz überprüfen.

Besonders energieertragreich sind die Lagerhalle (Gewerbe G2-h) und die Gebäude des Typs Handel (Supermärkte H1 & H2), die den höchsten Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs anderer Gebäude leisten können. Doch auch Wohngebäude erbringen im „Best Case“-Szenario einen positiven Beitrag zum Energie^{PLUS}Stadtteil. So können beispielsweise Wohngebäude im Verhältnis 2:1 die negative Energiebilanz eines Bürogebäudes ausgleichen.

Das Ziel einen Energie^{PLUS}-Stadtteil zu planen kann bei einem Stadtteil im Verhältnis Wohnbau 85 %, Büro 10 %, Handel 5 % der BGF unter oben genannten Voraussetzungen sogar durch alleinige Nutzung der Südflächen (Dächer und Fassaden) erreicht werden. Bei Nutzung aller sinnvollen Ertragsflächen ergibt sich eine Strombedarfsdeckung von rund 160 % bei vollständiger Wärmebedarfsdeckung durch Wärmepumpen. (Tabelle 6). Im „Worst Case“-Szenario ist eine positive Deckung des Energiebedarfs unter den gegebenen Parametern nicht möglich. Diese beträgt nur 60 % des Strombedarfs bei vollständiger Wärmebedarfsdeckung durch Wärmepumpen.

Stadtteil	Best Case	Worst Case
Misch-Verhältnis (BGF)	Strombedarfsdeckungsgrad (inkl. Wärmebedarf)	
85 % Wohnen, 10 % Büro, 5 % Handel	163 %	60 %

Tabelle 6: Strombedarfsdeckungsgrade eines gemischten Stadtteils

2.4 Energiemanagement und Netzeinbindung

2.4.1 Einleitung

2.4.1.1 Zielsetzungen und Vorgaben

In diesem Arbeitspaket werden die Herausforderungen an die Systemeinbindung von gebäudeintegrierter PV (Bedarfsdeckung, Nutzungsoptionen, Netzverträglichkeit) bei signifikanter Verbreitung auf engem Gebiet (in kleinen Netzabschnitten, Stadtteilen) analysiert.

2.4.1.2 Methodik

Die Bewertung und Analyse der Energieversorgung am Betrachtungsobjekt wird nach dem Schema in Abbildung 5 durchgeführt. Da sich die Betrachtung auf ein nicht realisiertes Projekt bezieht, werden vergleichbare, bereits vorhandene Eingangsdaten analysiert und darauf aufbauend ein Modell bzw. ein Energiekonzept erstellt.

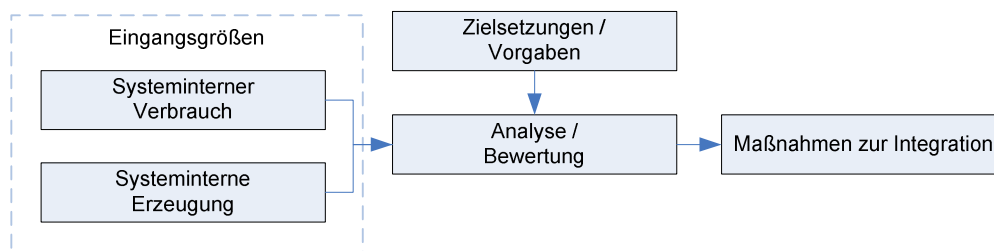


Abbildung 5: Ablaufschema zur Implementierung eines Energiemanagements

Systeminterner Verbrauch

- Recherche vorhandener Jahreslastprofile mit hoher zeitlicher Auflösung (15 Minuten, 60 Minuten), sowie einer detaillierten Analyse.
- Berechnung des *Jahreslastprofils* eines Stadtgebiets in Auflösung der recherchierten Lastprofile in Bezug auf Energiebedarf und Nutzungsaufteilung auf Basis der Gesamtnutzungsfläche. Verwendung der *gebäudespezifischen und standortspezifischen Angaben* des Betrachtungsobjekts aus den anderen Arbeitspaketen (Gesamtnutzungsfläche, spezifischer Energiebedarf pro m², Nutzungsaufteilung Gewerbe –Haushalt).

Systeminterne Erzeugung

- Recherche verschiedener Jahreserzeugungsprofile photovoltaischer Anlagen in hoher zeitlicher Auflösung (5, 15, 60 Minuten).
- Ermittlung des theoretischen Tages-, Monats-, und Jahresenergieertrag durch PV Anlagen.

Zielsetzungen / Vorgaben

- Definition der Zielsetzungen zur optimalen Netzanbindung (z. B.: Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung). Übernahme der Vorgaben für den Testentwurf aus den anderen Arbeitspaketen.

Analyse/Bewertung

- Qualitative Gegenüberstellung (Korrelationsanalysen) der *zeitlichen elektrischen Verbrauchs- und Erzeugungsprofile* zur *Potentialabschätzung* zur Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung.
- Quantitative Untersuchung *einzelner Lastkurven* mit *passenden Erzeugungskurven* zur Ermittlung spezifischer elektrischer Kennzahlen wie Eigendeckungsgrad, Gesamtdeckungsgrad, Direktnutzung, bezogen auf das Betrachtungsobjekt.
- Entwicklung verschiedener Szenarien zur Entwicklungen des Energiebedarfs (Steigerung der Energieeffizienz, Verbrauchsreduktion) und sich verändernder Erzeugungstechnologien (Wirkungsgradsteigerung von PV).
- Untersuchung der *Netzeinbindung* von Erzeuger und Verbraucher, sowie der Beschreibung von Möglichkeiten zur Verbesserung der Netzintegration.
- Konzept eines Verteilnetzes für die Anbindung des Betrachtungsobjekts. Simulation mit den ermittelten (nutzungsabhängigen) Gebäudeprofilen zur Bestimmung der Auswirkungen auf das Verteilnetz.

Maßnahmen

- Untersuchung einer optimalen Mischung, von Erzeugungs- bzw. Bedarfsprofilen zur Steigerung der Eigenbedarfsdeckung.
- Untersuchung/Bewertung verschiedener *Anreizsysteme* zur Anpassung der Lastkurven an die Erzeugungskurven (*organisatorische Möglichkeiten*).
- Untersuchung von *technischen Möglichkeiten* zur Verschiebung von Lasten.
- Untersuchung der elektrischen *Speicherung* von Energie zur Erhöhung der Korrelation von Bedarf und Erzeugung.

2.4.2 Analyse des Bedarfs

2.4.2.1 Einleitung

Elektrische Lastprofile: Der Tagesverlauf des elektrischen Energieverbrauchs hängt von den jahreszeitlichen Einflüssen, den wöchentlichen Zyklus, sowie den standortspezifischen Einflussfaktoren ab [Hartig01]:

- Nutzung des Gebäudes
- Klimatische Einflüsse
- Regionale Einflüsse
- Wochentag (Arbeitstag und Wochenende)
- Sommer, Winter und Übergangszeit

Synthetische Lastprofile werden von Netzbetreibern und Energieversorgern eingesetzt um den Lastgang von Verbrauchern abzuschätzen. Dieses Profil ergibt sich aus dem realen Verbrauch vieler kleiner Lasten und ist für größere Gebiete eine gute Annäherung. Der tatsächliche Lastgang eines einzelnen Verbrauchers weicht im Allgemeinen davon ab.

Skalierung von Lastprofilen auf die benötigte Größenordnung. Es wird aus einzelnen Profilen, die für den gesamten Elektrizitätsbedarf des Landes bekannt sind, auf die benötigte Größenordnung skaliert. Der entstehende Fehler durch Abweichung von realen Profilen wächst je kleiner die betrachtete Einheit des Verbrauchers / Erzeugers ist. So wird für einzelne Wärmepumpen die Abweichung größer sein als für die Betrachtung auf Ebene eines Stadtteils.

Zusammengesetzte Lastprofile werden je nach der Aufteilung der Nutzungen eines Gebäudes oder Stadtteils von synthetischen Profilen, die einer einzelnen Nutzung zugeordnet sind, zusammengesetzt. Hierzu werden die $\frac{1}{4}$ Stundenwerte, je nach prozentuellem Anteil an der jährlichen Gesamtenergie addiert.

Zeitbasis der Zeitreihen ist je nach Quelle unterschiedlich. Die mitteleuropäische Zeit (MEZ: GMT+1) und Mitteleuropäische Sommerzeit (MESZ bzw. CEST) bezeichnen jeweils die Normalzeit (Winterzeit) und die Sommerzeitregelung (GMT+2). Für 2009 werden die Uhren um 1 Stunde am letzten Sonntag im März vorgestellt und am letzten Sonntag im Oktober wieder zurückgestellt. Möchte man Zeitreihen miteinander vergleichen, dann treten Unstetigkeitsstellen zu diesen Zeitpunkten auf. Rechnet man alle Zeitreihen auf eine gemeinsame Basis (z.B.: GMT) dann tritt trotzdem eine Änderung der Lastprofile aufgrund des Benutzerverhaltens auf (früher aufstehen, später aufstehen).

Elektrischer Endenergiebedarf ist die Energiemenge aller elektrischen Verbraucher einschließlich des elektrisch erwärmten Brauchwassers sowie der Verluste der Anlagentechnik.

2.4.2.2 Elektrischer Energiebedarf

Bürogebäude

Abbildung 6 zeigt den Strombedarf von Bürobauten in kWh pro m² und Jahr¹. Verschiedene Bauordnungen und Effizienzrichtlinien sind gegenübergestellt. Der Bereich zwischen *Ziel-Mindest*(-anforderung) und *Worst-Case* Szenario ist breit gestreut.

Folgende Richtlinien wurden verglichen: Solarbau, Oberösterreichischer Energiesparverband, KlimaAktiv und EnBau. Diesen Empfehlungen gegenübergestellt sind Studien von existierenden Gebäuden der Wirtschaftskammer Österreich (WKO) und eine Studie von der ETH Zürich.

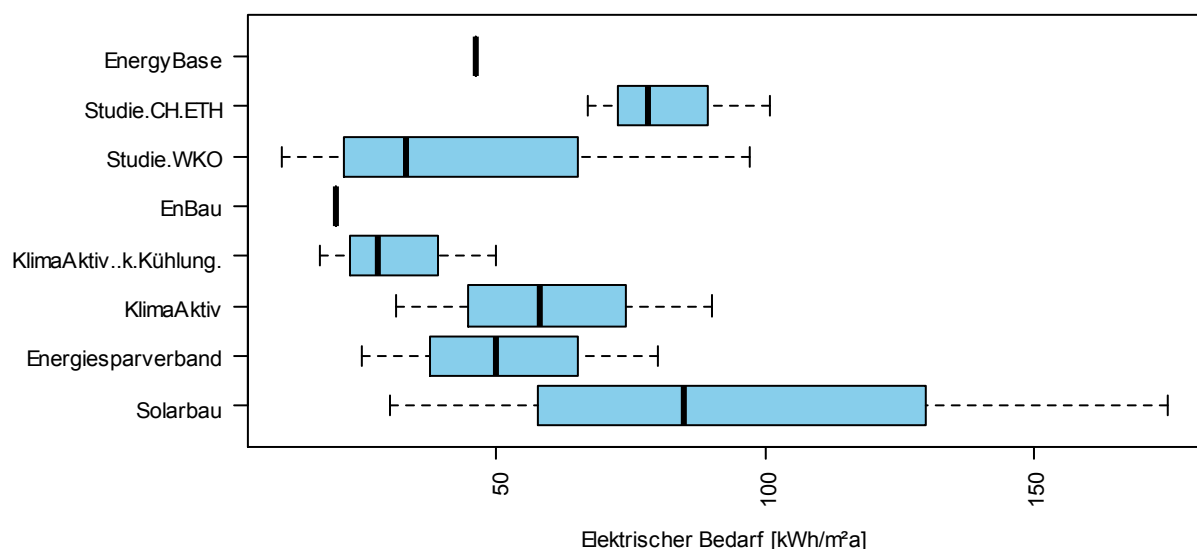


Abbildung 6: Elektrischer Energiebedarf Büro

Kennzahlen für den Testentwurf Aspern

In Kapitel 2.8 finden sich die Zahlenwerte, die für die Berechnungen des Strombedarfs für den geplanten Stadtteil Aspern verwendet werden.

In Abstimmung mit dem Projekt NACHAspern [Pol10] wurden diese Endenergiebedarfs-Kennzahlen übernommen. Diese sind Inhalt der Ausschreibung für die erste Bauphase im Stadtentwicklungsgebiet Aspern und basieren auf den Richtlinien des Österreichischen Institut für Bauphysik (OIB) und den Richtlinien Solar:Bau Deutschland [EnOB10].

2.4.2.3 Synthetische Lastkurven

Büro - Gewerbe werktags 8-18 (G1)

Der typische Verbrauch liegt Werktags zwischen 8:00 und 18:00 und mit nur geringem Verbrauch an den Wochenenden. Dies sind z.B.: Büros, Arzt- und Anwaltspraxen, Schulen, Kindergärten und Tagesstätten, Bankfilialen, Werkstätten, Druckereien, Verwaltungseinrichtungen, etc.

¹ Die Darstellung als boxplot (box-andwhisker-diagram) wird verwendet um den kleinsten und größten Wert, das obere und untere Quartil, und den Medianwert darzustellen. Die Streuung und die Schiefe der Verteilung lassen sich hiermit veranschaulichen.

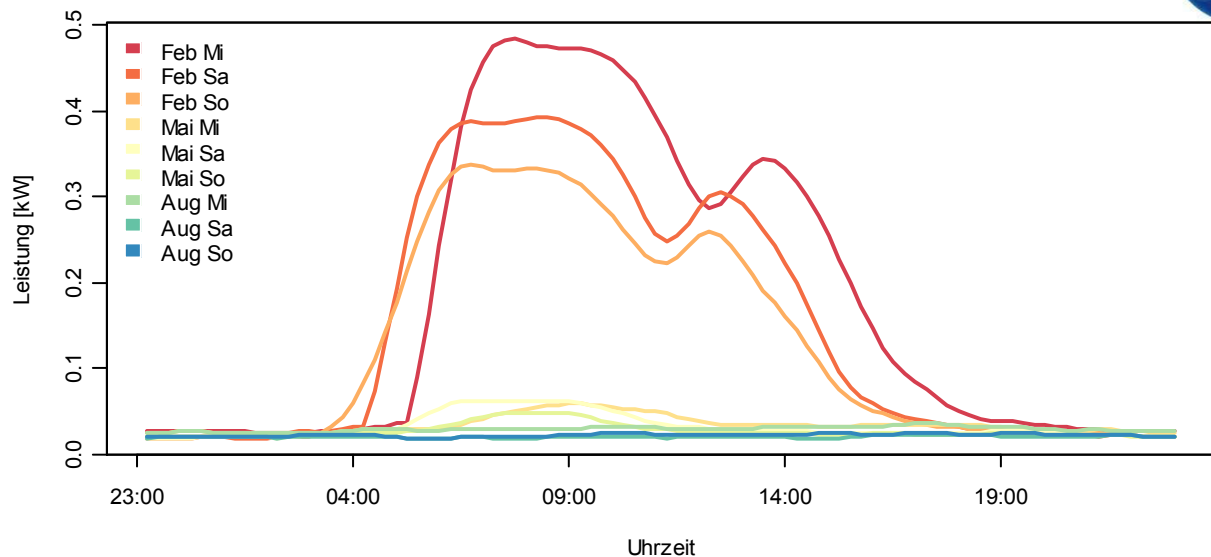


Abbildung 7: VDEW Lastprofil G1 - Gewerbe werktags 8-18

Haushalt (H0)

Das Haushaltsprofil weist typische Ausprägungen zu den Mittagsstunden (Kochen) und den Abendstunden auf. Elektrische Speicherheizungen oder Wärmepumpen sind nicht eingeschlossen.

2.4.2.4 Diskussion der Datenbasis

Haushalt – Messung

Abbildung 8 a) zeigt einen gemessenen typischen Tagesverlauf im November und b) die Gegenüberstellung mit dem synthetischen Profil für Haushalt (H0). Die Abbildung 8 b) zeigt eine Kreuzkorrelation² zwischen den beiden dargestellten Profilen.

Die lokalen Lastgänge einzelner Haushalte stimmen nur unzureichend mit den standardisierten Lastprofilen überein. Ab einer Anzahl von über 150 Haushalten ist eine Übereinstimmung mit dem standardisierten Lastprofil gegeben.

Gewerbe - Messung

Abbildung 9 zeigt das gemessene Lastprofil eines Gewerbebetriebs (Handel, Vertrieb) in Wien. Dargestellt ist eine Woche im September, beginnend mit Montag bis einschließlich Sonntag (15 Minuten Leistungsmittelwerte - Summe über alle drei Phasen).

²Die Kreuzkorrelation beschreibt die Korrelation zweier Signale bei unterschiedlicher Zeitverschiebung. Der Korrelationskoeffizient liegt zwischen -1 und +1 gleichbedeutend mit stark negativer Korrelation und stark positiver Korrelation.

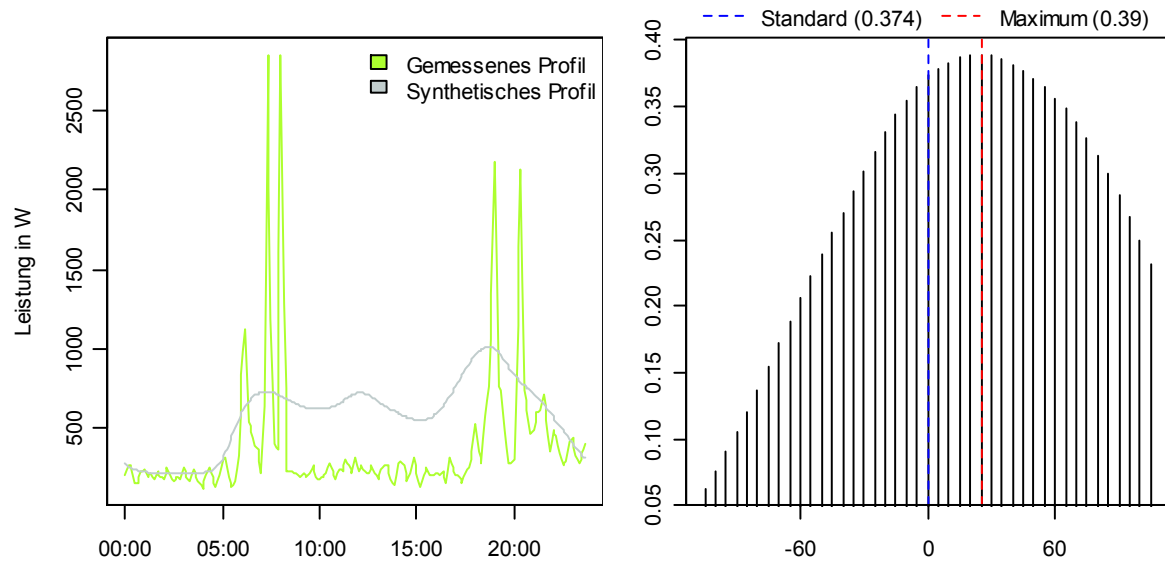


Abbildung 8 a: Gegenüberstellung gemessenes und synthetisches Lastprofil, b: Kreuzkorrelation der beiden Lastprofile

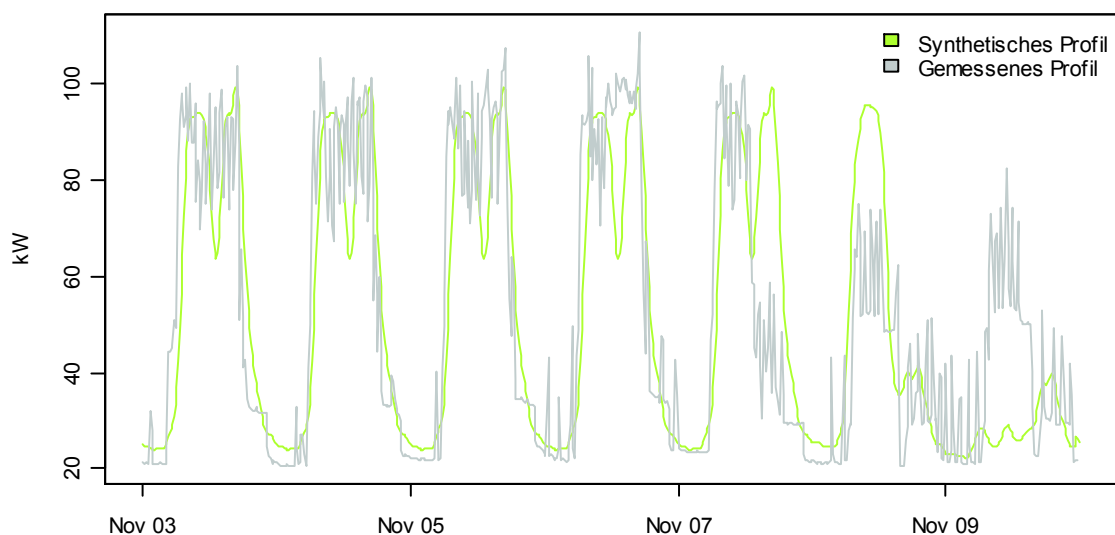


Abbildung 9: Leistungsmonitoring in einem Gewerbebetrieb in Wien im September und synthetisches Lastprofil

2.4.3 Charakteristik der photovoltaischen Stromerzeugung

Die Stromerzeugung durch Photovoltaik wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst, die bei der Ertragsberechnung und der zeitlichen Ertragscharakterisierung beachtet werden müssen. Zum Teil sind dies Faktoren, die von der Implementierung der Technologie abhängig sind. Dazu zählen unter anderem der *Wirkungsgrad*, die *Ausrichtung der Anlage* und mögliche *Verschattungen*. Zusätzlich spielen standortabhängige Faktoren wie *Wetter*, *Klima* und *Einstrahlungswinkel der Sonne* eine signifikante Rolle. Während die technologischen Aspekte an dieser Stelle nicht oder nur kurz diskutiert werden, liegt der Fokus auf der Beschreibung jener Einflüsse, welche auf den Ertrag im zeitlichen Verlauf einwirken.

Als eine adäquate Datenquelle hat sich in diesem Kontext die Wetterdatenbank des „Atmospheric Science Data Center“, einem Service der NASA [Nasa10], in Verbindung mit dem

Programm „HOMER [Homer10] herausgestellt. Mit diesen Komponenten ist es möglich, Jahreserzeugungsprofile für verschiedene Anlagenausrichtungen in Stundenaufösung zu erzeugen. Dabei handelt es sich um gemittelte Wetterdaten einer Satellitenaufzeichnung der letzten 22 Jahre.

2.4.3.1 Ausrichtung der PV Anlage

In Abhängigkeit der Ausrichtung verändern sich der jährliche Energieertrag sowie das charakteristische Ertragsprofil. Die optimale Ausrichtung in Bezug auf den Jahresertrag bewegt sich von etwa 28° bis 32° Neigungswinkel und einer Ausrichtung nach Süden. Abbildung 10 zeigt den Energieertrag für die vier Himmelsrichtungen für den Standort Wien.

Neben dem Jahresertrag ist die Ausrichtung auch für den charakteristischen Tagesverlauf und Jahresverlauf des Ertrages von Bedeutung. Im Sinne einer möglichst hohen Deckung des Eigenverbrauchs durch die PV-Erzeugung und der damit verbundenen Anpassung der Erzeugungskurve an die Bedarfskurve, kann durch eine Veränderung der Ausrichtung die Eigendeckung beeinflusst werden.

Das charakteristische Tagesprofil von PV-Anlagen bei verschiedenen Ausrichtungen und der resultierende Jahresertrag sind in Abbildung 10 dargestellt.

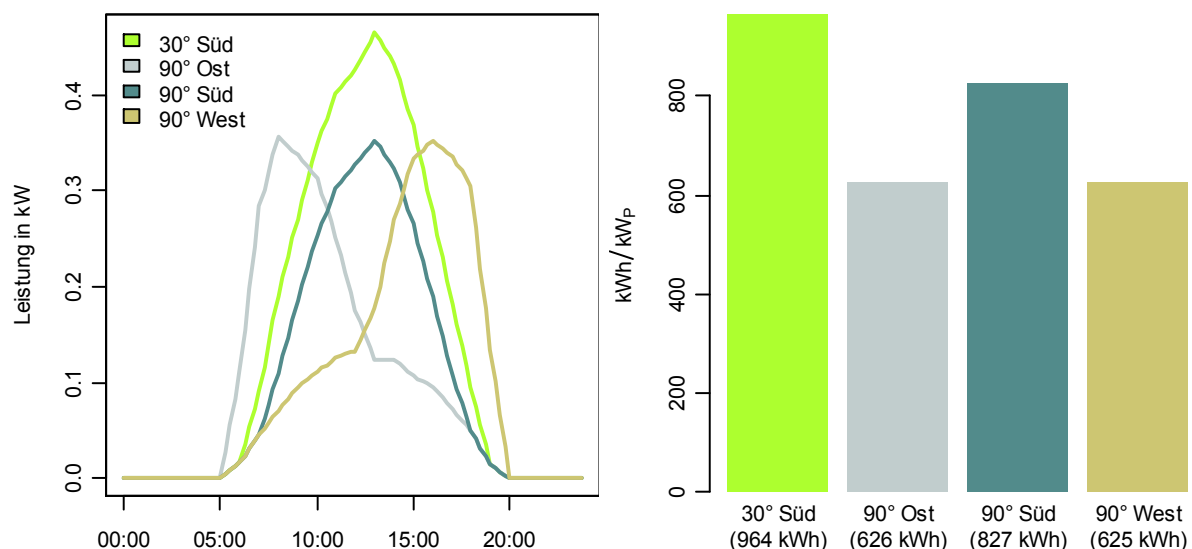


Abbildung 10 a) Tagesprofil und b) Jahresertrag von PV - Anlagen bei verschiedenen Ausrichtungen

2.4.3.2 Standort

Der Standort impliziert Wetter, Klima, Einstrahlungswinkel der Sonne und somit den Ertrag, einer PV - Anlage. Neben dem Jahresertrag leitet sich das saisonale Ertragsprofil aufgrund des jahreszeitlichen Einstrahlungswinkels ab. Um diesen Aspekt zu verdeutlichen, ist der Jahresverlauf für PV-Anlagen mit unterschiedlichen Ausrichtungen in Abbildung 11 dargestellt. Die Ausrichtung der PV-Anlage hat einen entscheidenden Einfluss auf den zeitlichen Jahresverlauf.

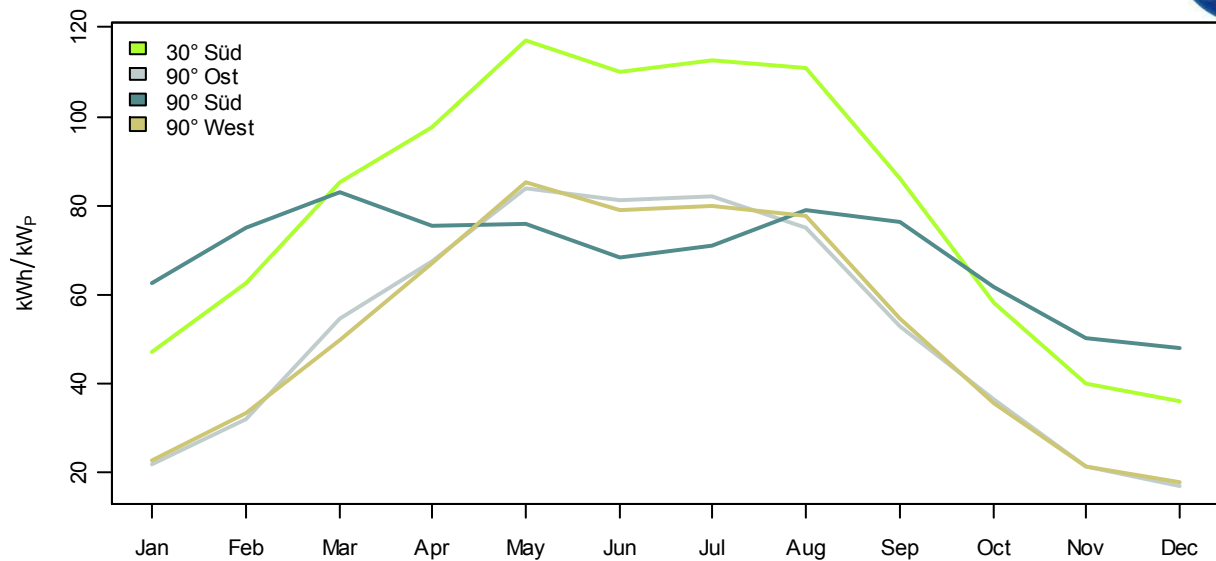


Abbildung 11: Saisonaler Ertragsverlauf verschiedener PV-Anlagen mit unterschiedlichen Ausrichtungen

2.4.3.3 Stochastik der Erzeugung

Abbildung 12 zeigt eine typische Messung der Einstrahlungsdaten für eine Woche. Deutlich zu erkennen sind meteorologische Einflüsse wie Wolkendecken oder Hochnebel. Aus dieser Darstellung ist einerseits der Unterschied des Ertrags der PV-Erzeugung zwischen den Tagen ersichtlich, andererseits ist auch der fluktuierende Charakter innerhalb eines Tages erkennbar. Dies erschwert präzise Vorhersagen des Ertrages erheblich. Aus diesem Grund wird in weiterer Folge mit Bereichen des möglichen Ertrags gerechnet.

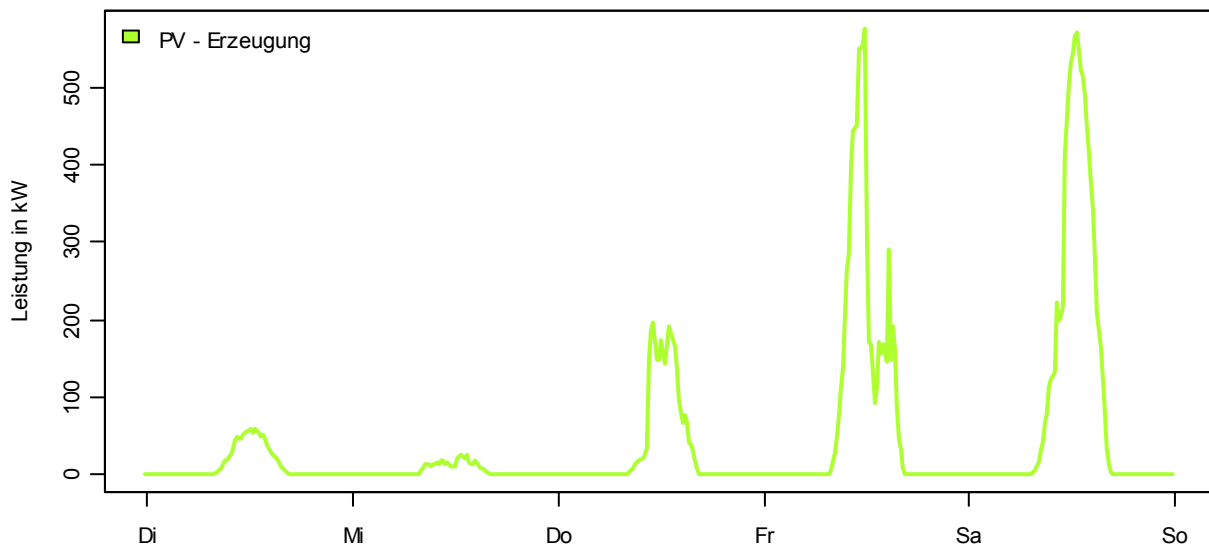


Abbildung 12: Ertrag einer PV-Anlage über eine Woche

Um einen aussagekräftigen Ertragsbereich festlegen zu können, wurde das Ertragsprofil verschiedener Monate untersucht. Dazu wurden sämtliche Tage des betreffenden Monats übereinander gelegt und das Maximum bzw. Minimum des jeweiligen Zeitpunktes gewählt. Verglichen wurden diese Werte mit dem Verlauf des Tages mit dem höchsten und geringsten Ertrag, um die Aussagekraft der Maximal- und Minimalwerte zu überprüfen. Das Ertragsmit-

tel des jeweiligen Zeitpunktes wurde bestimmt und als statistische Größe in die weitere Berechnung aufgenommen³.

2.4.4 Deckungsgradanalyse – qualitative Betrachtung

Setzt man die in Kapitel 2.4.2 diskutierten Lastprofile und in Kapitel 2.4.3 diskutierten Erzeugungsprofile miteinander in Beziehung, so lassen sich grobe Abschätzungen über Eigenbedarfsdeckung und Direktnutzung daraus ableiten. Durch eine Kreuzkorrelationsanalyse⁴ lässt sich eine erste qualitative Einschätzung über das Verhältnis von Erzeugung und Bedarf durchführen.

Je höher die Korrelation zwischen Erzeugung und Bedarf, desto eher lässt sich der Bedarf direkt aus der PV-Erzeugung decken. In den folgenden Kapiteln wird eine solche Korrelationsanalyse für die genannten Lastprofile mit einem PV-Profil mit 30° Südneigung, durchgeführt.

2.4.4.1 Korrelation Haushalt – Photovoltaik

Anhand der Charakteristik eines PV-Tagesprofils und dem Haushaltsprofil beider Kurven kann man erkennen, dass in Zeiten hoher Erzeugung der Bedarf im Haushalt abnimmt. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass Haushalte einen Bedarf in den Abendstunden haben, wo die PV-Anlage keinen Strom erzeugt. Durch Verschiebung von Erzeugung oder Bedarf, wird die Korrelation der Profile kaum erhöht. Um die Deckung zu erhöhen, muss die qualitative Form des Haushaltsprofils an die der PV-Erzeugung – und umgekehrt – angenähert werden. Die Korrelation zwischen Bedarf und Erzeugung im Tagesverlauf ist von der Korrelation im saisonalen Verlauf zu unterscheiden. Um dies zu verdeutlichen wurde eine Kreuzkorrelation in Auflösung eines Monats durchgeführt. Das Haushaltsprofil korreliert dabei annähernd gut mit verschiedenen Erzeugungsprofilen. Lediglich das Erzeugungsprofil mit 90° Neigung und einer Ausrichtung nach Westen weist über dem gesamten Jahresverlauf eine etwas geringere Korrelation auf. Die Korrelation steigt im Sommer auf ein Maximum von etwa 0,45 an und sinkt im Winter auf ein durchschnittliches Minimum von 0,2. Bei einer Korrelation von 0,45 spricht man bereits von einer mittleren Korrelation.

2.4.4.2 Korrelation Büro - Photovoltaik

Das Büroprofil hat eine der PV-Erzeugung ähnliche Verlaufscharakteristik, ist jedoch zeitlich zur Erzeugung verschoben (Abbildung 13). Durch eine zeitliche Verschiebung kann eine signifikante Erhöhung der Korrelation erreicht werden. Diese liegt im Schnitt höher, als die eines Haushaltsprofils.

⁴Das Ergebnis einer solchen Kreuzkorrelation ist eine Kennzahl, die sich im Bereich von -1 bis 1 bewegt und Auskunft darüber gibt, wie stark die Kurven miteinander übereinstimmen. -1 bedeutet dabei, dass die beiden betrachteten Kurven einen exakt gegenläufigen Verlauf aufweisen. Bei einer Korrelation von 1 weisen die beiden untersuchten einen exakt gleichen Verlauf auf.

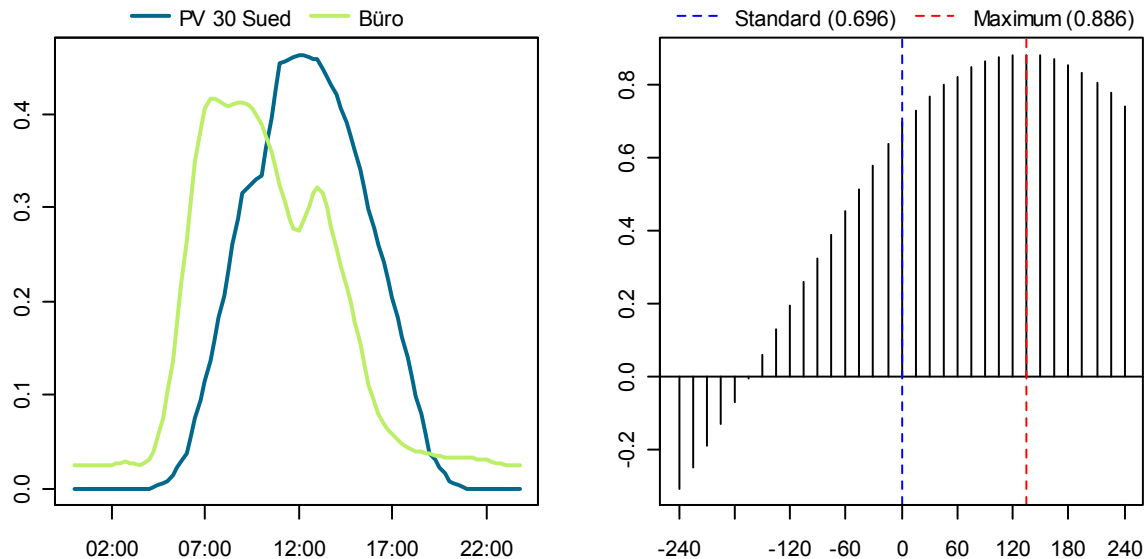


Abbildung 13: tägliche Korrelation zwischen Büro und PV und mögliche Verbesserungen durch eine zeitliche Verschiebung

Betrachtet man die Korrelation für verschiedene Erzeugungsprofile in Monatsauflösung, so wird ein maximaler Korrelationsverlauf bei einem Erzeugungsprofil mit 90° Ostausrichtung (Fassade) sichtbar. Dieses hat Maxima im Sommer, wobei der Unterschied zwischen den Jahreszeiten deutlich geringer ausfällt, als gegenüber dem Haushaltsprofil.

Die nach Osten geneigte Fassadenfläche hat aufgrund ihres spezifischen Verlaufes (Abbildung 10) eine höhere Korrelation mit dem Bedarfsprofil eines Büros. Aufgrund der Änderung der Ausrichtung von Süden nach Osten wird das Erzeugungsprofil in Richtung des Bedarfsprofils verschoben. Dies entspricht einer zeitlichen Verschiebung des Erzeugungsprofils wie aus der Korrelationsanalyse der Abbildung 13 hervorgeht.

Dem gegenläufig ist eine 90° geneigte westausgerichtete PV-Anlage. Dies korreliert aufgrund des Ertragsprofils kaum mit dem Bedarfsprofil.

2.4.4.3 Korrelation Geschäft – Photovoltaik

Ebenfalls wird durch eine zeitliche Verschiebung der beiden Profile zueinander die Korrelation wenig erhöht. Um eine bessere Deckung der beiden Profile zu erreichen, müssen die Kurvenformen aneinander angepasst werden. Die Betrachtung der Korrelation in Monatsauflösung zeigt ein ähnliches Bild wie bei dem untersuchten Haushaltsprofil. Die Korrelation mit dem nach Westen ausgerichteten Profil ist noch schwächer, es gibt hier kaum eine Korrelation. Die anderen Profile weisen eine höhere Korrelation, jedoch mit großen saisonalen Schwankungen auf.

Aus den oben besprochenen Analysen lassen sich folgende Ergebnisse in Bezug auf das Verhältnis zwischen Erzeugung und Bedarf nennen:

- Die Korrelation ist im Sommer in der Regel höher als im Winter. Dies weist auch auf einen höheren Deckungsgrad im Sommer hin.
- Die Ausrichtung der PV-Anlage kann eine Rolle spielen.

- Die Korrelation im Verlauf eines Tages ist in der Regel höher als die Korrelation über größere Zeiträume.

2.4.5 Deckungsgradanalyse – Testentwurf Aspern

Die in Kapitel 2.4.4 diskutierte Deckungsgradanalyse gibt eine erste grobe Abschätzung darüber, wie das Verhältnis von verschiedenen Bedarfsprofilen mit einer photovoltaischen Erzeugung korreliert. Eine quantitative Aussage kann mithilfe dieser Methode jedoch nicht getroffen werden. Eine detaillierte Analyse eines real geplanten Stadtteils wurde daher durchgeführt. Der analysierte Stadtteil bezieht sich dabei auf ein Teilgebiet des Stadtentwicklungsgebietes Aspern (Kapitel 2.8).

Analysiert wurden zwei städtebauliche Entwürfe. Der erste Entwurf (Entwurf TOVATT) bezieht sich auf den im Masterplan für Aspern festgelegten Bebauungsplan. Ein weiterer Entwurf (Entwurf POS), mit strikter Auslegung auf einen möglichst hohen Anteil an gebäudeintegrierter Photovoltaik wurde vom Projektteam erarbeitet um zu zeigen, welche Erträge bzw. Deckungsgrade jeweils möglich sind.

In einem ersten Schritt werden die zusammengefassten Ergebnisse beider Berechnungen dargestellt und miteinander verglichen. In einem nächsten Schritt wird für den Entwurf POS eine detaillierte Auswertung der Ergebnisse im zeitlichen Verlauf durchgeführt, netzspezifische Aspekte behandelt und eine Speicheranalyse durchgeführt.

2.4.5.1 Methodik der Berechnung

Die Berechnung von Bedarf und Erzeugung, sowie daraus resultierenden Kenngrößen:

Es wird für jeden Bauteil im Zielgebiet der Bedarf und die gebäudeintegrierte Erzeugung bestimmt und daraus ein Summenprofil generiert, aus dem sich Kennzahlen für den gesamten Stadtteil ableiten lassen. Eine detaillierte Beschreibung der Berechnung wird im Folgenden dargestellt.

Berechnung des Bedarfs

Basierend auf den Eingangskenndaten kann über die Baufeldfläche und die Geschoßflächenzahl die Bruttogeschoßfläche (BGF) errechnet werden (Abbildung 14). Durch die Erweiterung der BGF mit Energiekennzahlen für die jeweilige Nutzung (Büro, Haushalt, Geschäft, etc...) entstehen folgende Szenarien (Tabelle 9: Anlagenspezifikationen

bzw. [Pol10]):

Zielszenario (minimaler Endenergiebedarf),

Mindestszenario (durchschnittlicher Endenergiebedarf) und

Worst-Case Szenario (hoher Endenergiebedarf)

Wenn nicht explizit angegeben, wird immer das durchschnittliche Bedarfs- und Ertragsszenario für die einzelnen Betrachtungen verwendet.

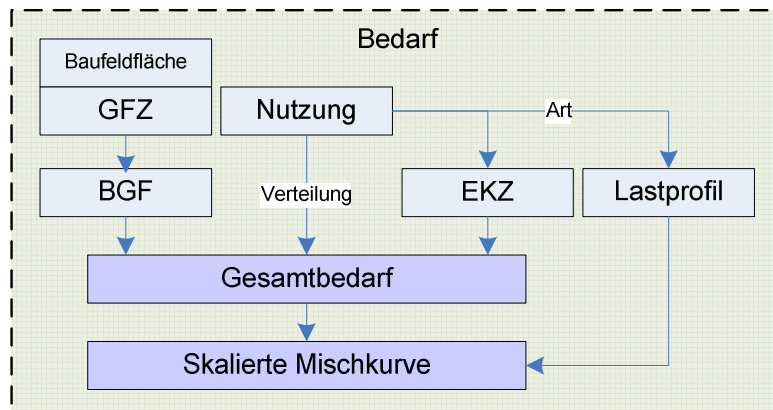


Abbildung 14: Aufbauschema Bedarfsbestimmung

Das Ergebnis dieser Berechnung liefert den geschätzten Gesamtjahresverbrauch. Anhand des angenommenen Nutzungsanteils im Gebäude können die synthetischen Lastprofile auf den Jahresverbrauch skaliert werden. Somit erhält man ein gemischtes Gesamtprofil für das jeweilige Gebäude.

Aufgrund der Bruttogeschossfläche kann mithilfe der Energiekennzahlen der Jahresbedarf an elektrischer Energie berechnet werden. Je nach Nutzung des Gebäudes werden die verschiedenen Lastprofile überlagert und das resultierende Profil auf den Jahresbedarf des Gebäudes skaliert.

Berechnung der Erzeugung

Die Annahmen über die Effizienz der PV-Module und den Jahresertrag (Volllaststunden) liefern gemeinsam mit der Annahme der nutzbaren Dachfläche die maximal mögliche Größe der PV Anlage (kWp).

Für die geographische Lage des Stadtentwicklungsgebiets Aspern wurden unter Berücksichtigung historischer meteorologischer Einstrahlungsdaten verschieden ausgerichtete PV Anlagen berechnet und auf 1 kWp genormt. Das Profil wird für die weiteren Berechnungen auf die Größe der Gebäudeanlage skaliert.

Analog kann mit der verfügbaren Fassadenfläche die maximale Erzeugung der PV-Anlage berechnet, und die Basiserzeugungsprofile dementsprechend skaliert werden.

Das detaillierte Berechnungsschema ist in Abbildung 15 dargestellt.

Aus dem Bedarfs- und Erzeugungsprofil eines Gebäudes werden im Sinne einer umfassenden Bewertung des solaren Deckungsgrad folgende Kenngrößen abgeleitet:

Solarer Deckungsgrad (Gesamtdeckung) ist definiert durch das Verhältnis des gesamten PV Ertrags bezogen auf den gesamten Verbrauch. Die Gleichzeitigkeit von Bedarf und Erzeugung wird nicht bewertet (z.B.: Nacht), deshalb ist diese Kenngröße nur im Zusammenhang mit einer Netzkopplung zu betrachten.

$$f_s = \frac{E_{pb}}{E_v}$$

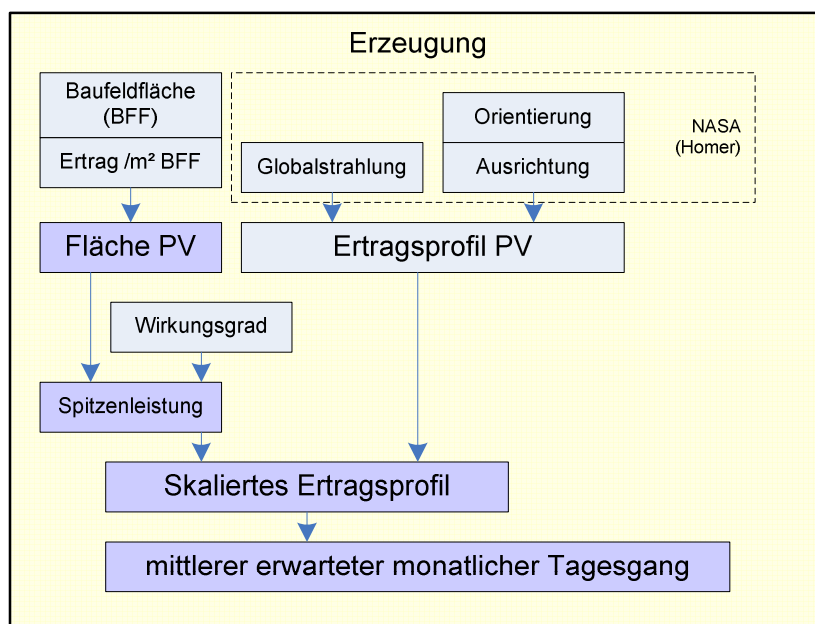


Abbildung 15: Aufbauschema Erzeugungskonzzept

Eigendeckungsgrad ist jener Teil des elektrischen Bedarfs der effektiv unter Beachtung des zeitlichen Auftretens von Erzeugung und Bedarf durch die Photovoltaik gedeckt werden kann.

$$f_{\text{eigen}} = \frac{E_{\text{direkt}}}{E_{\text{Bedarf}}}$$

Direktnutzungsgrad definiert sich als der Anteil der Energieerzeugung der direkt, also sofort genutzt werden kann. Ist der Verbrauch höher, dann wird nur die aktuelle PV Erzeugung genutzt, der restliche Anteil wird vom öffentlichen Netz bezogen. Ist die Erzeugung höher als der Verbrauch dann kann nur der maximale Verbrauch direkt genutzt werden, der Überschuss wird ins Netz eingespeist. Der Direktnutzungsgrad stellt ebenfalls das Verhältnis zwischen Gesamtdeckung und Eigendeckung dar.

$$f_{\text{direkt}} = \frac{E_{\text{direkt}}}{E_{\text{pv}}} \text{ bzw. } f_{\text{direkt}} = \frac{f_{\text{eigen}}}{f_s}$$

2.4.5.2 Parameter der Berechnungen

Zur elektrischen Analyse und Bewertung des Zielgebietes wurde ein Parameterkatalog mit den wichtigsten Annahmen und Kenngrößen erarbeitet. Eine Übersicht und Zusammenfassung dieser Eingangsparameter ist in Tabelle 7 – Tabelle 9: Anlagenspezifikationen

gegeben.

Bedarf	Wohnbau	Bürobau ohne Kühlung	Bürobau mit Kühlung/Geschäft
Ziel (min)	25	28	31
Mindest (base)	40	51	58
Worst Case (max)	65	80	90

Tabelle 7: Spezifischer elektrischer Jahresbedarf [kWh/m²a]

Niedriger Wirkungsgrad	10
Durchschnittlicher Wirkungsgrad	14
Hoher Wirkungsgrad	18

Tabelle 8: Modulwirkungsgrad PV [%]

Systemverluste	25 %
Performance Ratio = 100-Systemverluste	75 %
Globalstrahlung jährlich bei 30° Neigung	1300 kWh/m ²

Tabelle 9: Anlagenspezifikationen

Variante	Städtebaulicher Entwurf	Bedarfsszenario	PV - Modulwirkungsgrad	von PV genutzte Flächen
1	TOVATT	Mindestszenario (durchschnittl. Bedarf)	14 % (durchschnittl. Wirkungsgrad)	ca. 60 % Dachfläche (Rest begrünt)
2	POS	Mindestszenario (durchschnittl. Bedarf)	14 % (durchschnittl. Wirkungsgrad)	Wie Var. 1 plus Fassadenteile mit Wirkungsgrad > 75 %

Tabelle 10 Berechnungsszenarien

2.4.5.3 Übersicht

Um eine Gesamtbewertung des untersuchten Stadtteils zu ermöglichen wurden alle einzelnen Baukörper auf deren elektrischen Energiebedarf und gebäudeintegrierten Erzeugung durch Photovoltaik untersucht. Für jedes Gebäude wurden die Gesamtdeckung, die Eigendeckung und die Direktnutzung angegeben um eine erste Übersicht zu geben. Die Analyse hinsichtlich der möglichen Deckungsgrade wurde für zwei städtebauliche Entwürfe durchgeführt (Tabelle 9: Anlagenspezifikationen

). Die Ergebnisse der Untersuchung ist in der Tabelle 11 für den Entwurf POS und in Tabelle 11: elektrische Charakterisierung einzelner Bauteile und Baugruppen POS - Entwurf

für den Entwurf TOVATT aufgelistet.

Gebäude	Bedarf [MWh]	Erzeugung [MWh]	Gesamtdeckung [%]	Eigendeckung [%]	Direktnutzung [%]
J1	209,4	73,2	34,9	29,3	83,7
J2	1282,2	511,9	39,9	31,5	78,8
J3	730,8	380,7	52,1	35,3	67,8
J4	401,6	209,2	52,1	35,3	67,8
J5	540,6	281,6	52,1	35,3	67,8
J6	1691,2	440,5	26,0	20,5	78,5

J7	254,0	118,3	46,6	34,0	72,9
J8	677,5	302,9	44,7	33,3	74,5
J9	594,1	255,4	43,0	32,7	76,0
J10	1075,3	560,1	52,1	35,3	67,8
J11	1173,1	611,1	52,1	35,3	67,8
J12	1197,7	623,9	52,1	35,3	67,8
J13	1413,7	593,9	42,0	30,2	71,9

Tabelle 11: elektrische Charakterisierung einzelner Bauteile und Baugruppen POS - Entwurf

Gebäude	Bedarf [MWh]	Erzeugung [MWh]	Gesamtdeckung [%]	Eigendeckung [%]	Direktnutzung [%]
J1	209,4	54,6	26,1	24,2	92,8
J2	1282,2	381,9	29,8	26,5	89,0
J3	730,8	210,5	28,8	22,4	77,7
J4	401,6	115,7	28,8	22,4	77,7
J5	540,6	155,7	28,8	22,4	77,7
J6	1691,2	243,6	14,4	12,3	85,7
J7	254,0	88,3	34,7	29,1	83,8
J8	677,5	226,0	33,4	28,4	85,3
J9	594,1	190,6	32,1	27,8	86,6
J10	1075,3	309,8	28,8	22,4	77,7
J11	1173,1	338,0	28,8	22,4	77,7
J12	1197,7	345,1	28,8	22,4	77,7
J13	1413,7	328,5	23,2	18,6	80,1

Tabelle 12: elektrische Charakterisierung einzelner Bauteile und Baugruppen TOVATT - Entwurf

Ein Vergleich zwischen den beiden berechneten Szenarien wurde durchgeführt (Abbildung 16). Die Unterschiede der beiden städtebaulichen Entwürfe sind in Kapitel 2.8 näher beschrieben. Aus der Gegenüberstellung ist erkennbar, dass die Erträge des POS Entwurfes in etwa um 40 % höher liegen, als die des TOVATT-Entwurfes. Dies ist auf die konsequente Nutzung von PV ausgerichtete Gebäude zurückzuführen (Kapitel 2.8).

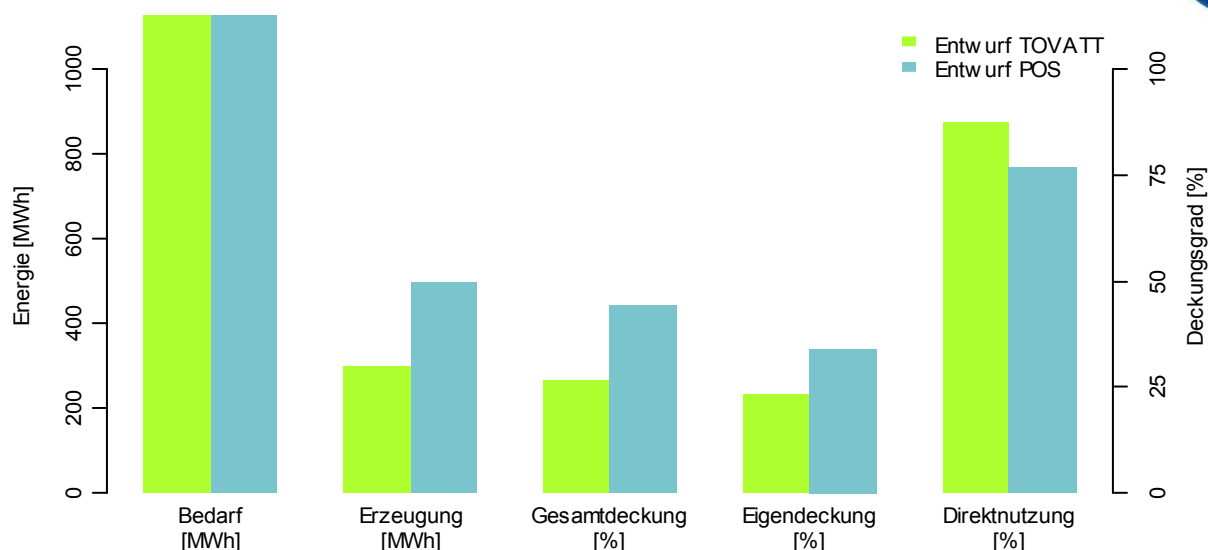


Abbildung 16: Vergleich der Ergebnisse beider Berechnungsszenarien (mittleres Ertragsszenario – Zielszenario (mittlerer Bedarf))

Eine Übersicht der Gesamt- und Eigendeckung über alle möglichen Szenarien ist Tabelle 13: Gesamtdeckungsgrad verschiedene Szenarien Entwurf POS [%]

-

angeführt.

		Modulwirkungsgrad		
		nieder	mittel	hoch
Bedarfs-szenario	Mindest	55,38 %	77,53 %	99,68 %
	Ziel	31,53 %	44,15 %	56,76 %
	Worst-Case	19,9 %	27,88 %	35,84 %

Tabelle 13: Gesamtdeckungsgrad verschiedene Szenarien Entwurf POS [%]

		Modulwirkungsgrad		
		Nieder	Mittel	Hoch
Bedarfs-szenario	Mindest	39,1 %	46,69 %	51,97 %
	Ziel	26,62 %	33,89 %	39,63 %
	Worst-Case	18,29 %	24,20 %	29,34 %

Tabelle 14: Eigendeckungsgrad verschiedene Szenarien Entwurf POS [%]

	Modulwirkungsgrad
--	-------------------

		Nieder	mittel	Hoch
Bedarfs-szenario	Mindest	33,35 %	46,68 %	60,02 %
	Ziel	18,99 %	26,58 %	34,18 %
	Worst-Case	11,99 %	16,78 %	21,58 %

Tabelle 15 Gesamtdeckungsgrad verschiedene Szenarien Entwurf TOVATT [%]

		Modulwirkungsgrad		
		nieder	Mittel	Hoch
Bedarfs-szenario	Mindest	27,99 %	35,39 %	41,11 %
	Ziel	17,50 %	23,24 %	28,33 %
	Worst-Case	11,69 %	15,77 %	19,55 %

Tabelle 16: Eigendeckungsgrad verschiedene Szenarien Entwurf TOVATT

2.4.5.4 Bedarfsanalyse & Erzeugungsanalyse

Im gesamten Stadtteil ist eine Aufteilung der Nutzung von etwa einem Drittel Haushalt und zwei Dritteln Büro gegeben. Dies hat zur Folge, dass das spezifische Lastprofil des Büros im Gesamtprofil des Stadtteils überwiegt.

Der elektrische Gesamtbedarf der Gebäude im analysierten Stadtteil liegt bei 11.241 MWh. Die elektrische Erzeugung durch GIPV weist einen Gesamtjahresertrag von 4.962 MWh auf. Daraus kann eine Gesamtdeckung von 44 % des elektrischen Bedarfs abgeleitet werden.

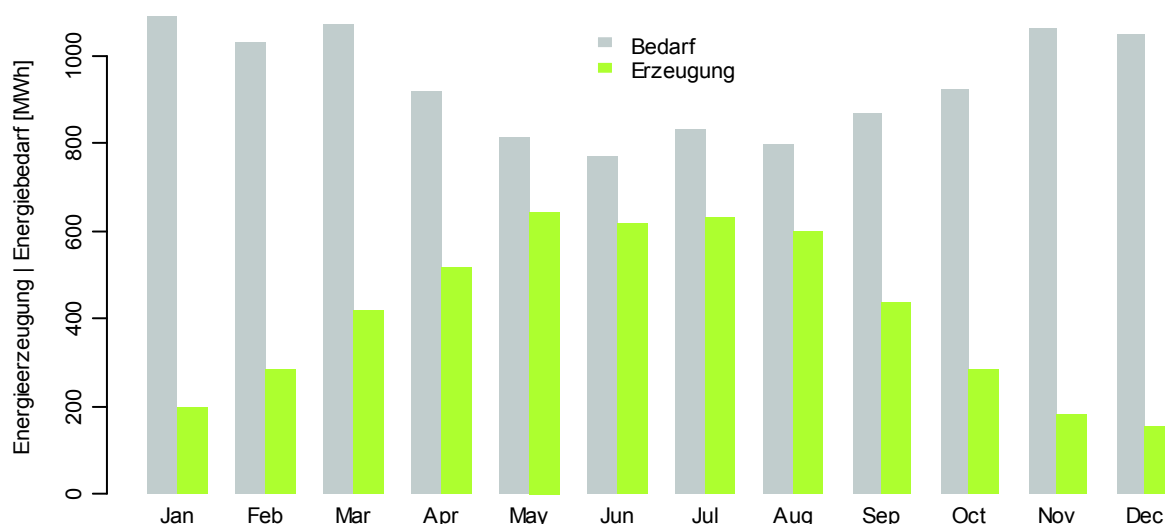


Abbildung 17: Jahresverlauf Bedarf und Erzeugung

2.4.5.5 Tagesverlauf

Abbildung 18 zeigt den exemplarischen Verlauf von Erzeugung und Bedarf zweier repräsentativer Tage im Lauf eines Jahres. Es werden jeweils ein Mittwoch und ein Sonntag im April

dargestellt. Zu beachten sind die unterschiedlichen Skalierungen zwischen den einzelnen Darstellungen.

Der *mögliche Ertragsbereich* der PV-Anlage ist als gelber Bereich dargestellt und der über das Monat gemittelte ¼ Stunden Wert der Erzeugung als orange Linie eingezeichnet.

Die grau schraffierte Fläche markiert den *möglichen Bedarfsbereich*, definiert durch die drei verschiedenen Bedarfsszenarien. Die graue Linie stellt das mittlere Bedarfsszenario dar.

Aufgrund des großen Anteils an Bürogebäuden im untersuchten Stadtteil kommt es zwischen den Wochentagen und dem Wochenende zu relativ starken Schwankungen im Bedarf.

2.4.5.6 Tagesdeckung

Bildet man aus den dargestellten Tagesverläufen (Abbildung 18) Differenzprofile in den Kombinationen

Zielszenario (min. Bedarf) – höchster Wirkungsgrad (max. Erzeugung)

Mindestszenario (durchschnittlicher Bedarf) – durchschnittliche Erzeugung

Worst-Case (max. Bedarf) – niedrigster Wirkungsgrad (min. Erzeugung)

erhält man den gesamten möglichen Bereich der Bedarfsdeckung im Verlauf eines Tages (Abbildung 19). Zu beachten ist dabei, dass der *erwartete Deckungsverlauf* (schwarze Linie) lediglich eine statistische Größe darstellt, die den durchschnittlichen Deckungsverlauf angibt und nicht einem real erwarteten Verlauf entspricht.

Jene Bereiche, die über der Nulllinie liegen, bedeuten Überdeckung. Liegt lediglich die obere Bereichsgrenze über der Nulllinie, so ist eine Überdeckung möglich. Liegt die *erwartete* Deckung darüber (siehe Deckung Januar – Sonntag) so ist eine Überdeckung wahrscheinlich. Liegt auch die untere Deckungsgrenze über der Nulllinie (siehe Deckung – April – Sonntag), so ist eine Überdeckung sicher.

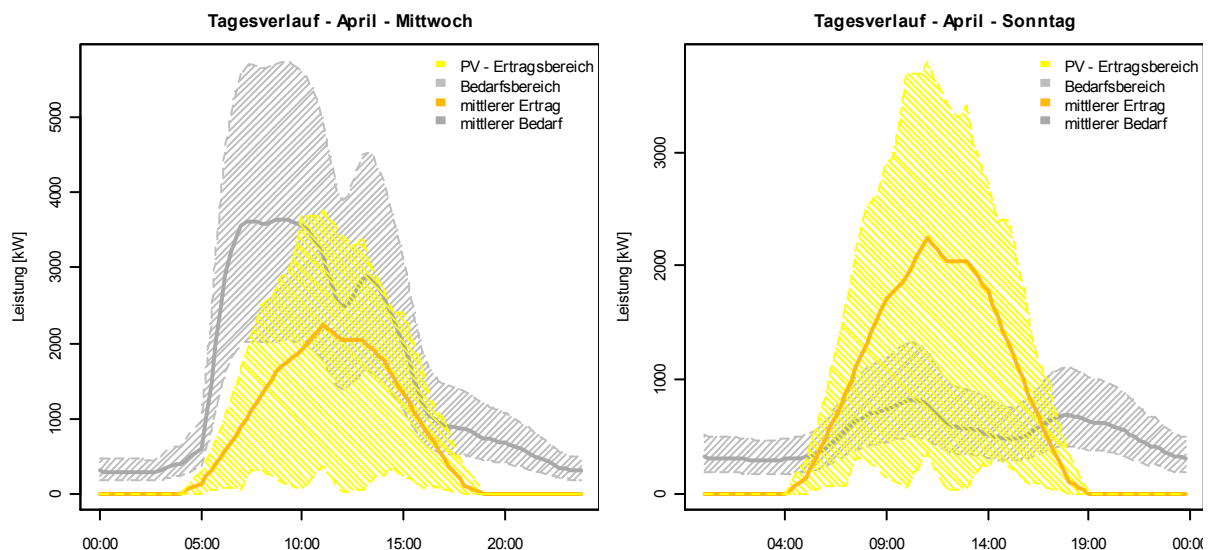


Abbildung 18: Tagesverläufe und Verlaufsbereiche für exemplarisch relevante Tage⁵

⁵Der Mittelwert stellt hier keinen erwarteten Ertragsgang eines Tages dar, sondern dient als statistische Größe zur Unterteilung der erwarteten Ertragsbereiche.

Kommt es zu einer Überdeckung, so heißt das, dass mehr Energie zu Verfügung steht, als verbraucht werden kann und somit ins Netz eingespeist werden muss. Aus diesem Grund ist es wichtig zwischen einer Gesamtdeckung und einer Eigendeckung zu unterscheiden. Durch diese Darstellung wird ersichtlich, wie groß der Unterschied in Abhängigkeit des Wetters, der Jahreszeit sowie des Bedarfs selber sein kann. Betrachtet man die Deckung in der Übergangszeit (Deckung April – Mittwoch), erkennt man, dass in Abhängigkeit der oben genannten Einflüsse sowohl eine Überdeckung als auch eine Unterdeckung möglich ist.

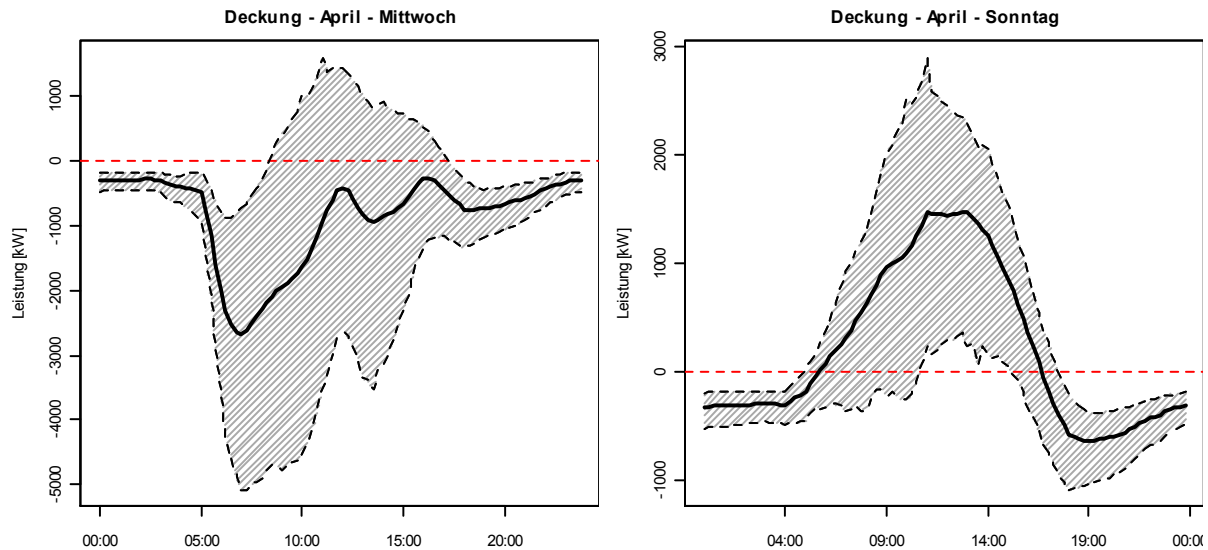


Abbildung 19: Tagesverlauf der Eigendeckung zu unterschiedlichen Wochentagen

2.4.5.7 Deckungsgradanalyse

Eine Deckungsgradanalyse wurde für verschiedene Ertragsszenarien (siehe Tabelle 7: Spezifischer elektrischer Jahresbedarf [$\text{kWh}/\text{m}^2\text{a}$])

) über einen Zeitraum von einem Jahr, in Monatsauflösung und in Tagesauflösung ausgeführt (Abbildung 20).

Führt man eine Deckungsgradanalyse über einen größeren Zeitraum (> 1 Monat) durch, so tritt der stochastische Charakter der Erzeugung aufgrund der Datenmenge in den Hintergrund und eine Berechnung unter Angabe von Bereichen ist nicht mehr sinnvoll.

Während die Deckungsgradanalyse in Tagesauflösung die Stochastik der Deckung verdeutlicht, kann in Monatsauflösung bereits eine Charakteristik erkannt werden. Wie erwartet steigt die Deckung im Sommer stark an, jedoch sinkt auch die direkt nutzbare Energie, da größerer Überschuss entsteht. Die Linien geben den jeweiligen Deckungsgrad in Jahresauflösung an.

Aus Abbildung 20 folgt, dass ein hoher Direktnutzungsgrad in der Regel mit einem niedrigen Deckungsgrad verbunden ist.

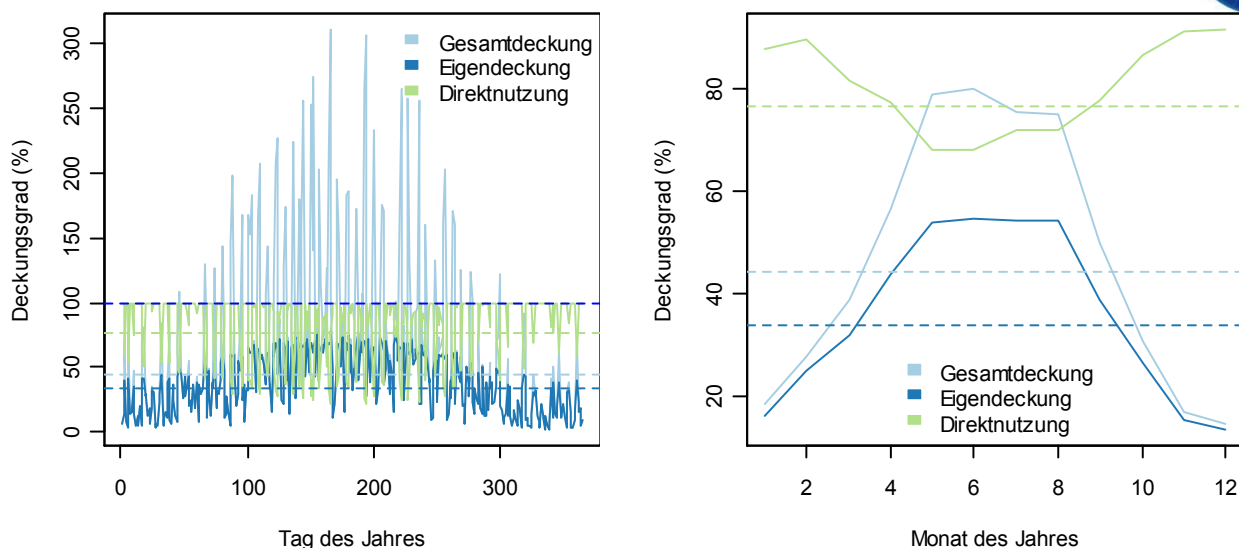


Abbildung 20: Deckungsgradanalyse über ein Jahr in Tagesauflösung (links) und Monatsauflösung (rechts)

2.4.5.8 Entwicklung verschiedener Szenarien

Die Darstellungen in Kapitel 2.4.5.7 sind das Ergebnis für die drei definierten Szenarien und ihren spezifischen Deckungsverlauf über ein Jahr. Charakteristika für andere Szenarien lassen sich daraus jedoch nicht ableiten. Eine allgemeine Aussage über die Deckung wird möglich, wenn verschiedenen Gesamtdeckungsgrade berechnet werden und der Verlauf der Eigendeckung und Direktnutzung in einem Diagramm dargestellt wird. Zu diesem Zweck wurde je eine Deckungsgradanalyse, ab einer Gesamtdeckung von 10 % bis zu einer zehnfachen Gesamtdeckung (1000 %) in einer Schrittweite von 10 %, durchgeführt (Abbildung 21).

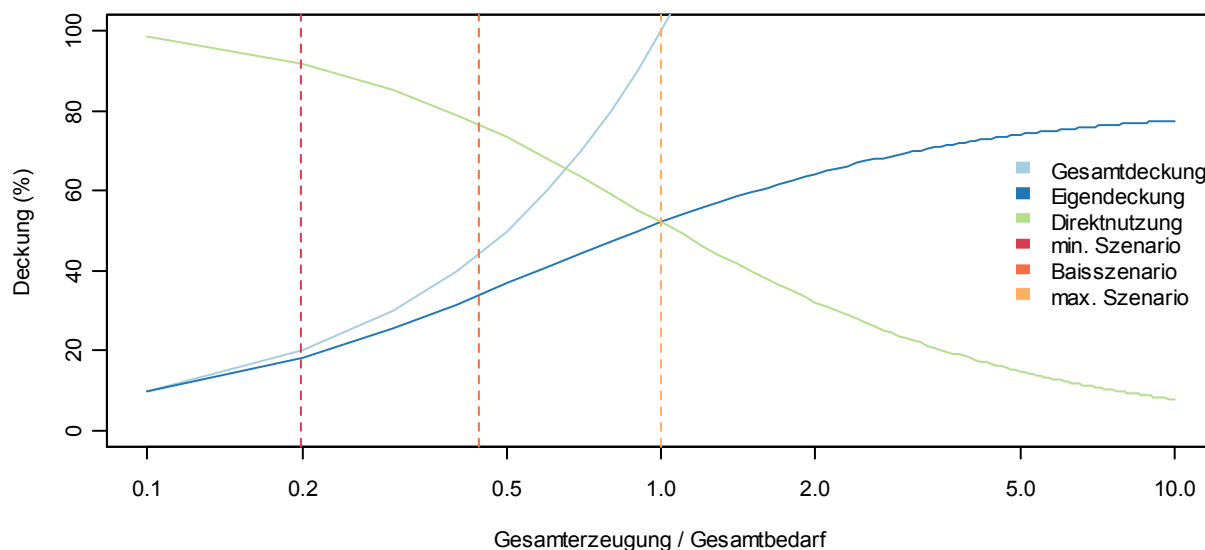


Abbildung 21: Entwicklung der elektrischen Deckung bei verschiedenen Verhältnissen zwischen Erzeugung und Bedarf (= Gesamtdeckung)

Bei einer Gesamtdeckung von 100 % beträgt die Eigendeckung ca. 50 %. Verzehnfacht man theoretisch die Anlagengröße so wird eine Eigendeckung von etwa 80 % erreicht, was als Grenzwert der Eigendeckung betrachtet werden kann. Erkennbar ist, dass je größer die Ge-

samtdeckung ist, umso weniger kann man anteilig von der produzierten Energie selbst verbrauchen.

Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass bei den gegebenen Rahmenbedingungen (40 % - 50 % Dachbegrünung) selbst unter den günstigsten Annahmen der Szenarien (Zielszenario des Bedarfs und hoher Wirkungsgrad der Erzeugung) nur knapp eine Gesamtdeckung von 100 % erreicht werden kann (maximale Deckung).

2.4.5.9 Speicherbetrachtungen

In diesem Kapitel werden die Anforderungen sowie der Einfluss elektrischer Speicher auf den Deckungsgrad eines Gebäudes untersucht. Hierfür wurde ein Speichermodell entwickelt, das unter Berücksichtigung von Speicherverlusten beim Laden und Entladen (90 % Wirkungsgrad), die überschüssige Photovoltaik-Erzeugung speichert und dann abgibt, wenn die PV-Anlage den elektrischen Bedarf nicht decken kann.

In Abbildung 22 ist das Leistungsprofil eines theoretischen Speichers dargestellt, welcher die gesamte überschüssige Energie der PV-Anlage des berechneten Szenarios für den gesamten Stadtteil speichert und diese bei Bedarf wieder abgibt. Dieses Leistungsdiagramm dient dazu, die *maximale Leistung* zu bestimmen, die nötig ist um die gesamte Überschussenergie der PV-Anlage aufnehmen zu können.

Aus dem erstellten Leistungsprofil des Speichers kann das Profil des fiktiven Ladezustandes dieses Speichers erzeugt werden, um die *maximale benötigte Speicherkapazität* abzuschätzen.

Anhand des entwickelten Speichermodells werden für eine bestimmte Speicherleistung die Speicherkapazität und die daraus resultierenden Deckungsgrade ermittelt.

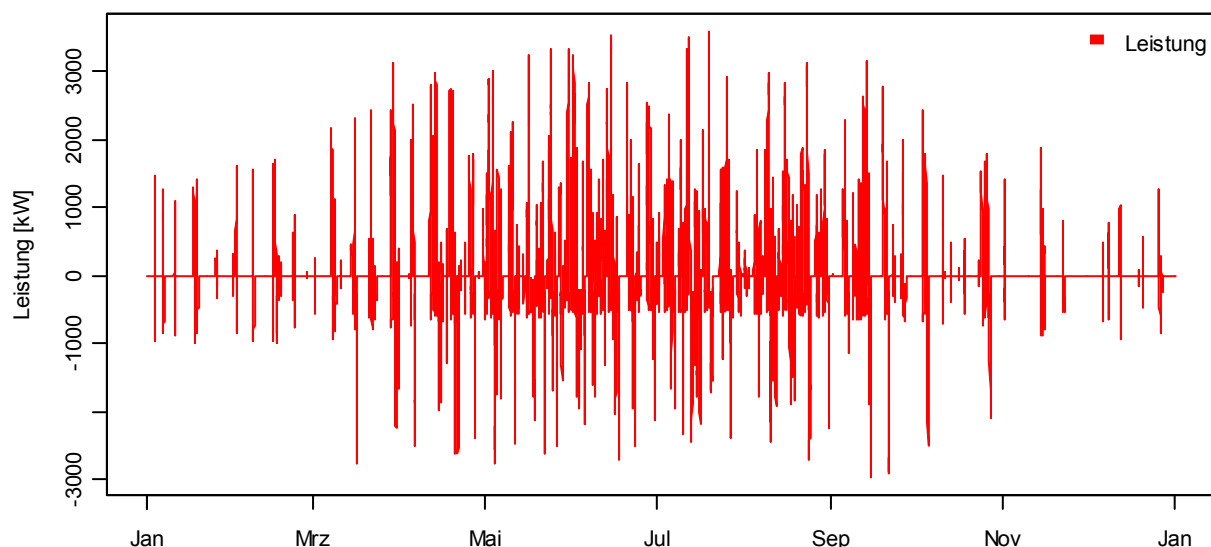


Abbildung 22: Leistungsprofil eines fiktiven Speichers zur Nutzung der überschüssigen PV-Leistung im berechneten Stadtteil

Durch eine schrittweise Erhöhung der Speicherleistung von Null bis zu ihrem maximalen Wert (Abbildung 22) und der jeweiligen Berechnung der Speicherkapazität und der Deckungsgrade, lassen sich Abschätzungen zur idealen Speicherauslegung treffen (Abbildung 23).

Die Eigendeckung des Stadtteils kann so um etwa 10 % gesteigert werden. Die Gesamtddeckung im Stadtteil sinkt, aufgrund der durch den Speicherwirkungsgrad entstehender Verluste, leicht ab. Weiters ist erkennbar, dass die Anforderungen an den Speicher sehr hoch sind. An der Steigung der Kurve kann man erkennen, dass es bei Einsatz heutiger am Markt dezentraler Energiespeicher [Cellstrom10], zu keiner signifikanten Erhöhung der Eigendeckung kommt. In Kapitel 2.4.6.4 wird der Einsatz elektrischer Energiespeicher näher untersucht.

2.4.5.10 Netzintegration

Netzstruktur und Versorgung

Die Zuleitung für das Stadtentwicklungsgebiet Aspern in der ersten Bauphase erfolgt über eine 20kV Leitung vom Umspannwerk Stadlau (Erzherzog Karlstraße 150). Für die erste Bauphase bis 2013 wird die benötigte Anschlussleistung auf 6.000 kVA geschätzt. Für die Gesamtleistung für dieses Gebiet wird mit ca. 40.000 kVA gerechnet. Diese werden über das neue Umspannwerk Eßling über 5 Kabel zu je 20kV versorgt. Die unmittelbar angrenzende Firma General Motors wird über 110kV Leitungen sowie zwei 20KV-Blocktrafos gespeist [WienEnergie08]. In dem neuen Stadtteil Aspern sind Zeilenbebauungen hoher Dichte und Hochhäuser geplant. Die Erschließung erfolgt über "Stiche" und "Schleifen".

Das im Workshop diskutierte und entworfene Konzept für den Netzbezirk der Bauphase I des Stadtentwicklungsgebiets zeigt Abbildung 24. Die ringförmige Versorgung wird offen betrieben und im Bedarf (z.B.: bei Fehlerfall) umkonfiguriert. In der nächsten Ausbauphase des Gebietes wird es mit einer Zuleitung vom neugebauten Umspannwerk Eßling vermascht.

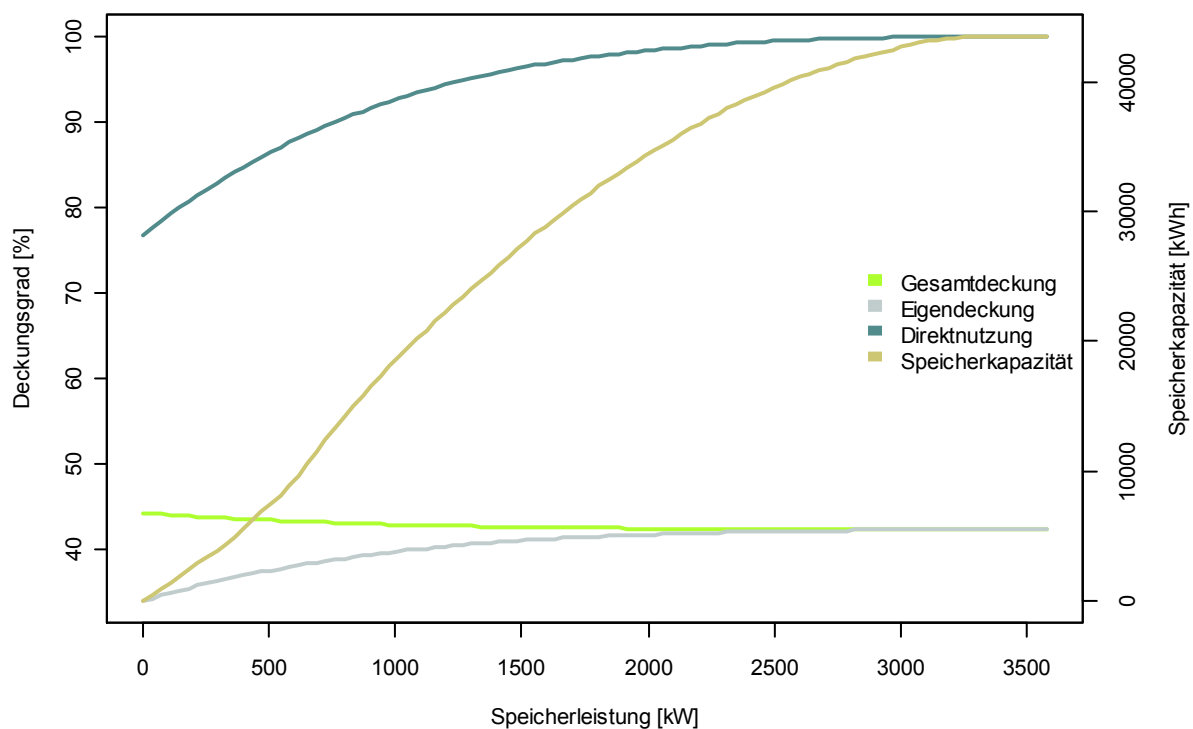


Abbildung 23: Erhöhung des Eigendeckungsgrades durch einen elektrischen Speicher und daraus resultierende Anforderungen an die Speicherkapazität

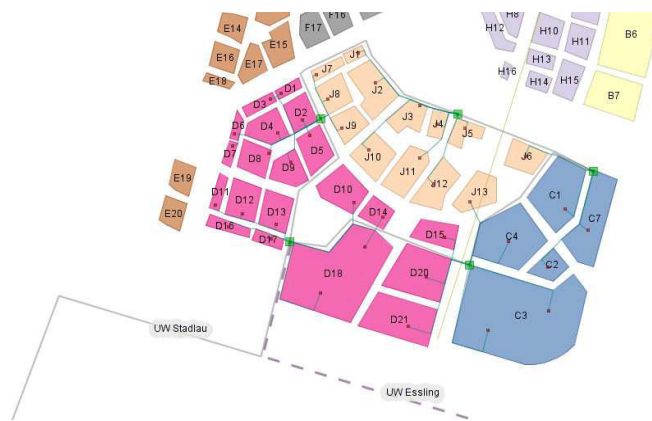


Abbildung 24: Konzept für den Netzbezirk und die Netzanbindung an das Umspannwerk

Auf Basis der 15 Minuten Jahresprofile des Bedarfs lassen sich die elektrischen Leistungen berechnen. Sie sind die Referenz für auftretende Netzbelastung ohne zusätzliche dezentrale Erzeugung durch PV Anlagen. Anhand von Abbildung 25 wird für verschiedene Szenarien gezeigt, wie sich die Netzbelastung durch eine PV Anlage ändert. Wird nun lokal Energie erzeugt, verringert sich die Leistung mit der das Netz aufgrund des Bedarfs belastet wird um die momentane Erzeugungsleistung. Ist diese größer als der Bedarf, kehrt sich die physikalische Flussrichtung der Energie um (Netzbelastung kleiner 0). Ist die Leistung doppelt so groß wie der Bedarf, dann ist die "relative" Netzbelastung immer noch die gleiche Größenordnung wie ohne Erzeugung, nur mit anderem Vorzeichen (rote gestrichelte Linie). Ab der doppelten Leistung, ist die Netzbelastung höher als ohne Erzeuger, und das Netz wird mehr belastet als durch den Bedarf. Werden keine zusätzlichen Maßnahmen zur Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung oder Speicherung gesetzt, müssen die Betriebsmittel (Leitungsquerschnitte, etc.) entsprechend höher dimensioniert werden.

Im Mindestszenario (Abbildung 25) treten keine Mehrbelastungen auf.

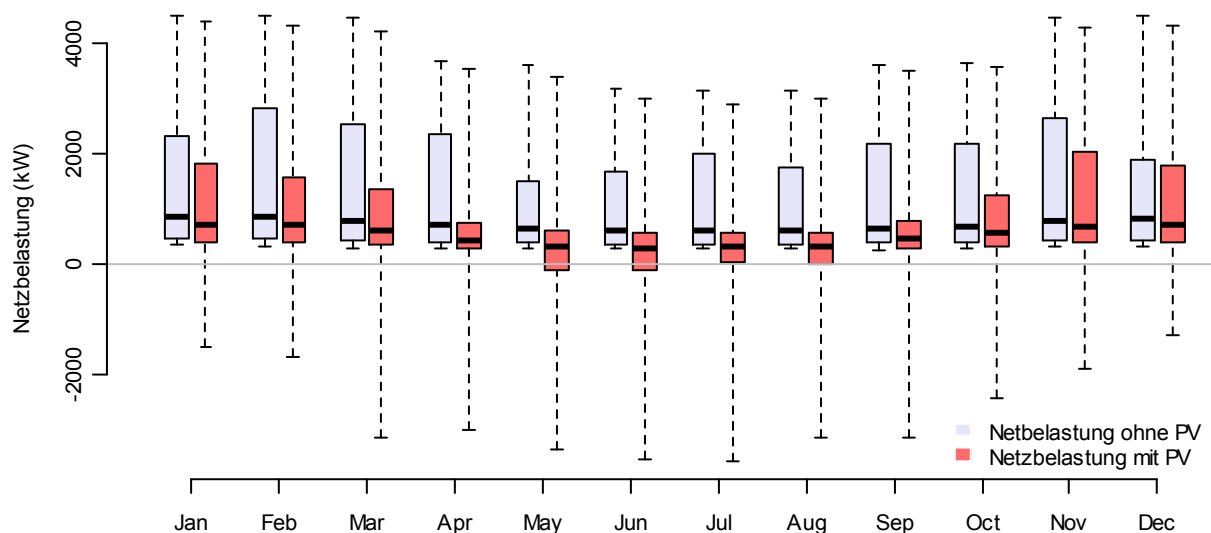


Abbildung 25: Netzbelastung im Stadtteil: Mindestszenario des Bedarf / Durchschnittlicher Wirkungsgrad der Erzeugung

2.4.6 Maßnahmen zur verbesserten Netzintegration und erhöhten Eigendeckung

Diese lassen sich grundsätzlich in *erzeugungsseitige* und *lastseitige* Maßnahmen einteilen. Das Ziel ist eine verbesserte Netzintegration sowie eine erhöhte Eigendeckung. Grundsätzlich haben die im folgenden Kapitel diskutierenden Maßnahmen einen positiven Einfluss auf beide Ziele.

Durch die Korrelationsanalyse von Angebot und Nachfrage wird die optimale zeitliche Verschiebung zueinander bestimmt. Die Korrelation lässt sich gezielt beeinflussen durch: Deckung der Erzeugung und des Bedarfs (Ausrichtung der Anlage, Mischung der Gebäudenutzung) und durch Verschiebung der Erzeugungs- und Lastprofile zueinander (elektrischer Speicher, Einbindung der Elektromobilität, verändertes Benutzerverhalten).

2.4.6.1 Intensivere Nutzung der Dachflächen

In den betrachteten Szenarien wurde von einer Dachnutzung von etwa 60 % ausgegangen. Die ist darauf zurückzuführen, dass ein Mindestanteil an Dachbegrünung vorgegeben wurde. Weiters wirken gegenseitige Verschattungen von Gebäuden und Dachaufbauten (Antennen, Kamine, Dachausstiege, Attikas) auf die für PV nutzbare Dachfläche. Durch eine optimierte Dachgestaltung ist eine verstärkte Nutzung der Photovoltaik möglich. Um die Auswirkung einer verbesserten Dachnutzung zu quantifizieren, wurde ein Szenario mit einer Dachnutzung von 100 % berechnet.

Der Deckungsgrad lässt sich dadurch im Vergleich zum herkömmlichen Szenario (Abbildung 21) erheblich steigern. (Entsprechend dazu steigt jedoch auch die Netzbelastung an).

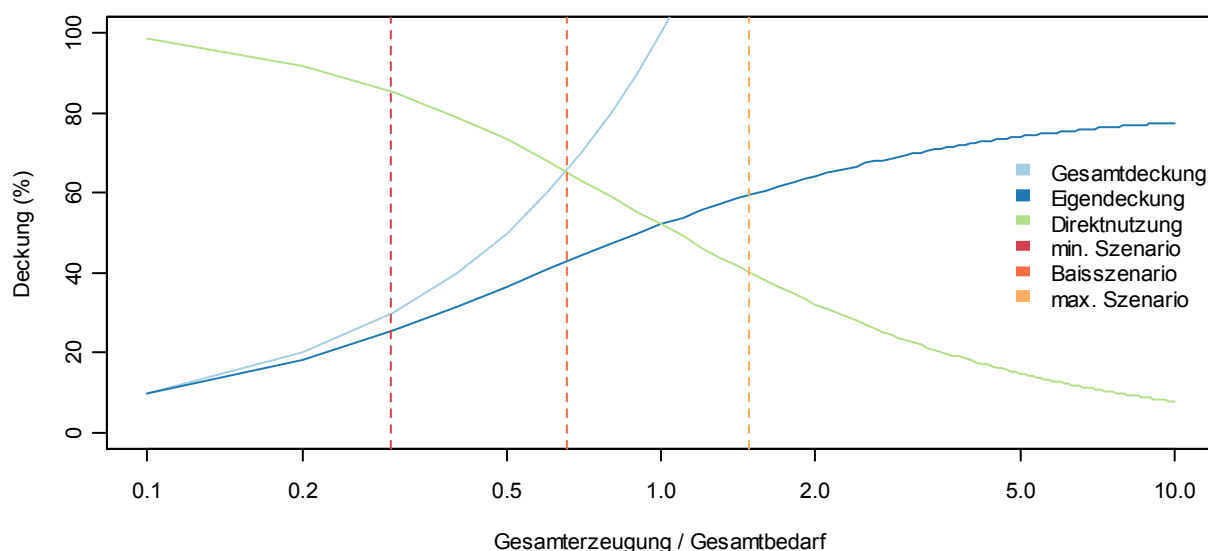


Abbildung 26: Deckungsgrad bei verschiedenen Bedarfs- und Erzeugungsszenarien bei einer 100% Dachnutzung

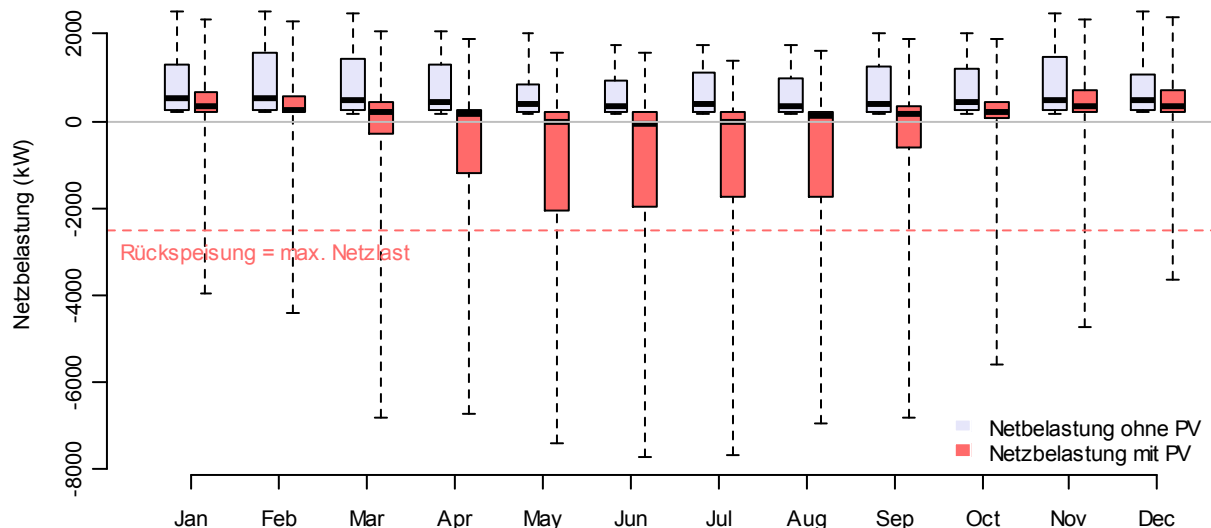


Abbildung 27: relative Netzbelastung des Basisszenarios bei einer Dachnutzung von 100%

2.4.6.2 Ausrichtung der Anlage

Es wurde untersucht, wie sich eine Veränderung der Ausrichtung von Teilen bzw. der ganzen Anlage auf die Eigendeckung eines Gebäudes bei einer Gesamtdeckung von 100 % auswirkt. Eine Mischnutzung der Dachfläche mit einer Neigung von 30° Süd, Ost und West wurde mit einem Bedarfsprofil verglichen, bzw. eine Deckungsgradanalyse durchgeführt. Die Mischung der Ausrichtung der PV-Anlage bewirkt eine Steigerung der maximalen Eigendeckung von 3 % (bei einer Gesamtdeckung von 100 %). Bei einer Ausrichtung nach Ost oder West bei einer Neigung von 30° sinkt jedoch der Gesamtertrag der Anlage um etwa 13%. Wird die Einspeisung nicht finanziell vergütet, so kann diese Maßnahmen ein wenig den Deckungsgrad steigern. Ist eine Einspeisevergütung vorhanden, so ist eine Mischung der Ausrichtung wirtschaftlich nicht sinnvoll.

2.4.6.3 Mischung der Gebäudenutzung

Jede Nutzungsart hat eine spezifische Lastkurve, die sich von anderen Lastkurven unterscheidet (Abbildung 7). Es werden dadurch in verschiedenen genutzten Gebäuden unterschiedliche Eigendeckungsgrade (Kapitel 2.4.6.2) erreicht. Ziel dieser Auswertung ist es zu untersuchen, ob sich die Mischnutzung eines Gebäudes auf die Eigendeckung positiv auswirkt. Es werden verschiedene Mischungen von Büro-, Haushalt-, und Geschäftsprofilen, bei einer Gesamtdeckung von 100 % und einer 30° nach Süden geneigten Anlage, untersucht. Die Eigendeckung lässt sich in einer Mischnutzung von 55 % Büro und 45 % Geschäft auf ein Maximum von 49 % heben (Abbildung 28). Dies entspricht einer Steigerung von 1 % im Vergleich zu einer Einzelnutzung mit der höchsten Eigendeckung (100 % Büro). Die Eigendeckung erhöht sich aber insgesamt bei Mischnutzung gegenüber der Einzelnutzung. Das Optimum liegt in einem größeren Bereich der Mischungsverhältnisse. In Bezug auf den Haushalt ist eine Steigerung durch eine Mischung mit den anderen Nutzungsarten durchaus interessant, da der Eigendeckungsgrad für die gemischte Nutzung höher ist. Der Anteil für Haushalt liegt im betrachteten Stadtteil bei ca. 31 %.

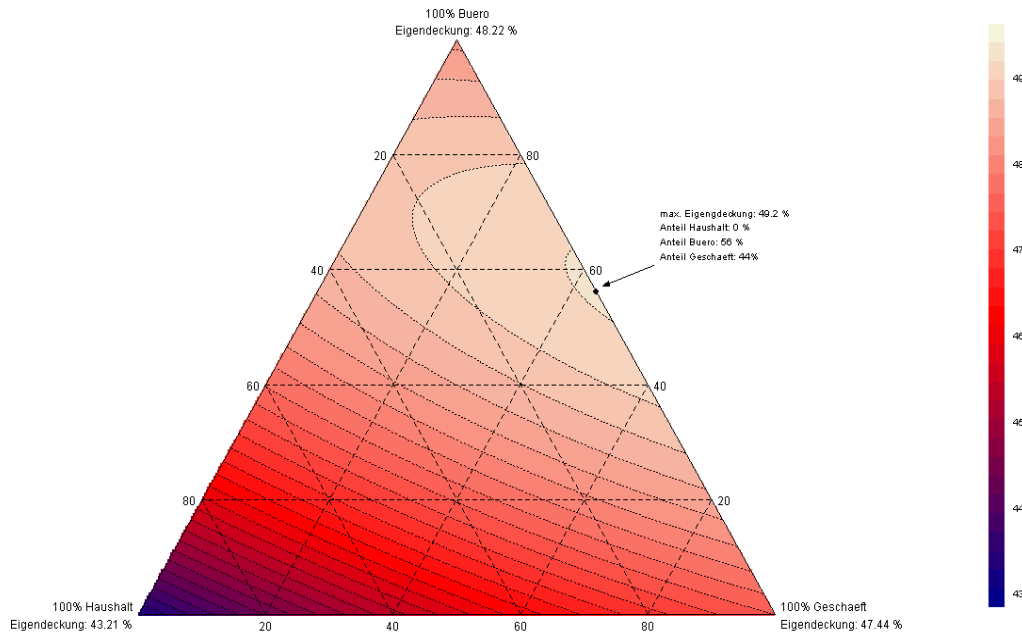


Abbildung 28: Eigendeckungsgrade bei Mischung der Gebäudenutzung mit 100 % Gesamtdeckung und einer PV-Anlage mit einer 30° Südausrichtung

Die Mischung der Gebäudenutzung ist aufgrund des geringen Potentials zur Steigerung der Eigenbedarfsdeckung uninteressant.

2.4.6.4 Elektrische Speicher

Ziel dieser Untersuchung sind die Auswirkungen des Einsatzes elektrischer Speicher auf die Eigendeckung eines Stadtteils.

Folgende Strategien können mittels dezentraler Energiespeicherung verfolgt werden:

- Glättung der fluktuierenden Erzeugung und des Bedarfs (Spitzenlastglättung)
- Energiespeicher für Lastverschiebungen (z.B.: Tag- Nacht Speicherung)
- Unterstützung des Verteilnetzbetriebs und der verteilten Erzeugung

Je nach Anwendung werden andere Anforderungen an den Speicher gestellt. Für die Bereitstellung der während des Tages erzeugten Energie zur Nacht muss die Kapazität des Speichers entsprechend hoch sein. Für den Ausgleich von Fluktuationen im Halbwellenbereich muss die Energieabgabe des Speichers sehr rasch möglich sein (z.B.: Fly-Wheels oder Flow-Batterien).

Spitzenlastglättung

Das elektrische Versorgungsnetz muss auf die größten auftretenden Ströme dimensioniert werden ('worst case'). Verbraucher über 50kW Anschlussleistung sind über einen leistungsabhängigen Tarif an das Netz angeschlossen. Eine Glättung von Lastspitzen durch dezentrale Erzeuger, Speicher oder verschiebbare Lasten ist gleichbedeutend mit geringeren Netz-entgeltkosten.

Bei kleinen Verbrauchern wird die benötigte Energiemenge abgerechnet, deshalb ist eine Glättung der Leistungsspitzen ökonomisch nicht rentabel. Zusammenfassungen in größere

Verbrauchseinheiten, die automatisiert betrieben werden (virtuelle Kraftwerke, Aggregatoren), eröffnen ein ökonomisches Potential für dezentrale Energiespeicher und verbraucherseitige Maßnahmen (Demand Side Management).

Speicherberechnungen

Um eine qualitative Aussage über Speicheranforderungen treffen zu können, wurde ein Gesamtdeckungsszenario von 100 %, bei einem Bedarf von 100.000 kWh für jeweils ein Haushaltsprofil, ein Büroprofil und ein Geschäftsprofil untersucht. Für den Speicher wurde, wie bereits in Kapitel 2.4.5.9, mit einem Lade- bzw. Entladeverlust von 10 % angenommen (90 % Wirkungsgrad).

Haushalt

Die Entwicklung der Deckung und die Anforderungen an die Speicherkapazität für einen Haushalt sind in Abbildung 29 dargestellt. Die Anforderungen an die Speicherkapazität steigen zu Anfang nur gering an, während die Eigendeckung stark steigt. Bei einer Speicherleistung von ca. 15 kW und einer Eigendeckung von ca. 62 % macht die Anforderung an die Speicherkapazität einen Knick und steigt von diesem Zeitpunkt stark an. Daraus kann abgeleitet werden, dass in einem Wohngebäude mit einer hohen Gesamtdeckung (annähernd 100 %) schon der Einsatz kleiner Speicher signifikante Auswirkungen auf die Erhöhung der Eigendeckung des Gebäudes hat.

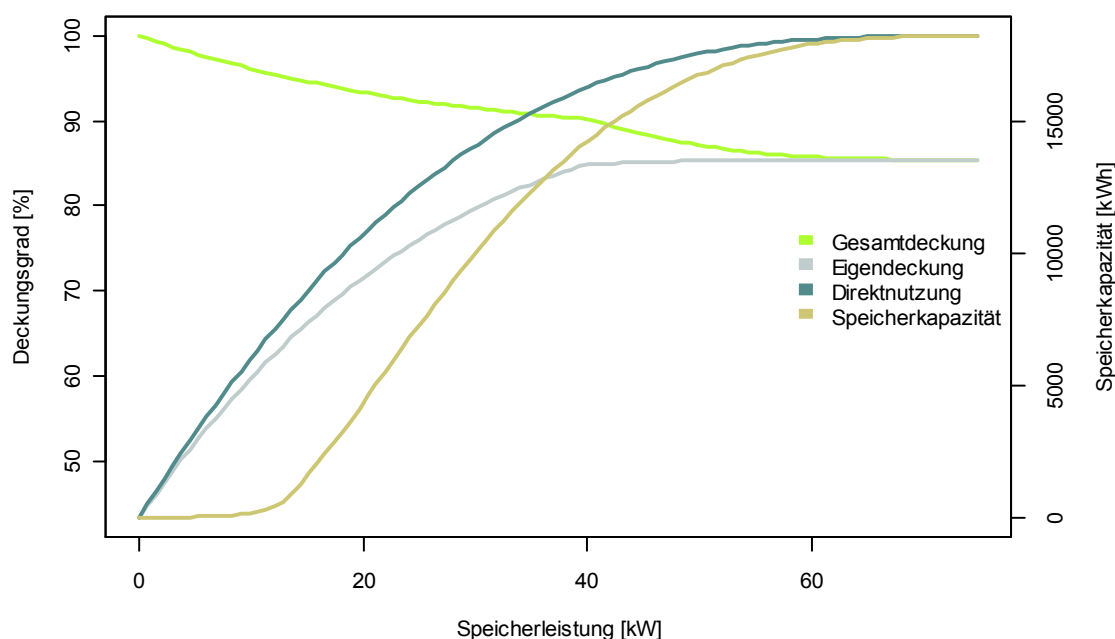


Abbildung 29: Speicheranforderungen / Deckungen bei 100 % Gesamtdeckung für Haushaltsprofile

Der Gesamtdeckungsgrad bzw. der Eigendeckungsgrad streben nicht 100 % zu, sondern dem Gesamtdeckungsgrad abzüglich der Speicherverluste. Das heißt, dass der Eigendeckungsgrad bei vollständiger Nutzung der PV-Energie bei ca. 83 % liegt. Jedoch wird in der Realität ein solcher Speicher aufgrund der Anforderungen an die Speicherkapazität nicht implementiert.

Büro

Die Speichieranforderungen für ein Bürogebäude ähneln denen des Haushaltsprofils, weisen bei der Speicherkapazität jedoch einen signifikanteren und früheren Knick auf (bei etwa 6 kW Speicherleistung und einer resultierenden Eigendeckung von etwa 57 %).

Geschäft

Die Speichieranforderung für Geschäfte bzw. der Deckungsgrad ähnelt dem der Haushalte. Die Anforderung an die Speicherkapazität ist anfangs gering und macht bei einer Speicherleistung von ca. 15 kW (entspricht etwa der Eigendeckung von ca. 68 %) einen Knick, der jedoch weniger ausgeprägt ist, als der Knick bei dem untersuchten Haushaltsprofil (Abbildung 29). Die Eigendeckung strebt einem Wert von etwa 90 % zu, der um einiges höher liegt als der Wert beim Haushaltsprofil, da sie mit der PV-Erzeugung besser korreliert.

Ein elektrischer Energiespeicher zur Hebung der Eigendeckung in einem Stadtteil kann dann empfohlen werden, wenn die Gesamtdeckung relativ hoch (ca. 100 %) ist. Dabei muss die Gebäudenutzung im betrachteten Stadtteil beachtet werden. Hier lässt sich mit gleichem Aufwand bei verschiedenen Nutzungsarten eine unterschiedliche Steigerung der Eigenbedarfsdeckung herbeiführen. Der Effekt ist bei Geschäftsprofilen und Haushaltsprofilen am größten und bei Büroprofilen am geringsten. Eine Speicherung der gesamten überschüssigen Energie wird derzeit aufgrund der hohen Anforderungen an den Speicher unwirtschaftlich sein.

2.4.6.5 Elektromobilität

Der Elektromobilität wird heute schon aufgrund der erwarteten großen kumulierten Speicherkapazität große Aufmerksamkeit geschenkt. In dem analysierten Stadtteil kann die Eigenbedarfsdeckung bei Überdeckung mithilfe von Speichern stark gehoben werden (Kapitel 2.4.6.4). Um die Möglichkeit zur Speicherung von PV-Strom in Elektrofahrzeugen zu untersuchen wurden mehrere Ladeszenarien verwendet.

Grundsätzlich lassen sich zwei verschiedene Szenarios für die Beladung der Batterien definieren: ungesteuerte und gesteuerte Ladestrategie [Leitinger09]. Zu dem ungesteuerten Szenario zählt die "Sofort-bei-Ankunft" Strategie. Bei der "optimalen Netzverträglichkeit" wird die Ladung der Fahrzeugbatterie der im gesamten Netz zur Verfügung stehenden Energie angepasst. Das heißt die Batterie wird dann geladen, wenn der Verbrauch im gesamten Netz am geringsten ist. Neben dem ökonomischen Vorteil, die Kraftwerke bei Grundlast zu betreiben, muss das Netzwerk nicht verstärkt oder ausgebaut werden [KliEn09].

Weiters kann auch ein mehrmaliges Nachladen ("Multiple Charging") bei größeren Distanzen (Tankstellen) separat betrachtet werden [Leitinger09].

Wird Strom zukünftig vermehrt für den Antrieb von Fahrzeugen eingesetzt, so ergibt sich aus dem Bedarf an elektrischem Strom für die – zeitlich disponierbare – Aufladung der Batterien ein idealer Einsatzzweck für die fluktuierend vorhandene Solarstrahlung [Fechner08].

2.4.6.6 Demand Side Management / Benutzerverhalten

Verbraucherseitige Maßnahmen oder Demand Side Management (Lastmanagement) zur Veränderung der Energienachfrage kann prinzipiell durch Änderung der bezogenen Leistung oder der bezogenen Arbeit erreicht werden.

Die *Änderung des Lastgangs* kann sich auf das gesamte Profil auswirken. Eine glättende Wirkung ist durch Senken der Lastspitzen (peak shaving) und Auffüllen der Lastsenken mög-

lich. Prinzipiell kann dies vor allem durch Verlagerung des Lastganges (peak shifting) erreicht werden. Ein alleiniges Abschneiden der Spitzenlasten ist nur selten möglich.

PV zur Spitzenlastdeckung – Korrelation PV und Kühlung

Die Energieumwandlung durch Photovoltaik erreicht aufgrund ihrer Natur besonders im Sommer zu Zeiten des Sonnenhöchststands ihre höchste Effizienz. Naturgemäß tritt bei hoher Solareinstrahlung der höchste Kühlbedarf für Gebäude auf.

Grundsätzlich besitzt die Photovoltaik den Vorteil Strom verbrauchsnahe und am Tag zu produzieren, wo auch im Allgemeinen die Verbrauchsspitzen auftreten. Im Speziellen kann die Photovoltaik im Sommer dazu beitragen, Stromverbrauchsspitzen durch Klimaanlage und Ventilatoren zu verringern. In den zentraleuropäischen Ländern ist der höchste Energieverbrauch allerdings nach wie vor in den Wintermonaten zu verzeichnen, wo die Photovoltaik jedoch nur einen geringeren Beitrag leisten kann. Bei den, wie im IPCC Bericht 2007 aufgezeigten, zu erwarteten Temperaturerhöhungen, sind auch für Österreich in Zukunft ausgeprägtere Stromlastspitzen in den Sommermonaten zu erwarten [Fechner08].

Der Anteil des Energiebedarfs für die Kühlung in einem typischen Bürogebäude beträgt zwischen 18 % und 23 % [Solar:Bau05], bei energieeffizienter und Passivbauweise ist der Anteil mit 10 % wesentlich geringer [EnergyBase09]. Im Lebensmittelhandel ist sogar 60 % des gesamten Stromverbrauchs der Kühlung zuzurechnen.

Gebäude mit entsprechenden Wärmelasten (ohne Möglichkeit der thermischen Nutzung von Speichermassen in Verbindung mit einer nächtlichen Gebäudeauskühlung) verursachen den abgebildeten typischen Kälteleistungsverlauf in Abbildung 30. Im dargestellten Beispiel tritt die Spitze nur kurzzeitig am späten Nachmittag auf. Fraglich ist, ob die Kältemaschinen in diesem Fall auf die auftretende Spitze auszulegen wären. Wenn die Gebäudenutzung um z.B.: 18:00 endet und eine Abkühlung der Räume in der Abendzeit / Nacht möglich wäre, könnte die Kältemaschine kleiner dimensioniert werden. Sollte dies nicht der Fall sein, ist die dargestellte Leistungsspitze durch die Kälteerzeugung abzudecken [CityCooling08].

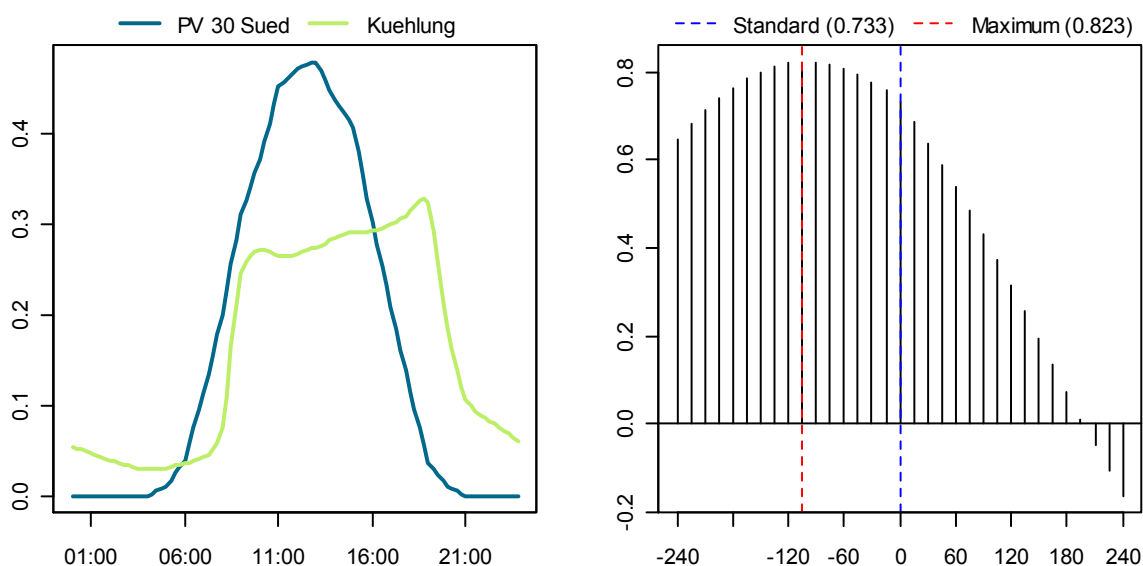


Abbildung 30: Tagesverlauf der Kühllastkurve im Vergleich und Korrelation zur PV-Erzeugung

Intelligente Haushaltsgeräte und Energieeffizienz

Automatisierte Verbrauchssteuerung durch den Einbau von elektronischen Steuergeräten findet im Allgemeinen eine hohe Akzeptanz, unter der Voraussetzung, dass der Komfort kei-

ne oder nur geringe Einbußen hat. Verschiedene Forschungsprojekte für "smart homes" sind z.B.: DigitalSTROM [Digital09] oder MEGA [Mega09]. Im Wesentlichen kann die Steuerung der Geräte über eine eigene Kommunikationsinfrastruktur erfolgen oder aufgrund der lokal gemessenen Frequenzabweichungen erfolgen. Letzteres kann aber zu Oszillationen und anderen unerwünschten Effekten im Niederspannungsnetz führen.

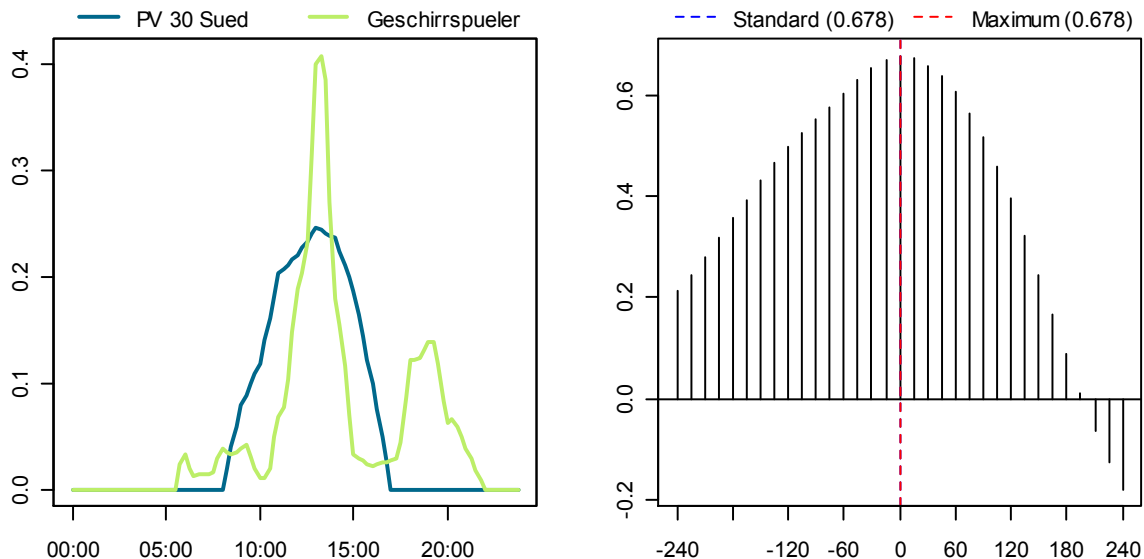


Abbildung 31: Tageskorrelation zwischen der PV-Erzeugung und dem kumulierten Lastgang für Geschirrspüler (Kennlinie Geschirrspüler aus [Groiss08])

2.4.7 Ergebnisse

2.4.7.1 Elektrischer Bedarf

Der elektrische Bedarf der einzelnen Gebäude wurde mit synthetischen Lastprofilen charakterisiert. Diese unterscheiden sich von den Lastprofilen einzelner Einheiten (erheblich bei Haushalten). Gemessene Lastprofile nähern sich erst bei einer größeren Anzahl an Einheiten an die synthetischen Lastprofile an. Die Berechnung mit synthetischen Lastprofilen kann daher nur eine Näherung darstellen. Zusammenfassend kann über den Bedarf gesagt werden:

- Synthetische Lastprofile sind nur eine Näherung für große Einheiten.
- Es bestehen zudem große Unterschiede zwischen Wochentag und Wochenende bzw. Feiertag,
- ein tendenziell höherer Bedarf im Winter und
- unterschiedliche Profile für unterschiedliche Nutzungen.

2.4.7.2 Stromerzeugung aus PV

Die Erzeugung von Strom aus PV hängt im zeitlichen Verlauf vor allem von Wetter, Standort und Ausrichtung der Anlage ab. Während Standort und Ausrichtung der Anlage reproduzierbare zeitliche Charakteristika hervorbringen, bringt das Wetter eine stochastische Komponente in die Erzeugung. Dies hat zur Folge, dass Prognosen erschwert getroffen werden können. Folgende Eigenschaften können abgeleitet werden:

- Standort und Ausrichtung der Anlage bestimmen Tagesverlauf und saisonalen Verlauf der Erzeugung
- Stochastischer Charakter durch das Wetter
- Hohe Erzeugung im Sommer und wenig im Winter

2.4.7.3 Deckungsgradanalyse

Abhängig vom Szenario konnten Gesamtdeckungsgrade zwischen 12 % und 99 % in Abhängigkeit des Bedarfs, der Erzeugung und dem Gebäudeentwurfes berechnet werden. Der Gesamtdeckungsgrad für das detailliert analysierte Szenario (mittlerer Bedarf und durchschnittlicher Wirkungsgrad) liegt bei 44 %.

Der Eigendeckungsgrad des betrachteten Stadtteils liegt zwischen 11 % und 52 % ebenfalls abhängig vom betrachteten Szenario.

Der Unterschied zwischen dem Gesamtdeckungsgrad und dem Eigendeckungsgrad liegt in der unterschiedlichen zeitlichen Charakteristik von Erzeugung und Bedarf. Während der elektrische Bedarf im Winter ein Maximum aufweist, produziert eine PV-Anlage in diesen Monaten kaum Energie. Auch tagsüber gibt es zeitliche Unterschiede von Erzeugung und Bedarf. Dieser Unterschied ist im Direktnutzungsgrad einer Anlage zusammengefasst. Im betrachteten Stadtteil liegt dieser zwischen 97 % und 52 %. Bei den betrachteten Profilen konnte ein durchgehend indirekt proportionales Verhältnis erkannt werden. Je höher die Gesamtdeckung umso geringer der Direktnutzungsgrad.

2.4.7.4 Netzintegration

Berechnungen haben gezeigt, dass die Netzbelastung durch Photovoltaik mit dem Deckungsgrad eines Gebäudes ansteigt. Bei einer Gesamtdeckung von fast 100 % kommt es zu Netzspitzen die ungefähr dem 3-fachen der ursprünglichen Netzbelastung entsprechen. Solche Netzspitzen treten vor allem im Sommer bei geringem Bedarf und hoher Erzeugung auf.

Neben dieser zusätzlichen Belastung hat die Photovoltaik auch die Fähigkeit das Netz zu gewissen Zeiten durch die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Bedarf zu entlasten.

Bei geringeren Deckungsszenarien wurde ermittelt, dass die Überschussproduktion weitaus geringer ist. In solchen Fällen kann statt einem Netzausbau auch eine Wirkleistungsbeschränkung in Erwägung gezogen werden.

Für eine verlässlich kalkulierbare Netzentlastung sollte jedoch der Einsatz von elektrischen Speichern in Betracht gezogen werden.

2.4.7.5 Maßnahmen

Intensivere Nutzung der Dachflächen

Die Ergebnisse der Berechnung für eine 100%ige Dachnutzung für PV ergibt neben der Ertragssteigerung eine entsprechende Erhöhung der relativen Netzbelastung. Wurden beim Testentwurf nur maximal 60 % der Dachfläche genutzt (Rest ist genutzt für Dachbegrünung oder angenommen, dass Teile durch Abschattung nicht nutzbar sind) erhöhen sich die Erträge der verschiedenen Szenarien proportional um den Flächenzuwachs (40 %).

Elektrische Speicher / Elektromobilität

Mittels dezentralen elektrischen Energiespeichern ist es möglich, sowohl Spitzenlasten als auch Spitzen in der Erzeugung zu puffern und damit das Verteilnetz zu entlasten.

Berechnungen haben gezeigt, dass mithilfe eines relativ kleinen Speichers sich der Eigendeckungsgrad eines Gebäudes bei einer hohen Gesamtdeckung (100 %) signifikant (bis zu 20%) steigern lässt. Bei geringer Überschussproduktion kann ein Speicher kaum dazu beitragen, den Eigendeckungsgrad zu heben.

Da dezentrale Energiespeicher noch eine relativ teure Lösung darstellen, ist die Alternative dazu der Netzausbau bzw. die Reduktion der Einspeiseleistung aus der PV-Anlage.

Ausrichtung der PV-Anlage

Eine veränderte Ausrichtung der PV-Anlage kann den Eigendeckungsgrad eines Gebäudes im Schnitt um 3 % heben. Dabei wurde ein Gesamtdeckungsgrad von 100 % angenommen um Ergebnisse vergleichbar zu machen. Die Steigerung ist immer im Vergleich zu einer PV-Anlage mit einer optimalen Ausrichtung mit einer Neigung von 30° nach Süden bestimmt. Durch eine veränderte Ausrichtung der Anlage kommt es daher zu einem geringeren Jahresertrag. Eine Mischung der Anlagenausrichtung, bzw. eine andere Ausrichtung macht daher nur dann Sinn, wenn der erzeugte Strom nicht vergütet wird.

Mischnutzung des Gebäudes

Durch die Mischung des Büros mit Gewerbe wird der Eigendeckungsgrad eines Bürogebäudes nur gering, etwa um 1 %, gehoben. Die Mischung des Haushalts mit Büro bzw. Gewerbe hebt den gesamten Eigendeckungsgrad des Gebäudes um circa 5 % über den Wert der reinen Nutzung mit Haushalt. Dies wurde bei einer Gesamtdeckung von 100 % untersucht.

Sozioökonomische Anreize (Konsument)

Das Nutzerverhalten bietet viele Möglichkeiten und Gebäude-Automatisierung hat großes Potential elektrische Energie aus PV-Anlagen besser zu nutzen. Dieses Potential liegt vor allem darin, Verbrauch mit der PV-Erzeugung zu decken. Dabei kann mit relativ kleinem Aufwand hoher Nutzen erzielt werden. Verschiedene Studien haben gezeigt, dass eine Um-erziehung des Nutzers in der Regel kaum möglich ist.

2.5 Architektur und Gestaltung

Auf Basis einer umfassenden (internationalen) Projektanalyse (von 45 PV-Projekten) zur gebäudeintegrierten PV und begleitenden Untersuchungen lassen sich einige Schlüsse ziehen, die im Folgenden dargestellt werden sollen.

2.5.1 Städtebau

Es lassen sich folgende Hinweise für die PV-Nutzung hinsichtlich städtebaulicher Parameter zusammenfassen.

Anlagengrößen, Datenlage

Aus den verfügbaren Daten können zwei Größenkategorien abgeleitet werden: Quartiersprojekte mit 50 bis 100 Wohneinheiten und Großprojekte ab 500 Wohneinheiten. Durchwegs ist die Datenlage hinsichtlich Kosten, technischer Lösungen und Stromerträge sehr heterogen und lückenhaft.

Masterplan

In den großvolumigen Projekten lässt sich keine klare solare Konzeption ablesen.

Bebauungsplan

Die Mehrzahl der untersuchten Projekte auf Quartiersebene folgt deutlich einer südorientierten, eher linienförmigen Bebauungsstruktur.

Dominanz der Dachflächen

Die Dachflächen spielen sowohl im Wohnbau als auch im gewerblichen Sektor eine dominierende Rolle, begründet durch die einfachere Verfügbarkeit der Flächen und geringere Kosten.

Funktionale Präferenz

Die zitierten Projekte stammen überwiegend aus dem Wohnbau. Aus Sicht eines hohen Deckungsanteils für den Eigenbedarf erscheint das sinnvoll.

Typologische Präferenz

Viele zitierte Projekte verfolgen eine zeilenartige Bebauung, die zu einer starken Dominanz von linearen städtebaulichen Räumen mit Korridorwirkung führt. Bereits in der Projektentwicklung und spätestens beim städtebaulichen Entwurf ist von den Entscheidern ein klares Statement zur gewünschten stadträumlichen Qualität zu geben und die Erwartungen an solare Deckungsgrade einer großflächigen PV-Nutzung darauf abzustimmen.

Potential Öffentlicher Raum

Einige internationale Beispiele lassen die großen gestalterischen und energetischen Möglichkeiten erkennen. In Wien belaufen sich die Flächen für Verkehr, Parks und öffentliche Gebäude z.B. auf 8600 ha (Statistik der Stadt Wien). Das sind immerhin 20 % des gesamten

Stadtgebiets, welche für eine Potentialabschätzung in Frage kommen. Bei einer vorsichtigen Annahme von einem Prozent tatsächlich nutzbarer Flächen wäre das immerhin eine mögliche Leistung von 86.000 kWp.

2.5.1.1 Städtebau – Hinweise für den Entwurf

- Die Südausrichtung der organisierenden Leitlinien des Masterplans, wie Hauptachsen, Straßen- und Grünraumkanten, erleichtern und stärken die solare Effizienz in den detaillierteren Ebenen der Bebauungs- und Objektplanung.
- Die Dachflächen sind für PV-Nutzung im urbanen Bereich des Wohnbaus besonders interessant, daher sollten die Bauvorschriften und Gestaltungsvorgaben dieses Potential entsprechend berücksichtigen.
- Darüber hinaus sind im Wohnbau die Südfassaden für die Wohnqualität und die passiv solare Nutzung bedeutend und sollten im Rahmen der Gestaltungsrichtlinien so weit wie möglich frei gespielt werden. Damit wird auch die generelle Energiebilanz durch geringere Heizbedarfe entlastet.
- Im Bürobau wären zusätzlich zum Dach die Südfassadenflächen potentiell für PV gut nutzbar.
- Ein großes Potential rein flächenmäßig wäre im öffentlichen Raum, wie Verkehrsflächen, öffentlicher Infrastruktur, teilweise Grünflächen, etc. gegeben.
- Für den städtebaulichen Entwurf muss letztlich auch klar sein, dass auf Objektebene von Seiten der Baugesetzgebung alle Voraussetzungen für einen effizienten und kostengünstigen Einsatz der gebäudeintegrierten PV und eine rasche Baugenehmigung geschaffen sind. Dazu gehören unter anderem approbierte technische Standards für die bautechnische Sicherheit und gestalterische Direktiven, die großflächige PV-Flächen an Fassaden und in der Dachlandschaft zulassen.
- In der Phase der Projektentwicklung sind bei der funktionalen Mischung jene Aufteilungsschlüssel und räumlichen Zuordnungen in der Widmung durchzuführen, die auf Viertelebene ein hohes Maß an Strom-Eigendeckung erlauben.
- Bei großflächigen Entwicklungen geht aus der Marktrecherche hervor, dass in einer frühen Projektphase das Betreibermodell geklärt sein sollte, um die Systemauslegung und die ökonomischen Eckdaten für die Investoren der Gebäudeprojekte parat zu haben.
- Jede städtebauliche Planungsphase sollte durch eine dynamische solare Simulation begleitet werden, um den möglichen Solarertrag tragfähig abschätzen zu können und um die nachfolgende Planungsphasen hinsichtlich Optimierung oder für gut argumentierbare alternative Entscheidungen mit den entsprechenden Informationen auszustatten.

2.5.2 Architektur

Dach

Praktisch Standard ist die Integration von PV an geneigten Dächern mit der Hauptzielgruppe kleinvolumiger Wohnbau. Großvolumige Integration in flach geneigte Dächer beschränken sich derzeit auf einige Gewerbe- und öffentliche Bauten.

Gestaltung

Einige Projekte im dicht bebauten urbanen Bereich zeigen eine gründliche gestalterische und funktionale Auseinandersetzung mit den Themen Draufsicht und sichtbare Dachlandschaft.

Potential und Ausblick

Es braucht eine strukturiert angelegte Diskussion zur Gestaltung der urbanen Dachlandschaft und Überlegungen, wie großvolumige öffentliche Gebäude stärker mit integrierter PV ausgestattet werden könnten.

Fassade

Die Fassadenintegration wird vom gewerblichen Bereich, vor allem Bürobau, dominiert, wo derzeit weniger wirtschaftlich-energetische als vielmehr Aspekte der PR und Außenwirkung verfolgt werden.

Die Integration flacher opaker Module als hinterlüftete Fassadendeckschicht ist praktisch Standard. Die Doppelnutzung als fixer Sonnenschutz ist mit Standardkomponenten machbar, neue Ansätze, wie z. B. PV mit adaptivem Motorantrieb, existieren als exemplarische Sonderlösungen.

Potential und Ausblick

Interessant erscheint der Bereich der transluzenten PV, in der Stromproduktion und Belichtung überlagert werden könnten. Für diese Lösungen gibt es verfügbare Produkte. Für die Diskussion nach Architektur und Ökonomie stehen noch keine ausreichenden Erfahrungen oder Evaluierungen zur Verfügung.

2.5.3 Bautechnik

Potential

Im Fassadenbereich sind für Großbauvorhaben neue und vor allem schneller versetzbare Fassadenfertigelemente erwartbar. Eine intensive Kooperation zwischen Fassadenbauern, Modulherstellern und den Elektrogewerken könnte hier zumindest von der Baustelleneffizienz her innovative Lösungen bieten.

Da vor allem im Fassadenbereich die Außenwirkung eine fast dominante Rolle spielt, wäre der gestalterische Aspekt intensiv und integriert zu bearbeiten. Bei den wesentlichen Investoren wäre die Erkenntnis zu platzieren, dass erstklassige Lösungen eine integrierte Planung vom Entwurf weg und die Beauftragung eines kompletten Planerteams erfordern.

Im Wohnbau geht es vor allem um kosteneffiziente Lösungen, welche auch die wesentlichen Fragen der Wartung und Dauerhaftigkeit beantworten.

Ausblick

Generell scheint es wesentliche Unterschiede im Entwicklungstempo in den Bereichen Zellen, Module und Bauanwendung zu geben.

Öffentlich gut zugängliche Dokumentationen für standardisierte und geprüfte Details, vor allem für Anschlüsse und Unterkonstruktion, würden die Transparenz des Anbietermarktes und damit die Akzeptanz und Anwendbarkeit wesentlich erhöhen.

Eine Standardisierung der verfügbaren Basisprodukte aus der Industrie, zumindest in den Abmessungen und technischen Kenndaten, um Planungssicherheit vom Entwurf bis zur Detailplanung zu ermöglichen, wäre hilfreich, genauso wie eine gut gewartete Datenbank mit jeweils aktuell verfügbaren Produkten.

Moderne hoch gedämmte Gebäude reagieren sensibel auf Wärmebrücken, daher brauchen die Ankerpunkte der PV-Anlage an Dach oder Fassade besondere Beachtung.

2.5.4 Kosten

Investoren und deren Planer brauchen für ihre Entscheidungen belastbare und nachvollziehbare Darstellungen, die auch durch die einlangenden Angebotspreise nach der Ausschreibung und vor allem bei den Stromerträgen weitgehend eingelöst werden.

Relevant sind die Gesamtkosten des Gebäudes. Die ökonomisch quantifizierbaren Parameter Energieertrag und Baukosten müssen mit den langfristig über den gesamten Lebenszyklus eines Bauwerks wirksamen qualitativen Parametern wie z.B. Gestaltung, Nutzbarkeit, Flexibilität, Raumgefühl, öffentliche Erscheinung abgewogen werden.

Kostensynergien durch Einsatz von PV-Paneelen als Fassadenflächen lassen sich derzeit nur im Bürobau bei hochwertigen Glas- oder Steinfassaden darstellen.

Bei der Fassadenintegration hängt die Einschätzung der Kostenfrage wesentlich vom Entwurfskonzept ab. Formal einfache, flächige Konzepte mit standardisierten opaken Flächenzuschnitten sind naturgemäß günstiger als sehr heterogene Oberflächenformen oder gar gekrümmte Flächen. Hier tut sich also ein veritabler Interessenskonflikt zwischen den Ansprüchen einer kostengünstigen PV-Integration und den Ansprüchen an eine interessante Architektursprache.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die großvolumige Nutzung im urbanen Bereich durch zahlreiche internationale Projektbeispiele in ihrer Machbarkeit gezeigt wurde. Der Schlüssel für eine Weiterentwicklung liegt in der Ergänzung der städtebaulichen Planungsmethoden um den Bereich der solaren Optimierung, wo auch bereits ausreichende Planungswerkzeuge zur Verfügung stehen.

Im Bereich der Architektur und Bautechnik werden mit steigender Nachfrage von Seite der Investoren auch weitere innovative Lösungen der Integration in die Gebäudehülle entwickelt werden.

Die absehbare Steigerung der Leistung und das Sinken der Preise im Feld der PV-Technologie werden den Einsatz und die Weiterentwicklung der gebäude-integrierten Photovoltaik tendenziell fördern und steigern.

2.6 Stakeholder- und Nutzerdialog für die Planung eines GIPV-Musterstadtteils

Zu den zentralen Stakeholdern zählen neben der Stadt Wien und wien 3420 vor allem die PV-Wirtschaft, Investoren und Immobilienentwickler, Architektur- und Baubranche und Energieversorgungsunternehmen. Es zeigte sich, dass bei allen relevanten Interessensgruppen vorwiegend Chancen mit der Errichtung einer Sun^{Power}City verknüpft sind. Die pro-Argumente reichen von sehr generellen, volkswirtschaftlichen, gesellschaftlichen Aspekten (wie der Verbesserung der Arbeitsmarktsituation, heimischer Forschung und Entwicklung, Energieversorgungssicherheit, Klimaschutz) hin bis zu konkreten Interessen von einzelnen Stakeholdergruppen (z. B. neue Produktentwicklungen, Clusterbildung etc.).

Chancen für die Stakeholder im Überblick:

- **Schaffung neuer Arbeitsplätze**
- **Beitrag zum Klimaschutz** durch verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien/PV
- **Sicherung der urbanen Energieversorgung** unabhängig von steigenden Energie- und Rohstoff (Erdöl-)preisen
- **Wirtschaftlichkeit: PV als Spitzenstrom**
- **Forschung und Entwicklung**, Innovationen und neue Produktentwicklungen
- **Testfeld: für neue Produktanwendungen**, Erproben moderner neuer Technologien, aber auch für die Gestaltung einer optimalen System- und Netzeinbindung (durch EVU), sowie für Smart Grids, Smart Meterings etc.
- **Knowhow-Aufbau** auch bei der Vermarktung von GIPV-Immobilien
- **Clusterbildung/Vernetzung**
- **Image-Gewinn**: durch Realisierung eines überzeugenden GIPV-Leuchtturm-Projektes
- **Differenzierung** zu anderen Projektentwicklungsgebieten
- **Vermarktungschancen** als Standort mit ökologisch innovativen und nachhaltigen Projekten
- **Erfüllung der neuen EU-Gebäuderichtlinie** (ab 2020 gilt: „nearly zero energy standard“ für alle Neubauten)

Risiken für die Stakeholder im Überblick:

- **Wirtschaftlichkeit/ Kosten** von GIPV / Förderbedarf / Kosten Ausbau Stromnetz
- **Unsichere Nachfrage** (bei höheren Miet- und Kaufpreisen)
- **Fehlendes Knowhow**
- **Unzuverlässigkeit in der Stromproduktion** (durch solare Fluktuation)
- **PV als Konkurrenz zu Gaskraftwerken?**

Überschneidungen der Interessen der einzelnen Stakeholder im Überblick:

	Stadt Wien	wien 3420	PV- Firmen	Immo- Branche	EVU
Chancen Sun^{Power}City	x	x	x	x	x
Neue Arbeitsplätze	x		x	x	
Beitrag zum Klimaschutz	x				
Energieversorgungs-Sicherheit	x				x
PV als Spitzenstrom					x
Motor für F&E, Innovationen	x		x		x
Testfeld für neue Technologien			x		x
Knowhow-Aufbau rund um GIPV	x	x	x	x	x
Clusterbildung/Vernetzung	x	x	x	x	x
Imagegewinn	x	x	x	x	x
Differenzierung des Standortes		x		x	
Erleichterung der Vermarktung		x		x	
Erfüllung EU-Gebäuderichtlinie	x			x	
	Stadt Wien	wien 3420	PV- Firmen	Immo- Branche	EVU
Risiken Sun^{Power}City					
Wirtschaftlichkeit	x	x		x	x
Unsichere Nachfrage aspern		x		x	
Fehlendes Knowhow		x		x	x
Fluktuierende Stromproduktion					x
PV als Konkurrenz zu Gas-KWs					x

Tabelle 17: Darstellung der Stakeholder-Interessen im Vergleich

Im Laufe der Stakeholderdialoge zeigte sich (wie die oben dargestellte Tabelle zeigt), dass es eine sehr große Schnittmenge bei den Interessen der beteiligten Akteure gibt. Das betrifft beispielsweise den Bereich „Knowhow-Aufbau“ rund um GIPV:

- Ein Stromplus-Modell-Stadtteil in Wien bietet für Unternehmen im (GI)PV-Bereich ein ideales Testfeld, um neueste Produktanwendungen und Technologien zu erproben.
- Gleichzeitig stellt es für EVU eine Möglichkeit dar, in einer Testumgebung Knowhow bei der Gestaltung einer optimalen System- und Netzeinbindung aufzubauen: Diese Erfahrungen werden durch die schrittweise Umstellung auf ein neues Energiesystem mit verstärktem Einsatz dezentraler Energieerzeuger immer wichtiger!
- Zudem bietet eine Sun^{Power}City für involvierte Immobilienentwickler die Chance, sich wichtiges praktisches Wissen zur Vermarktung von Strom-Plus-Immobilien im urbanen Bereich anzueignen.

Ein weiteres Beispiel für ein pro-Argument, das alle Stakeholdergruppen betrifft, ist der Faktor „Image“. Die Realisierung eines überzeugenden GIPV-Leuchtturm-Projektes bedeutet für alle Beteiligten (entlang der Wertschöpfungskette) insbesondere aber für die Stadt Wien, die

Wienstrom, Architekten und Planer sowie Unternehmen, die sich in einem innovativen GIPV-Stadtteil ansiedeln werden, einen starken und nachhaltigen Image-Gewinn.

2.7 Standortkriterien und Optionen

Untersucht wurde weiters, welche Kriterien ein Standort erfüllen muss, um für die Errichtung gebündelter, Energie optimierter Gebäude mit GIPV im Sinne einer „Modellstadt in der Stadt“ geeignet zu sein. Wesentlich dabei scheinen folgende energetische, städtebauliche, markt-technische sowie wirtschaftliche Standort-Kriterien:

Zentrale Standortkriterien für eine Sun^{power}City

Städtebauliche und energetische (= pv-spezifische) Aspekte:

- Klimatische Gegebenheiten: Sonneneinstrahlung für Stromerzeugung
- Bauliche Standards: Energieeffizienz im Neubau für positive Strombilanz
- Baufeldgröße und -Orientierung sowie Bebauung, Gebäudeabstände, Orientierung von PV-Flächen: PV-optimierter städtebaulicher Grundriss, möglichst viele unverschattete PV-Flächen an Dach und ertragsreichen Fassadenflächen
- Nutzungsoptionen am Standort: durchmischte Nutzung Wohnbau, Bürobau, Industrie zur verbesserten Eigennutzung des PV-Stroms
- Technische Infrastruktur: Belastbares, modernes Stromnetz für Rückeinspeisung der erzeugten Strom-Überschüsse

Vermarkungstechnische (= nicht dezidiert pv-spezifische) Aspekte:

- Größe des Gebietes: Erweiterungsmöglichkeiten für expandierende Unternehmen
- Verkehrsinfrastruktur: Verkehrsanbindung am Standort (öffentlicher Verkehr, Autobahn- und Zuganbindung)
- Forschungseinrichtungen am Standort: Vernetzungsmöglichkeiten
- Image des Standorts und passender Themenschwerpunkt
- Grundstücksbesitzverhältnisse: Plan- und Umsetzbarkeit einen Masterplans

Weitere (nicht pv-spezifische) Aspekte für Standortentscheidungen werden nicht explizit dargestellt, da sie entweder nicht verfügbar sind (Grundstückspreise) oder gleichermaßen für alle Standortoptionen innerhalb Wiens gelten (das betrifft die klassischen Standortfaktoren wie z. B. Steuern und Abgaben, Arbeitskräftepotential, Wirtschafts- und Bevölkerungsstruktur, Kultur- und Bildungsangebot, Freizeitmöglichkeiten etc.).

Standortentscheidung für eine Sun^{power}City: Flugfeld aspern (J-Sektoren)

Am Beispiel der Stadt Wien wurden ausgesuchte in Frage kommende Areale im Hinblick auf die (oben angeführten) zentralen Standort-Kriterien für eine Sun^{power}City grob analysiert und bewertet: die Stadtentwicklungsgebiete Rothneusiedl, Siemensgründe und aspernSeestadt Wiens.

Bei der Gegenüberstellung dieser Standortvarianten innerhalb von Wien wurde das Zielgebiet aspern eindeutig am besten bewertet, da hier im Unterschied zu den anderen Gebieten alle nötigen Voraussetzungen idealtypisch gegeben sind: Das Areal erfüllt alle energetischen, städtebaulichen und marketingrelevanten Standortkriterien für einen Stromplus-

Stadtteil mit GIPV. Die J-Sektoren innerhalb asporns, die in Gesprächen mit der Stadt Wien, dem WWFF und wien 3420 als Zielgebiet für den Testentwurf ausgesucht wurden, müssen städtebaulich (ohnehin) nochmals überarbeitet werden. Dabei können entsprechende Vorgaben für eine PV-optimierte Planung berücksichtigt werden.

2.8 Städtebaulicher Testentwurf

Für den Testentwurf wurden die städtebaulichen Randbedingungen für eine PV-optimierte Bebauungsplanung untersucht. Als wesentliche Parameter stellen sich vor allem die verfügbaren Dachflächen und die solar orientierte Organisation der Baukörper heraus. Je nach städtebaulicher Organisation (Orientierung, Beschattung) gewinnen auch die süd-orientierten Fassaden als PV-Träger an Bedeutung. In beiden Fällen liegt auch großes Potential in einer architektonisch qualitätsvollen und differenzierten Ausgestaltung (siehe Solar-Balkon, solar-grüne Dachlandschaft).

Der Testentwurf zeigt durch die schrittweise Optimierung des solaren Ertrags, dass in der städtebaulichen Planungsebene bereits wesentliche Ertrags-Potentiale in einer Größenordnung von 30 % gehoben werden können. Weitere Ertragssteigerungen sind durch innovative integrierte Ansätze in der Fassadennutzung möglich, so dass für ein Stadtteilgebiet eine virtuelle Volldeckung des Strombedarfes bereits mit derzeit verfügbarer Technologie möglich erscheint.

2.8.1 Testgebiet

Baufeld	Baufeldfläche (V04)	GFZ lt. MP (V04)	BGF lt. MP (V04)	Wohnen	F&E
J3	5.732	2,50	14.330		100%
J9	5.713	2,60	14.854	95%	
J10	8.434	2,50	21.085		100%

Für den Testentwurf wird jeweils ein Baufeld mit Wohn- und daran angrenzend eines mit Büronutzung bei etwa gleicher Ausrichtung der Baufelder gewählt. Die städtebaulichen Parameter der Bauklasse und GFZ werden dabei vom vorhandenen Planungsstand der Bebauungsplanung (Juli 2009) übernommen.



Abbildung 32: Stadtentwicklungsgebiet Seestadt Aspern, Etappe 1, ausgewählte Baufelder für den Testentwurf, J9 (gelb) Wohnbau, J3 und J10 (blau) F&E Bürobau

2.8.2 Testentwurf Optimierung

Der Testentwurf verfolgt grundsätzlich das Ziel, alle unter den gegebenen Rahmenbedingungen möglichen Optimierungen hinsichtlich PV-Nutzung auszuschöpfen um damit eine Abschätzung zu erlauben, ob mit derzeit technischen Möglichkeiten ein stromautarker Stadtteil möglich sein könnte. Die Optimierung wird hier in Einzelschritten dargestellt um die Effektivität der Einzelmaßnahmen besser nachvollziehbar zu machen. Zur besseren Anschaulichkeit werden die Zwischenergebnisse immer den Werten der Ausgangsvariante gegenübergestellt.

Dachfläche maximieren

Durch eine bessere Ausnützung der maximal bebaubaren Fläche, unter Berücksichtigung der bestehenden Bebauungsplanung, kann automatisch die wertvolle Fläche des Daches erhöht werden. Die Baukörperhöhen werden dabei jedoch nur so weit erhöht, als das auch höchste Innenraum- und Belichtungsqualität eingehalten wird.

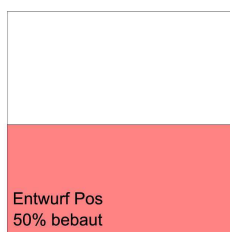
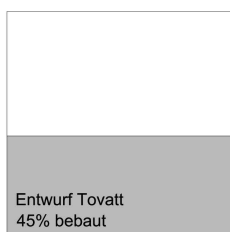
Basis WB-Masterplan

Studie SUNpc



Maximierung der Baukörperptiefen bei gleichzeitiger Einhaltung höchster Innenraum- und Belichtungsqualität

bebaute Fläche **Wohnen** (Baufeld J9)
Vorgabe: max. 50% bebaubar



bebaute Fläche **Büro** (Baufelder J3+J10)
Vorgabe: max. 60% bebaubar

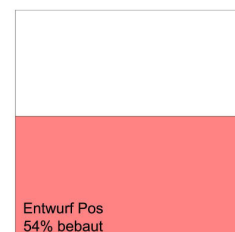
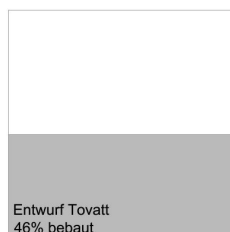


Abbildung 33: Vergleich bebaute Dachflächen

Im Vergleich zur Ausgangsvariante ergibt sich durch die erste Anpassung der Bebauungsplanung eine durchschnittliche Steigerung des PV-Ertrages von 11-17 %.

Eigenbeschattung der Dachfläche minimieren

Die häufigen Höhenwechsel in der Ausgangsvariante führen zu vielen Bereichen mit Eigenbeschattung der Dachfläche. Im nächsten Optimierungsschritt werden diese Höhensprünge eliminiert und damit auch die Eigenverschattung.

Wie oben erwähnt, wird durch die Umweltrichtlinien ein Mindestanteil an begrünten Dächern (40 % Wohnbau, 36 % Bürobau) gefordert. Diese Grünflächen lassen sich in den Abständen zwischen den PV-Reihen unterbringen. Daher bleibt in diesem Fall dieser Optimierungsschritt ohne große Auswirkungen auf die mit PV belegbare Fläche. In der Version WB-Masterplan erzwingt der Ausgleich der beschatteten Bereiche aber einen engeren Modulabstand und damit eine flachere Neigung, womit sich hier eine leichte Verminderung des Ertrages ergibt.

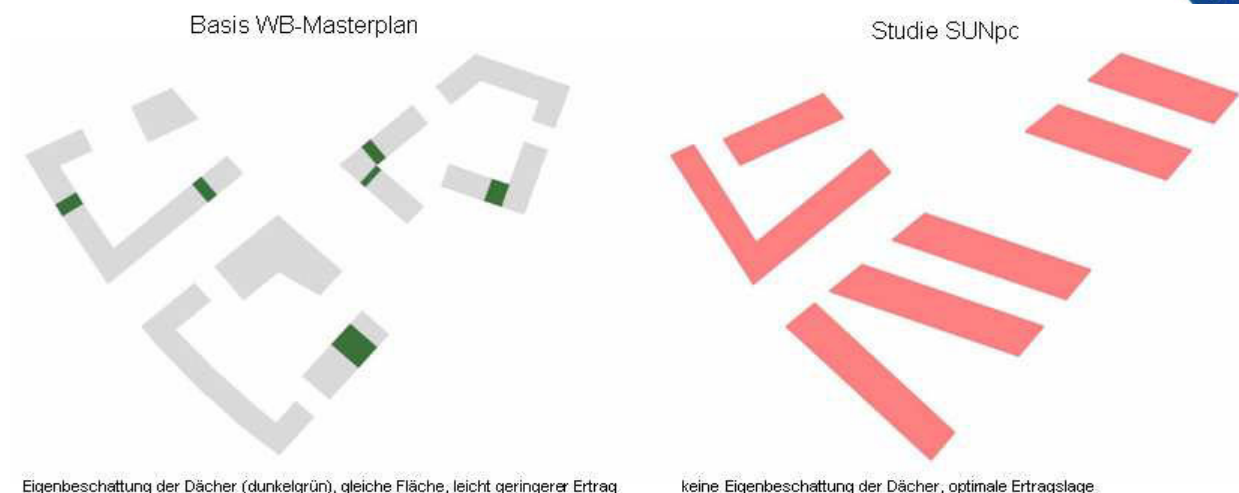
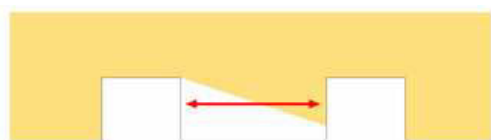


Abbildung 34: Vergleich Eigenbeschattung der Dachflächen

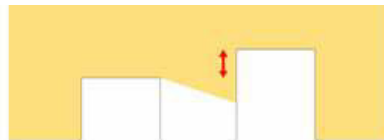
Allerdings wird durch die Eliminierung der Eigenbeschattung auf der Dachfläche der Spielraum für die Nutzung der Dachfläche erheblich vergrößert. So werden alternative und ergänzende Dachnutzungen in Kombination mit der PV-Nutzung erleichtert.

Beschattung der Fassade minimieren

Im nächsten Schritt wird die Beschattung der Fassaden durch die Erhöhung des Gebäudeabstands und das Ansteigen der Gebäudehöhen von Süden nach Norden minimiert.



durch maximalen Gebäudeabstand



durch Ansteigen der Bauhöhe nach Norden

Abbildung 35: Maßnahmen zur Verringerung der Fassadenbeschattung

(Siehe dazu oben die vereinfachte Besonnungsregel mit 20.12. d.J. 12 Uhr Mittag)

Basis WB-Masterplan

Studie SUNpc

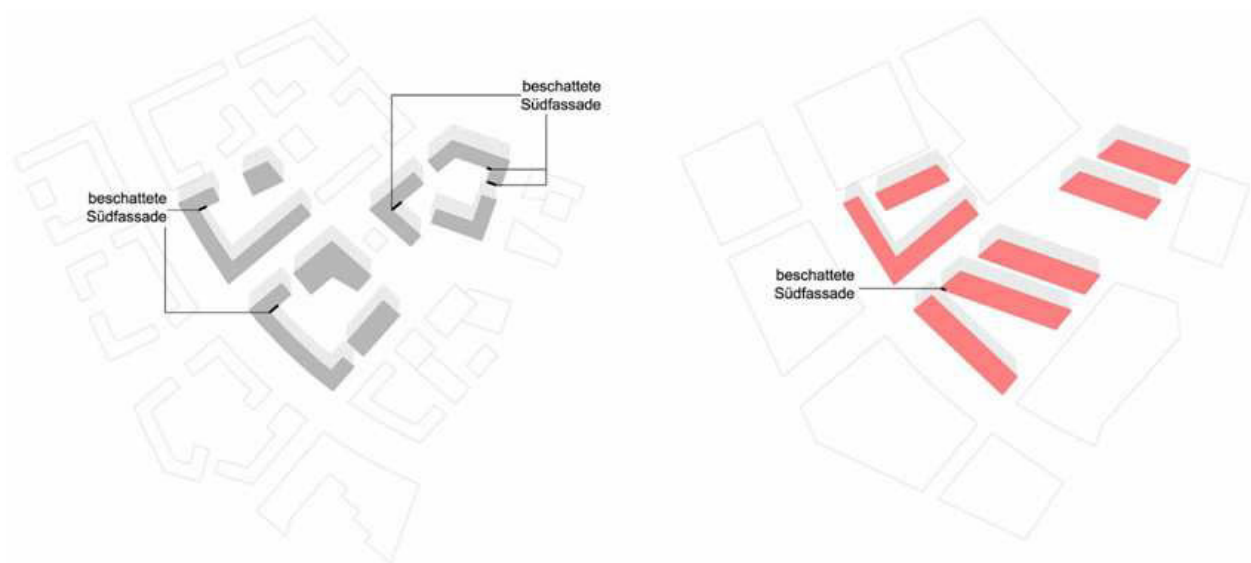
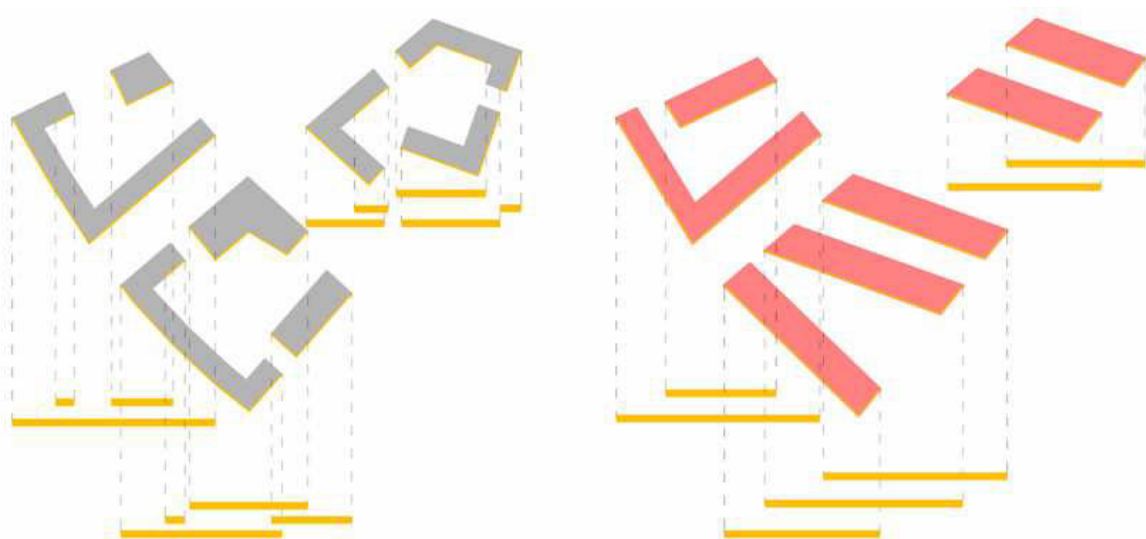


Abbildung 36: Vergleich Beschattung der Fassade

Fläche der Südfassaden maximieren

Durch den Umbau der Blockrand-Bebauung auf stärker südorientierte Zeilen kann der Anteil hochwertig besonnener Fassadenflächen mit besserem PV-Wirkungsgrad um ca. 20 % erhöht werden.



südorientierte Fassaden Ausgangsvariante

südorientierte Fassaden optimierter Entwurf

südorientierte Fassaden Ausgangsvariante (grau) und optimierter Entwurf (rot)

Abbildung 37: Vergleich der südorientierten Fassadenanteile

Diese Maßnahme bringt kurzfristig keinen Mehrertrag, weil vertikale Fassadenflächen derzeit aus wirtschaftlichen Gründen nicht angesetzt werden. Dies ist jedoch eine vorsorgende

Maßnahme, die die Nutzbarkeit der Fassadenflächen erhöht, da mittelfristig die Entwicklung in Richtung billigerer und leistungsfähigerer PV-Module absehbar ist.

PV- Belegung an der Fassade optimieren

Da die vertikale Belegung der Fassadenflächen unter derzeitigen wirtschaftlichen Bedingungen kaum sinnvoll ist, wird in diesem Einschub untersucht, ob alternative Möglichkeiten bestehen.

Folgende Rahmenbedingungen wurden festgelegt:

- Die PV-Flächen sind so angeordnet, dass keine Eigenverschattung auftritt, d.h. freie Besonnung am 21.06 um 12:00 Uhr (65°).
- Eine sehr gute Belichtung der Innräume soll gewährleistet sein, d.h. bei Fensteröffnungen ohne Sturz und bei einer maximalen Auskragung der PV-Elemente von 1,30 m soll das Tageslichtprisma unter mindestens 45° einfallen können.

Diese Untersuchung wurde sowohl für die Nutzung Büro und Wohnen durchgeführt.

Büro

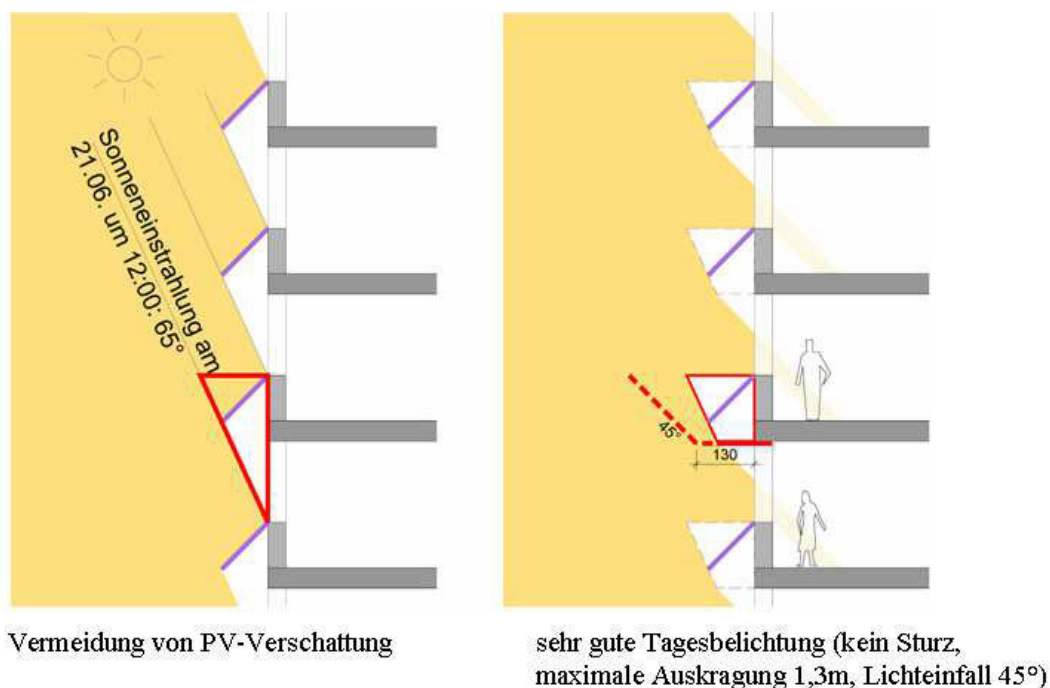


Abbildung 38: Rahmenbedingungen für die PV-Belegung: Bürofassade

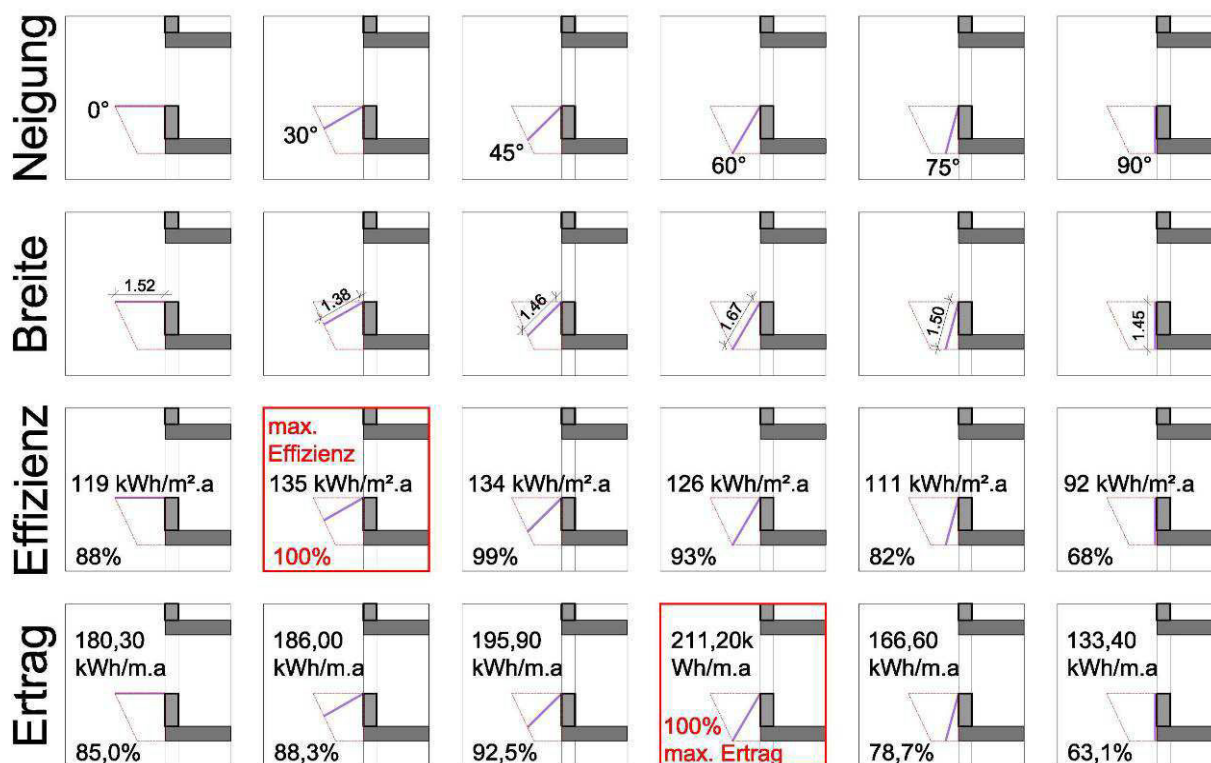


Abbildung 39: Varianten der PV-Belegung: Bürofassade

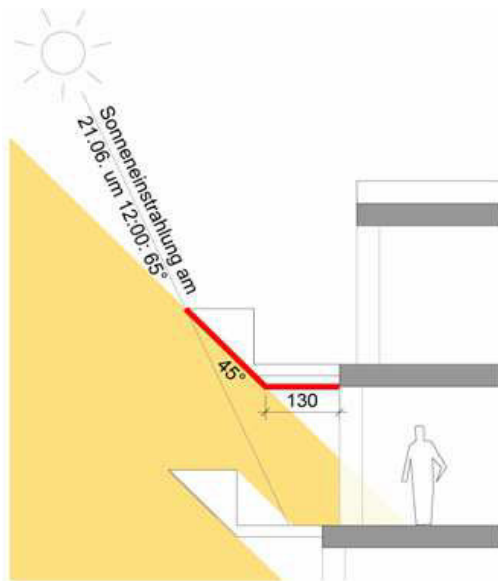
Im Fall Büronutzung wurde ein vereinfachtes Modell der PV im Brüstungsbereich angenommen. Aus der Varietenaufstellung sind zwei relevante Fälle ablesbar. Maximaler Ertrag und maximale Effizienz. Maximale Effizienz heißt, dass je m² investierter PV-Fläche der höchste Ertrag erwirtschaftet wird.

Es wird darauf hingewiesen, dass bei einem integrierten Gesamtentwurf im Falle eines konkreten Projektes weitere Positionen der PV in Hinsicht auf Beschattungswirkung und Einsparung bei den Kühlkosten untersucht werden könnten.

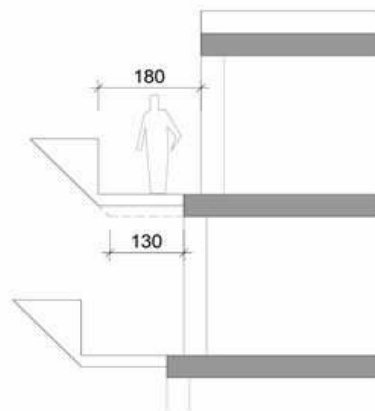
Wohnen

Wie im Modelltyp zur Nutzung Wohnen festgelegt, sollen die Fassadenflächen nicht für die PV-Belegung angenommen werden, da dadurch der Entwurfsspielraum für die Besonnung der Innenräume und für die Balkone eingeschränkt würde. Es stehen daher im Wesentlichen die Brüstungsbereiche der Balkone für die PV zur Verfügung. Durch die Bautiefe und Höhe dieser Bauelemente ergeben sich unterschiedliche Rahmenbedingungen und neue Möglichkeiten.

Aus der Aufstellung der Varianten geht klar hervor, dass die ausgeklappten PV-Flächen die weitaus besten Werte ergeben. Daher werden diese Lösungen auch in die u.a. Ertragsberechnungen aufgenommen.



sehr gute Tagesbelichtung:
maximale Auskragung 1,3m
Lichteinfall 45°



Vergrößerung der Balkonbreite

Abbildung 40: Rahmenbedingungen für die PV-Belegung: Wohnhausfassade mit Balkon

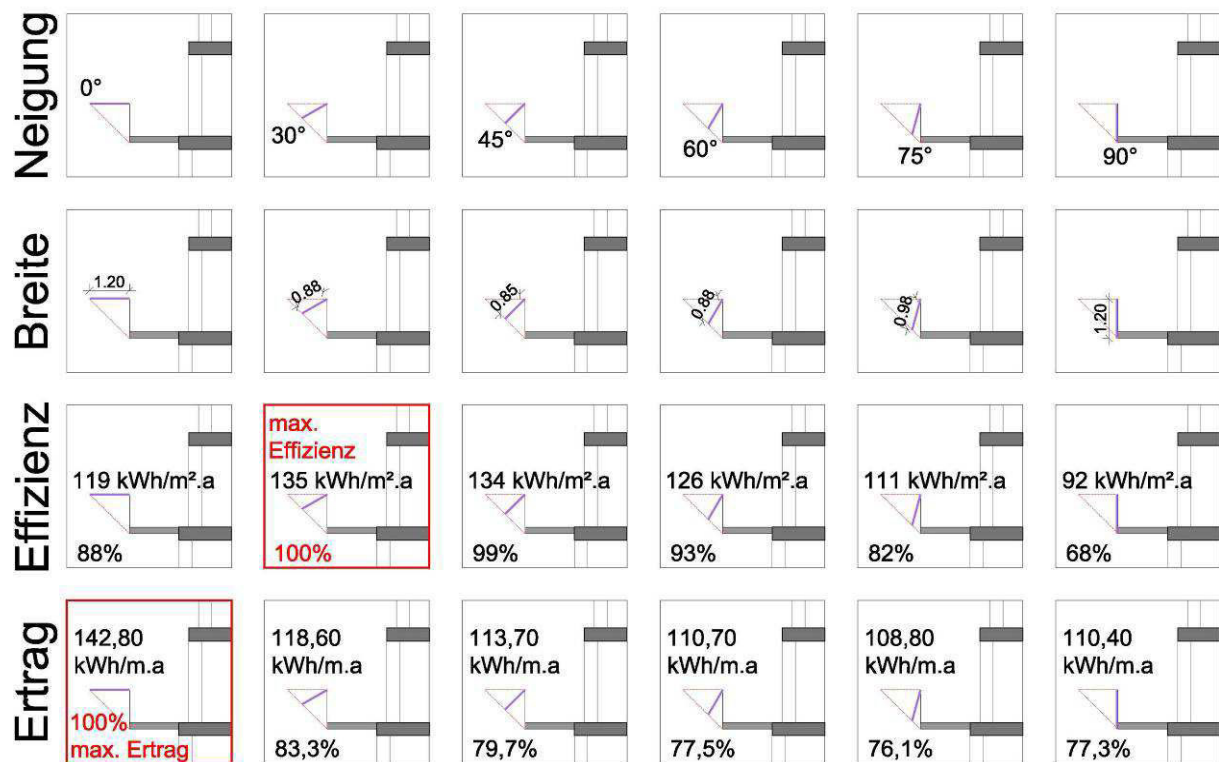


Abbildung 41: Varianten der PV-Belegung: Wohnhausfassade mit Balkon

Resultat

Die o.a. Optimierungen werden in das städtebauliche Modell eingearbeitet.

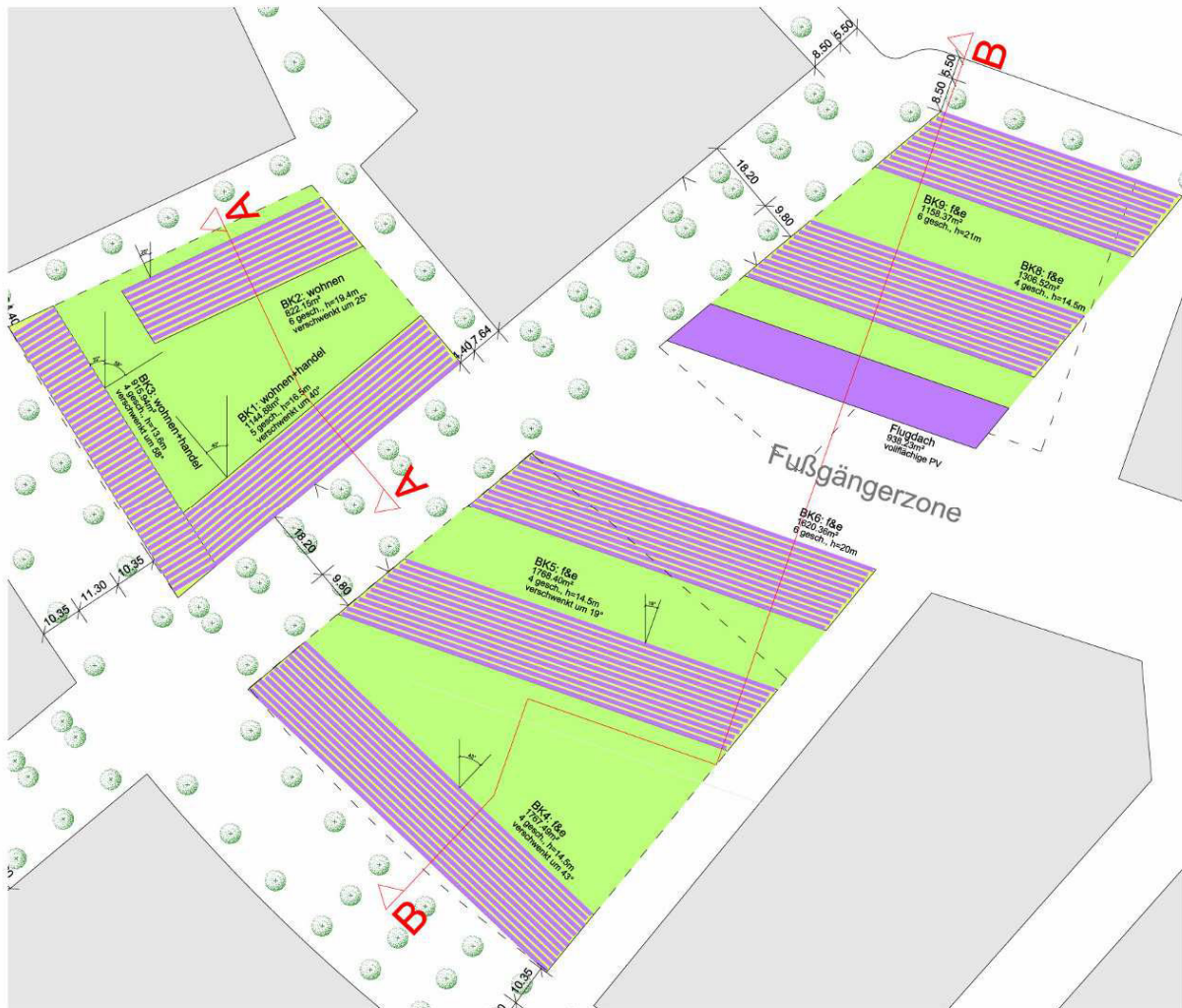


Abbildung 42: PV-optimierter-Entwurf – Lageplan, Dachdraufsicht

Für die Dachfläche wird in einem ersten Schritt strenge lineare Anordnung der PV-Paneele angenommen, wobei auch alternative interessante Varianten der Dachnutzung untersucht wurden.

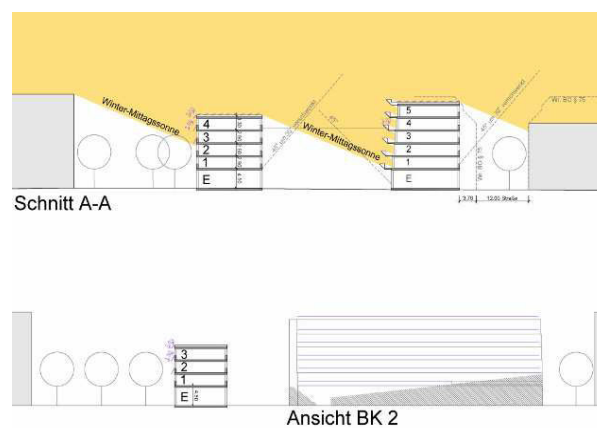


Abbildung 43: Wohnen: Schnitt, Fassadenansicht mit Beschattung

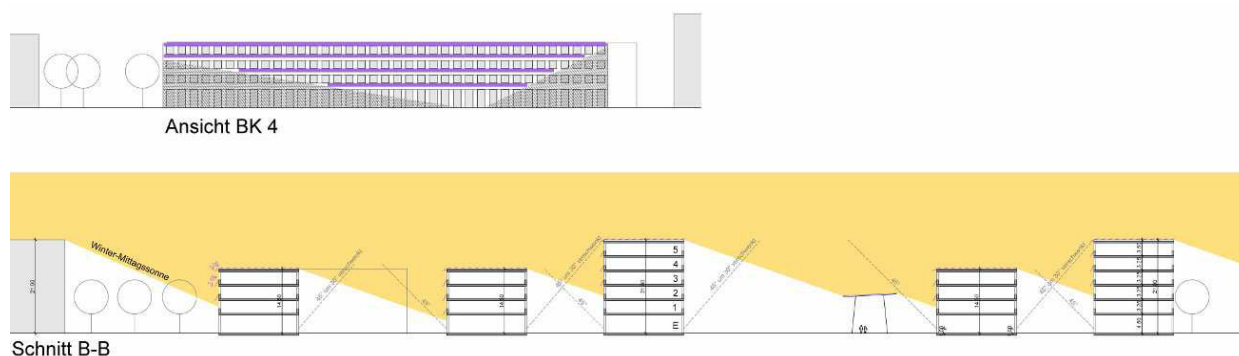


Abbildung 44: Büro: Schnitt, Fassadenansicht mit Eigenbeschattung

In den Fassaden ist klar ablesbar, dass für die Ertragsberechnung nur die „sicheren“ voll besonnenen Teile angesetzt werden.

Im Schnitt BB ist auch erkennbar, dass ein PV-Dach im öffentlichen Bereich der Fußgängerzone eingeführt wurde. Dies ist durch die neue Anordnung der Baukörper und durch die Optimierung der Gebäudeabstände möglich geworden.

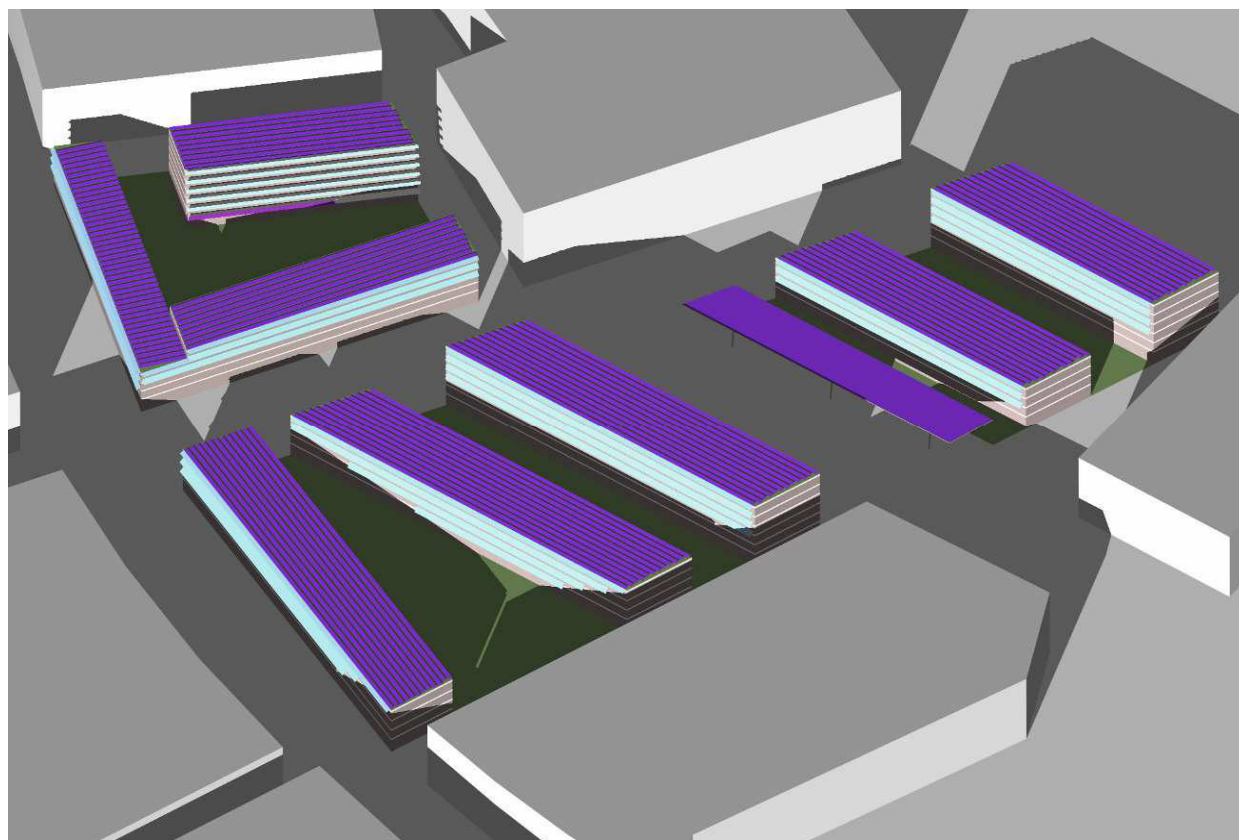


Abbildung 45: Testentwurf, Besonnung: 21. Dezember, 12:00 Uhr

2.8.3 Vergleich Ausgangsvariante – Testentwurf

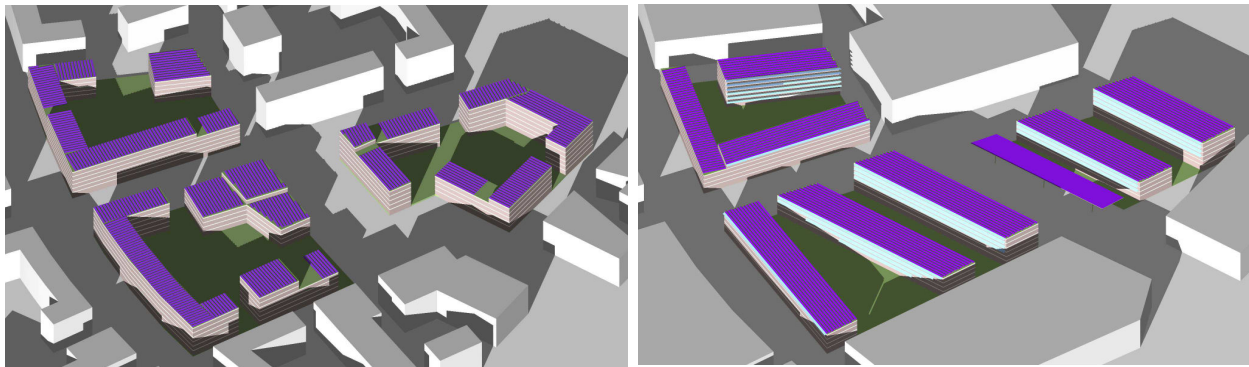


Abbildung 46: 3D-Schaubild der beiden städtebaulichen Varianten, li. Ausgangsvariante, re. Testentwurf

In Folge wird im Vergleich von Ausgangsvariante und Testentwurf das Potential an PV-Nutzung mit unterschiedlichen Kenngrößen dargestellt.

Der Ertragsermittlung wurden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

Ertragsszenario „Maximum“

Globalstrahlung	1300 kWh/m ² a
Flächeneffizienz	99%
nach Verlustabzug	75%
PV-Wirkungsgrad	18%
PV-Ertrag	174 kWh/m²a

Dies entspricht den derzeit am Markt verfügbaren leistungsfähigsten PV-Systemen.

Ertragsszenario „Medium“

Globalstrahlung	1300 kWh/m ² a
Flächeneffizienz	99%
Performance Ratio	75%
PV-Wirkungsgrad	14%
PV-Ertrag	135 kWh/m²a

Dies entspricht den derzeit am Markt verfügbaren durchschnittlichen Leistungsparametern.

Für die Verbrauchsannahmen wurden die Szenarien der vorangegangenen Arbeitspakete übernommen.

End Energie Bedarf (EEB lt. AIT)				
Strombedarf	minimum		medium	
	Mindestanforderungen des Projektes NACHASPERN			
Nutzungsart				
Wohnnutzung	25 kWh/m ² a		40 kWh/m ² a	
Büronutzung mit Fernkälte	28 kWh/m ² a		51 kWh/m ² a	
Büronutzung mit Eigenkühlung	31 kWh/m ² a		58 kWh/m ² a	
Die Werte beziehen sich auf die Baufelder mit Fernkälte "Zielgebiet für District Cooling/Fernkälte"				

PV-Ertrag

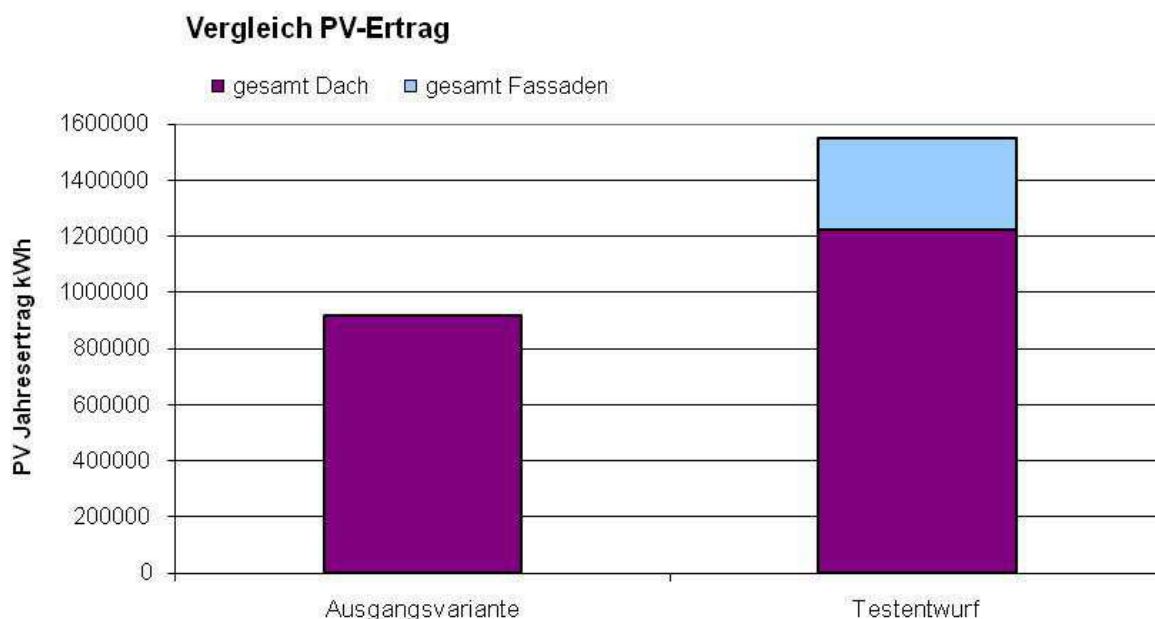


Abbildung 47: Vergleich PV-Jahresertrag Ausgangsvariante und Testentwurf

PV-Ertrag Vergleich	Ausgangsvariante	Testentwurf	Einheit
gesamt Dach	916392	1221994	kWh/a
gesamt Fassaden	0	326189	kWh/a
Wohnbau Feld J9	245766	329978	kWh/a
Büro Felder J3+J10	670626	1218204	kWh/a
gesamt Ertrag	916392	1548183	kWh/a
PV Flächen	5704	9920	m ²
PV- Ertrag / PV-Fläche	161	156	kWh/a.m ² PV
BGF	47959	50363	m ²
PV-Ertrag / BGF	19	31	kWh/a.m ² BGF

Hinweis zum Eigendeckungs-Potenzial

Der oben errechnete PV-Ertrag wird den o.a. Verbrauchsannahmen gegenübergestellt. Der Vergleich unter der Annahme derzeit bestmöglicher Performance von PV und Strombedarf zeigt bereits eine Tendenz zur Voldeckung, dies allerdings über den Jahresschnitt gerechnet, also unter der Annahme eines Netzpuffers.

Energiebilanz Strom (ohne Nutzer)		Var. MINIMUM				
	BGF	EEB spez.	EEB	PV-Ertrag	Bilanz, PV-EEB	Deckung
Verbrauch lt. AIT	m2	kWh/a.m2	kWh/a	kWh/a	kWh/a	Strom
Ausg. Wohnfeld	13889	25	347220	245766	-101454	0,71
Ausg. Bürofeld	34070	28	953955	670626	-283329	0,70
Ausg. Gesamt	47959		1301175	916392	-384783	0,70
Testentw. Wohnfeld	14321	25	358027	329978	-28048	0,92
Testentw. Bürofeld	36042	28	1009177	1218204	209028	1,21
Testentw. gesamt	50363		1367203	1548183	180980	1,13

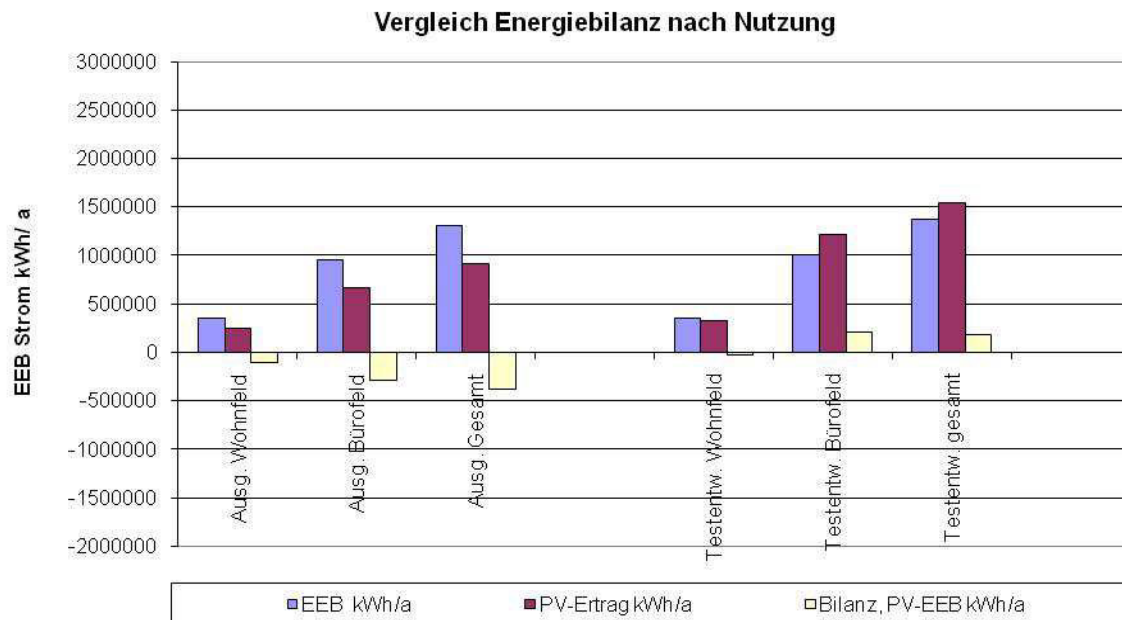


Abbildung 48: Vergleich der Entwürfe, max. PV-Ertrag, min. Strombedarf

Frei-Grünflächen

Aufgrund der Maximierung der Dachfläche zur PV-Nutzung wird dadurch auch die bebaubare Fläche maximal ausgenutzt. Im Vergleich zur Version WB-Masterplan kehrt sich dabei das Verhältnis von bebauter zu unbebauter Fläche in etwa um. Wie bereits erwähnt, ist dieser städtebauliche Parameter bei ganzheitlicher Bearbeitung der Projektentwicklung zu würdigen und abzuwägen. Bei den vorliegenden Abweichungen der Entwürfe im Bereich von + - 7 % in der Fläche wird die Qualität der Freiraumgestaltung eine vergleichbar große Rolle spielen.

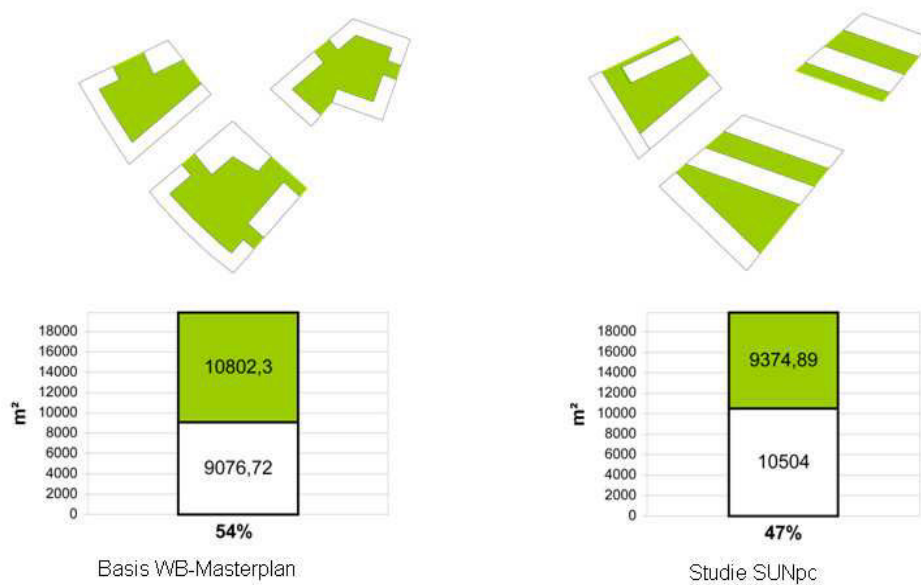


Abbildung 49: Vergleich Freiraumanteil

Qualitätsflächen/Eckflächen

Als Qualitätsflächen sind hier Flächen bezeichnet, die über eine gute Belichtung und Durchbindemöglichkeit (Querlüftung, Straßen-, Hofseite) verfügen. Eckflächen sind nur einseitig an die Fassade angebunden. Dieser Kennwert gibt eine Tendenz an für die Grundrissqualität und Verwertbarkeit der theoretisch verfügbaren Nutzflächen.

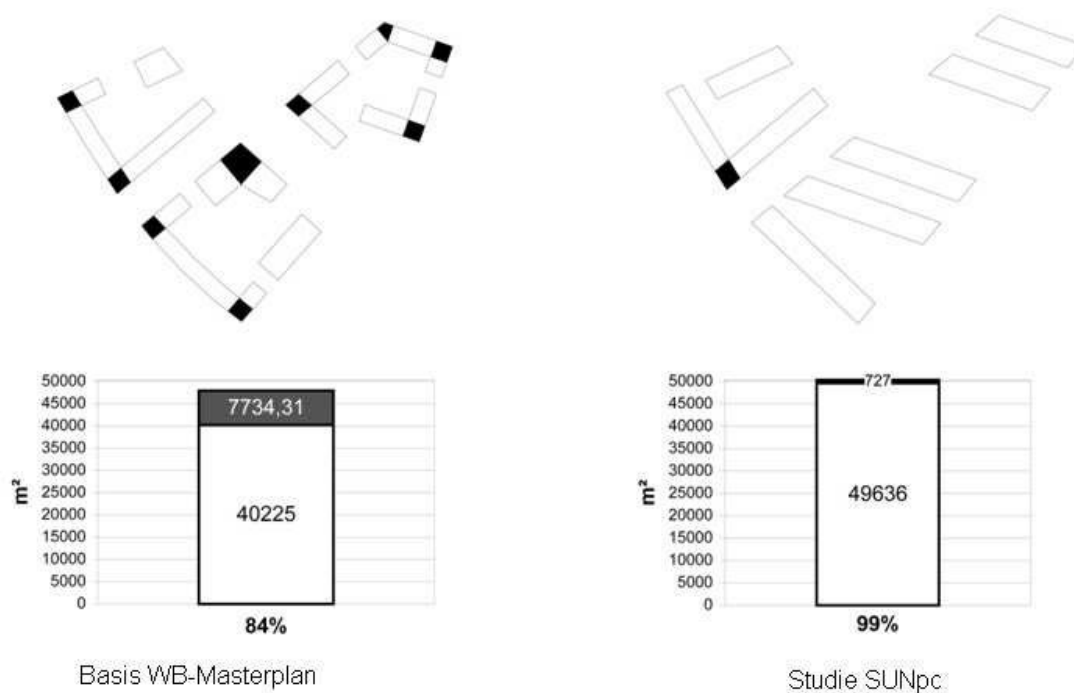


Abbildung 50: Vergleich der Wohnungs-Grundrissqualität

2.8.4 Hochrechnung auf einen Stadtteil

Nutzungen

Zur genaueren Bestimmung des Verbrauches wird die Gliederung der BGF in Wohn- und Büronutzung durch die Geschäftsnutzung ergänzt.

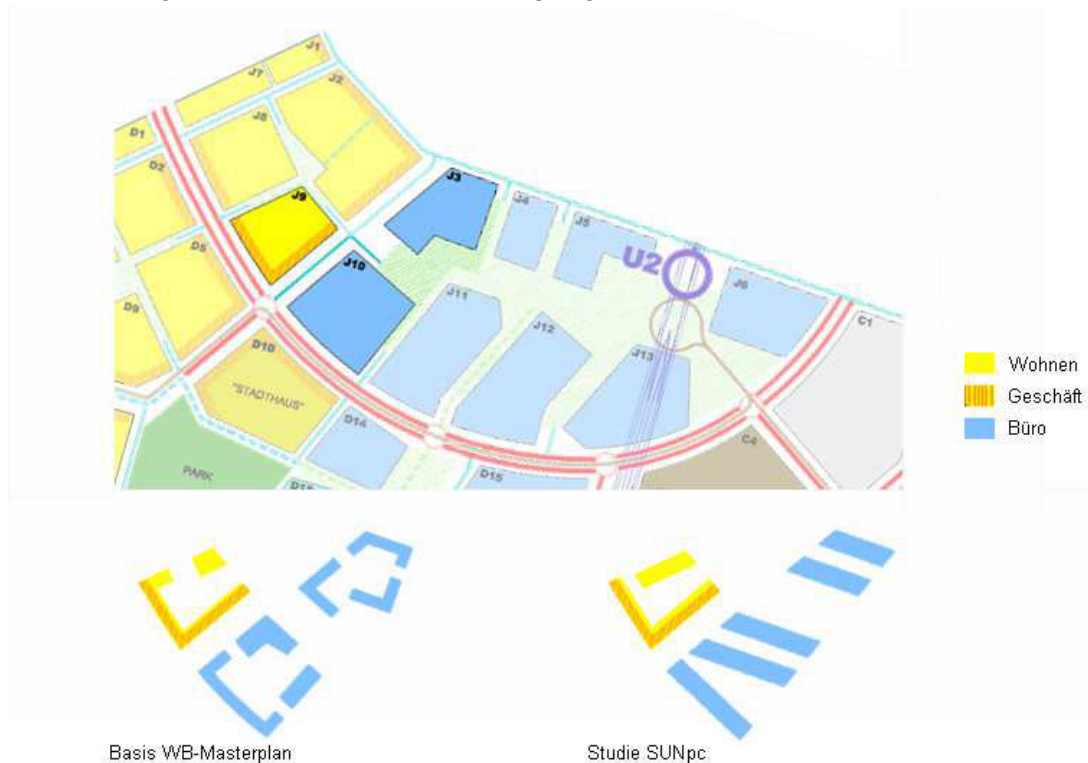


Abbildung 51: Nutzungsverteilung

Kriterien für die Hochrechnung

Um die Eigendeckung eines größeren Stadtteil-Gebietes abschätzen zu können, wird das Ergebnis der Baufelder J 3, 9 und 10 auf das Stadtgebiet „J“ hochgerechnet.

Kriterien zur Hochrechnung:

- Da die Fassaden-Erträge gering im Vergleich zu den Dach-Erträgen sind und die zusätzlichen Fassadenflächen der dichteren Bebauung durch erhöhte Verschattung relativiert werden, werden für die Belegung der Baufelder unabhängig von der Dichte (d.h. GFZ oder Bauklasse) die Werte der berechneten Referenz-Baufelder proportional zur Baufeldfläche angenommen.
- Die Referenz-Erträge werden für Wohnen und Büros aufgrund der verschiedenen minimalen Freiraumanteile (Wohnen 50 %, Büro 40 % gemäß UVE) getrennt betrachtet.

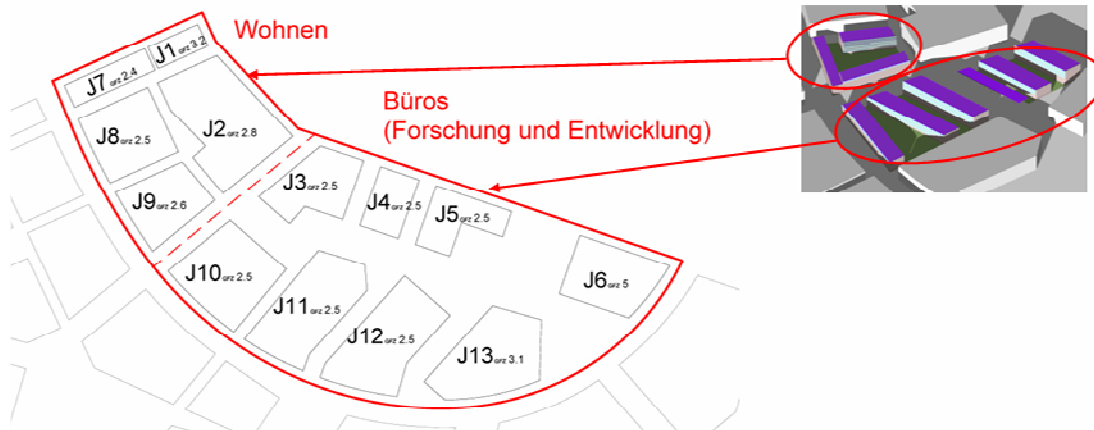


Abbildung 52: Baufelder mit detaillierter Berechnung J9, J10, J3 und Gesamtgebiet J

Ergebnisse

Die Ergebnisse für das Gesamtgebiet verschlechtern sich etwas gegenüber den Werten der Referenzbaufelder, da die Bebauungsdichte im Gesamtgebiet höher ist. (Daraus resultiert ein höherer Endenergiebedarf je Baufeld.)

Variante Verbrauch Minimum und Ertrag Maximum

Energiebilanz	Var. Minimum	Var. Maximum	Bilanz
Strom (ohne Nutzer)	EEB	PV-Ertrag	PV-EEB
	kWh/a	kWh/a	kWh/a
Ausgangsversion	6.401.151,37	3.720.030,64	-2.681.120,73
Testentwurf	6.401.151,37	6.422.079,60	20.928,24

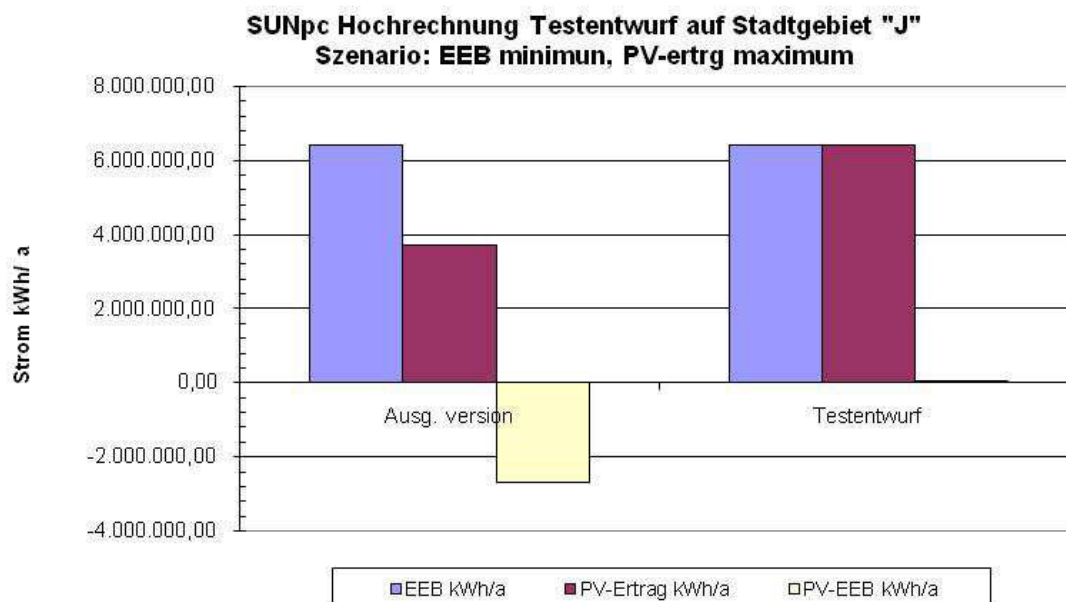


Abbildung 53: Strombilanz für Stadtgebiet „J“, Verbrauchsszenario Minimum, PV-Ertragsszenario Maximum

Es zeigt sich, dass unter den optimalen Annahmen sehr energieeffizienter Gebäude und mit Einsatz der derzeit leistungsfähigsten am Markt erhältlichen PV-Systeme eine virtuelle Volldeckung für einen Stadtteil der obigen Konfiguration möglich erscheint.

2.8.5 Schaubilder

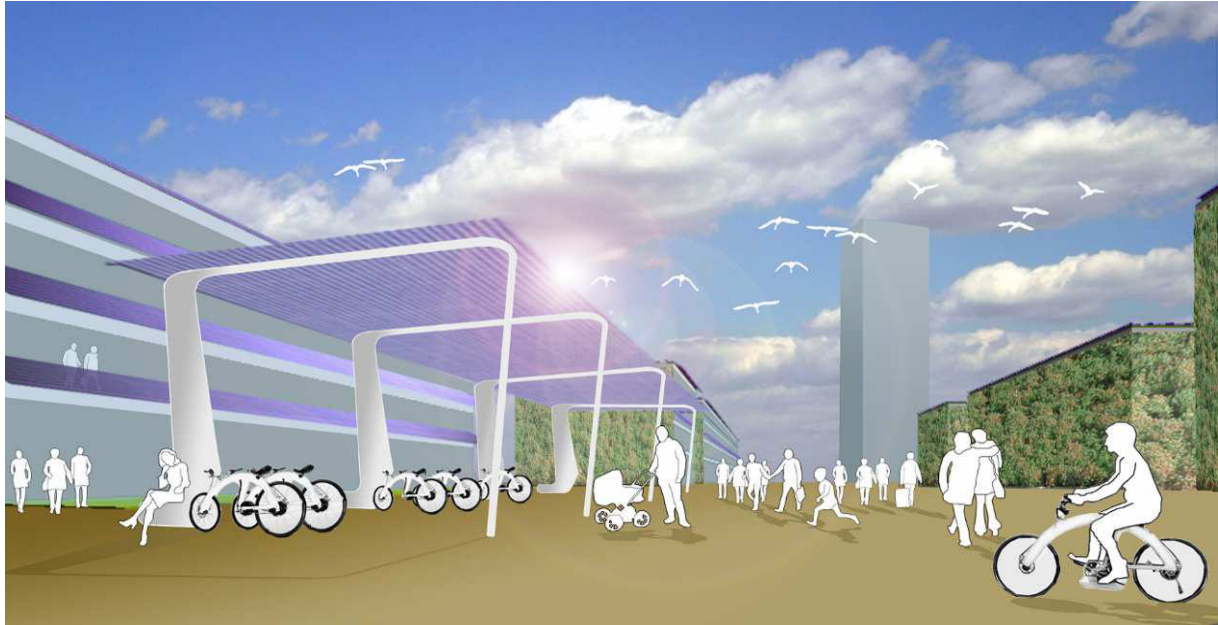


Abbildung 54: öffentlicher solar-Raum: Solar-PV-Elemente als funktional-gestalterisches Element für Raumbildung und Ausstattung

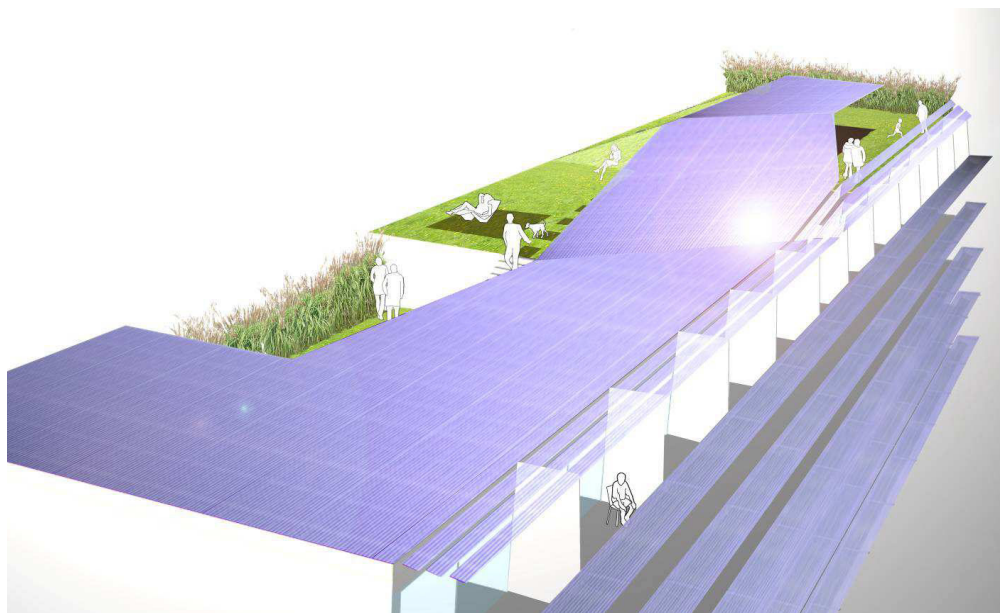
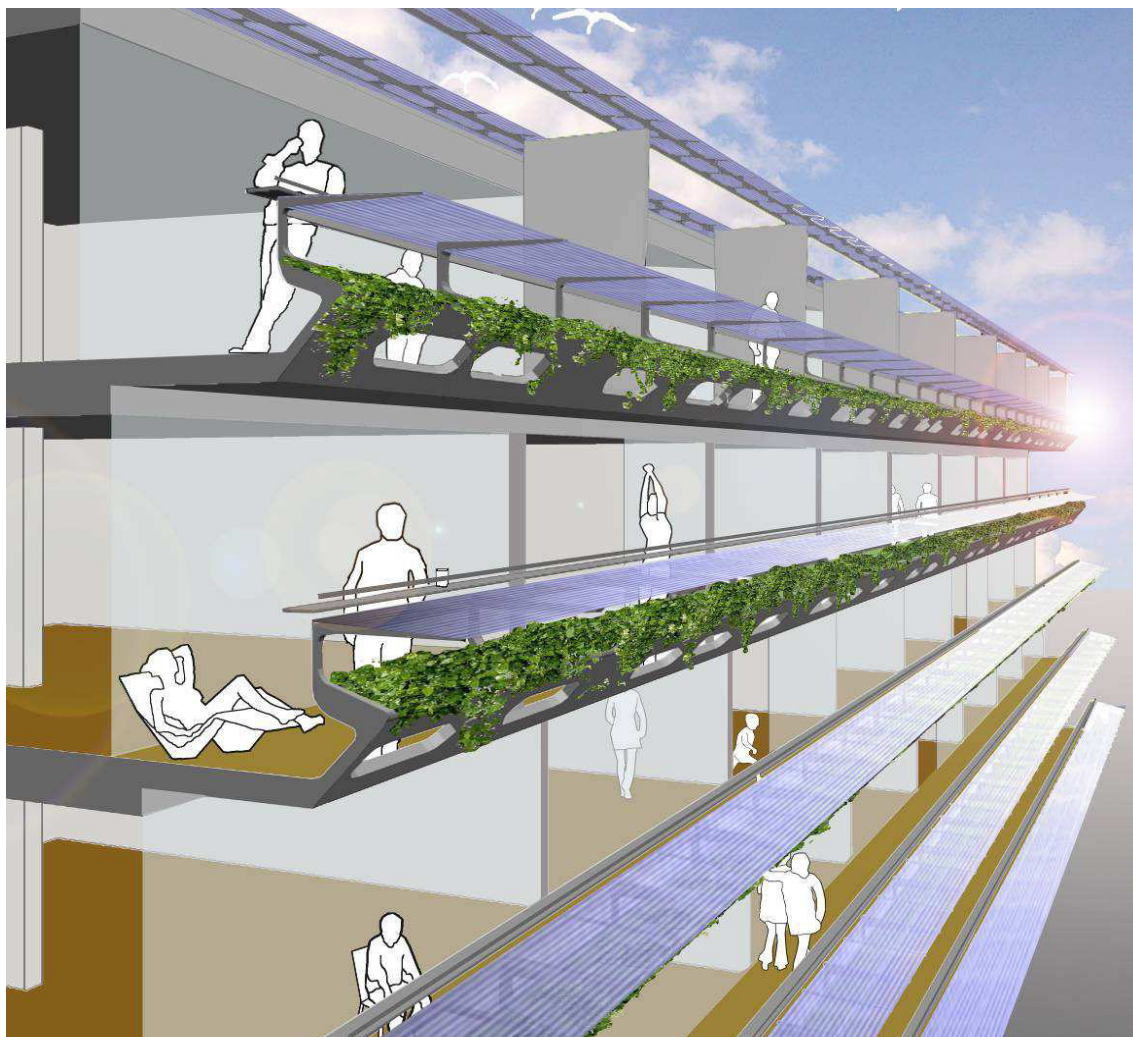


Abbildung 55: Wohnbau, oben: Balkon, Brüstungsbereich: optimierte PV-Nutzung als integrales Element für funktional und gestalterisch neue Fassadenlösungen, unten: neue Dachlandschaft integriert Dachgarten und PV-Nutzung

2.9 Umsetzungskonzeption: Wirtschaftlichkeitsanalysen, Finanzierung und Förderungen

Abschließend erfolgen nun eine ausführliche wirtschaftliche Analyse und die Bewertung von Förderoptionen und -bedarf. Die konkreten Guidelines für die Umsetzung solcher GIPV-Musterstadtteilprojekte folgen dann im Kapitel 3 als konkrete Umsetzungsempfehlungen.

Grundannahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Für den Vergleich der unterschiedlichen Einflüsse, Parameter und Aspekte über einen Vergleichszeitraum von 25 Jahren (das entspricht der marktüblichen Nennleistungsgarantie für PV-Anlagen) wurden in den nun folgenden Berechnungen folgende Annahmen zu Grunde gelegt:

Betrachtungszeitraum	25 Jahre
Wirkungsgrad Solarmodule	14,00%
Systemverluste	25,10%
Minderung Ertrag / Jahr	0,50%
Kreditzinsen	5,00%
Habenzinsen	3,00%
VPI	2,00%
Energiepreissteigerung	3,00%

Ausgegangen wird von einem marktüblichen Modulwirkungsgrad in der Höhe von 14 % und von einem Systemverlust von 25,1 %. Weiters wurde eine jährliche Ertragsminderung von 0,5 % angesetzt. Die Finanzierung erfolgt in den Rechenmodellen zu 100 % über Fremdkapital (bei angenommenen Kreditzinsen von 5 %). Gleichzeitig kann dieser Satz auch als fiktive Kapitalverzinsung gesehen werden. Ergänzend dazu wurde in den Berechnungen mit Habenzinsen (für veranlagte PV-Erträge) in der Höhe von 3 % gerechnet, was in etwa den aktuellen Kapitalmarktbedingungen bei Staatsanleihen entspricht. Für die Berücksichtigung der Inflation wurde der EZB-Zielwert von 2 % herangezogen und gleichzeitig davon ausgegangen, dass die Energiepreise mit 3 % leicht über dieser Rate steigen werden.

Auf Basis dieser Grundwerte wurde in den folgenden Beispielen folgendes berechnet:

- der Ertrag bei kontinuierlicher Kreditrückzahlung (25 Jahresraten)
- der Ertrag nach 25 Jahren bei maximaler Kreditrückzahlung (alle PV-Gewinne fließen jährlich in die Tilgung)
- der Amortisationszeitraum in Jahren (d. h. ab wann sich die Anlage bei maximaler Kreditrückzahlung positiv rechnet)
- sowie auch eine Rendite p.a. nach 25 Jahren, wobei hierfür in der Regel der Ertrag bei maximaler Kreditrückzahlung heran gezogen wird. Zusätzlich bleiben in dieser Kalkulation dann die Anschaffungskosten der Anlage als eine Art Nominale in der Berechnung enthalten, da eine PV-Anlage auch nach 25 Jahren einen Wert darstellen wird. Die Erträge aus der Anlage sinken zwar um 0,5 % pro Jahr, allerdings steigt der Wert der Erträge um die Inflation (2 % p.a.) bzw. um die angenommene Energiepreissteigerung (3 % p.a.). Somit beinhaltet die Bewertung der Anlagen mit den Anschaffungskosten ohnedies eine deutliche Wertminderung. Natürlich kann eine PV-

Anlage über einen Zeitraum von 20 Jahren völlig abgeschrieben werden, wie das in Deutschland Standard ist. Allerdings stellt diese dann eine stille Reserve dar, die mit eingerechnet werden sollte.

Auf Ebene der Förderungen wurden die bestehenden Fördersysteme in Österreich mit berücksichtigt:

- Die Einspeisetarife laut Ökostrom-Gesetz.
- Die Investitionsförderung der Stadt Wien mit einer Quote von 40 %, maximal 1.500 Euro pro kW_{peak} in einer maximalen Gesamthöhe pro Förderfall von 100.000 Euro. In Folge wurden aber auch Installationsleistungen betrachtet, die über diese Gesamthöhe hinausgehen.

Für die Einspeisung in die öffentlichen Netze wurde entweder die Tarifförderung laut Ökostromgesetz angesetzt oder Tarife für die Überschusseinspeisung auf PV-Anlagen, die derzeit von fast allen EVUs in unterschiedlicher Höhe angeboten werden. Mit 8 ct/kWh wurde für die Berechnungen ein sehr konservativer Einspeisetarif gewählt.

Was die Einsatzvarianten für PV betreffen, so betrachten wir Dach- und Fassadenvarianten parallel und haben diese jeweils nach den Förderoptionen in drei Varianten differenziert:

- Förderung über das Ökostromgesetz
- Förderung über die Investitionsförderung
- gänzlich ohne Förderungen

Somit ergeben sich in der Betrachtung idR sechs unterschiedliche Vergleichsvarianten.

Grundsätzlich wäre es über einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren auch möglich, dass Anlagen, die über das Ökostromgesetz gefördert werden, nach Auslaufen der Tarifförderungen auf die Variante einer wirtschaftlichen Direktversorgung der jeweiligen Gebäude umsteigen. Auch ist es in Wien möglich, dass Anlagen, die die Investitionsförderung der Stadt bezogen haben, nach einer Wartezeit von fünf Jahren, die Tarife laut Ökostromgesetz zusätzlich nutzen können. Diese Mischvarianten verbessern selbstverständlich die Ergebnisse in der wirtschaftlichen Betrachtung, allerdings ist es nicht sicher, ob solche Mehrfachförderanreize in Zukunft aufrecht bleiben werden. Wir haben diese nicht weiter betrachtet, auch weil solche Mischbetrachtung die Komplexität in der Darstellung nochmals massiv erhöht hätte.

Was die Anschaffungskosten für schlüsselfertige PV-Anlagen betrifft, so haben wir dazu die heute aktuellen Marktpreise recherchiert und gehen auf dieser Basis von Anschaffungskosten in der Größenordnung von 3.600 Euro pro kW_{peak} aus. Dies entspricht Errichtungskosten von 450 Euro pro m², und gilt inzwischen sowohl für schlüsselfertige Aufdach-Montagen als auch für Indach-Lösungen mit Dachfunktion. Die Kostenunterschiede zwischen Auf- und Indach sind somit bei der Anschaffung und Ausführung gänzlich verschwunden, vielmehr können bei Indach-Lösungen sogar Substitutionseffekte in der Gebäudehülle erreicht werden (Wegfall der konventionellen Dachlösung), die diese letztendlich wirtschaftlicher als Aufdach-Varianten machen. Was die Kosten für Fassadensysteme betrifft, so werden diese noch in Folge detailliert erörtert.

Grundsätzlich sind in den nun folgenden Berechnungen keine Verschattungsverluste mit berücksichtigt. Bei den Rechenbeispielen handelt es sich immer um generell abstrakte Annahmen (1.000 m² PV) und Verschattungsverluste lassen sich eben nicht generell abstrakt darstellen.

Amortisations- und Ertragsberechnung generell abstrakt

Basis-Typ-Aufdach ohne GIPV

Basis-Variante Aufdach-Montage			
Energiepreissteigerung	Aufdachmontage		
3,00%	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.000	1.000	1.000
Flächeneffizienz (%)	100,00%	100,00%	100,00%
Kosten GIPV (€)	450	450	450
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	0,00%
Investitionskosten (€)	450.000	270.000	450.000
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh)	33		
Markteinspeisetarif ab Start Markteinspeisung	11,75	8	8
Einspeisegrad	100%	100%	100%
Direktnutzung	0%	0%	0%
Ergebnis Kreditzahlung in Raten über 25 Jahre	-118.594	-201.956	-521.242
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	-32.064	-419.149	-1.028.693
Amortisationszeit (Jahre)	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Rendite p.a. inkl. Anlagenwert	-0,28%	Keine	keine

Tabelle 18: Wirtschaftlichkeitsberechnung Basis-Variante Aufdachmontage

Unter der Annahme, dass PV als reine Aufdachmontage realisiert wird, die Einspeisung immer direkt in das Netz erfolgt und eine Kapitalverzinsung bzw. Kreditkosten von 5 % p.a. mitberücksichtigt ist/sind, kann weder über die Tarifförderung laut Ökostromgesetz, noch über die derzeit übliche Investitionsförderung ein positives wirtschaftliches Ergebnis innerhalb von 25 Jahren erzielt werden.

Basis-Typ mit GIPV

Werden Photovoltaik-Module als Fassadenbaustoff verwendet, ersetzen sie Materialien wie Glas, Stein oder auch Metalle, wie z. B. Alu(verbund)platten. Bei einer Bewertung der Wirtschaftlichkeit von PV-Fassaden müssen folglich die ersetzten Materialien mit einberechnet werden, um die Kostensynergien korrekt zu berücksichtigen. Die Mehrkosten einer fassadenintegrierten PV-Anlage ergeben sich aus den Differenzkosten zwischen den PV-Modulen und

dem eingesparten Fassadenmaterial. Das gleiche Prinzip gilt für Indach-Lösungen. Gebäudeintegrierte PV-Dächer ersetzen herkömmliche Dächer, wie z. B. Blechdächer, Ziegeldächer etc.

Im Zuge dieses Arbeitspaketes wurden aktuelle Richtpreise für unterschiedliche Fassaden- und Dachmaterialien (netto, inklusive Montage) recherchiert, um auf der Basis die Mehrkosten für PV zu berechnen. Die Mehrkosten wurden dann mit den Gewinnen aus den erzeugten Strommengen in den Rechenmodellen gegenübergestellt und sind abhängig davon, welche Materialien durch die integrierten PV-Module ersetzt werden. Je hochwertiger das ersetzte Material, desto geringer die Mehrkosten.

Informationen zu den aktuellen Kosten von gebäudeintegrierten Fassaden- und Dachlösungen konnten von ATB Becker (Indachsysteme, PV-Kalt- und Warmfassaden) als auch von Alu-König-Stahl/schüco (Alu-Glas-Fassaden schüco mit/ohne PV) bezogen werden. Zur Eruierung der Substitutions-Kosten wurden die aktuellen Preise für (gleichwertige) Fassaden- und Dachkonstruktionen ohne integrierter PV recherchiert. Dazu wurden die Baukosteninformation BKI Deutschland, Branchenorganisationen (österreichischer Fachverband für hinterlüftete Fassaden ÖFHF, die AMFT Arbeitsgemeinschaft der Hersteller von Metall-Fenster/Türen/Tore/Fassaden), Kreutzer, Fischer & Partner (Branchenradar „Vorhangfassaden in Österreich“ 2010), sowie einzelne Firmen wie z. B. Pastener, Bramac (Dachziegel), die Wiener Spenglerei Hohl (Blechdächer), Wienerberger (Wandsysteme mit/ohne PV) und FunderMax GmbH kontaktiert.

Im Folgenden sollen die recherchierten Kosten überblicksmäßig dargestellt werden: (alle Angaben sind netto, inkl. Montage bis hin zum Netzanschluss).

Im Fassadenbereich beginnen die Kosten (laut ATB Becker, 2010) bereits bei 510 €/m². Diese Kosten gelten für Kaltfassaden mit Glas/Glas-Modulen und beinhalten die Module, das Montagesystem auf tragendem Untergrund, die Verkabelung, den Wechselrichter sowie alle notwendigen Komponenten bis zum Netzanschluss, inkl. deren Montage.

(Im Jahre 2008 lagen diese Kosten noch bei 670 Euro! Laut ATB Becker konnten Hersteller, wie in diesem Fall sunword die Kosten für Standard Glas-Glas-Module aufgrund von größeren Einkaufsmengen drastisch senken. Bei anderen Herstellern ist teilweise noch mit höheren Preisen bis ca. 600 Euro/m² zu rechnen.)

Fassade

Variante Kaltfassade:⁶

⁶Mehrschalige Außenwandkonstruktionen (z.B. vorgehängte, hinterlüftete Konstruktionen) werden als Kaltfassaden bezeichnet. Die einzelnen Schalen übernehmen unterschiedliche konstruktive und bauphysikalische Funktionen. Der Witterungsschutz wird von der vorgehängten Bekleidung gewährleistet, die dahinter stehende Luftschicht ist kalt. Die wärmedämmende Funktion übernimmt

- Kaltfassade mit PV-Modulen: 510 €/m² (Hersteller sunworld)
- gleichwertige Glasfassade ohne PV: 400-480 €/m²
- Mehrkosten (bei Durchschnittswert 440 €/m²): 16 % bzw. 70 €/m²
- *Die Mehrkosten im Vergleich zu einer Vollwärmeschutzfassade (z. B. Kalksandstein, laut Baukosteninfo Deutschland) mit ca. 140 Euro/m² netto, inkl. Montage/Verputz: wären ca. 370 €/m²*

Variante Warmfassade (siehe Modellrechnung unten)

- Warmfassade (Pfosten-Riegel-Konstruktion) mit PV-Modulen: 650 €/m² (ERTEX Sondermodule)
- gleichwertige Warmfassade ohne PV-Module: 550 €/m²
- Mehrkosten: 18 % bzw. 100 €/m²

Anmerkungen:

1.) Die Kosten für multifunktionale High-Tech (PV-) Fassaden liegen teilweise weit über den hier dargestellten PV-Fassadensystemen von Ertex oder sunworld.

Eine schüco E²-Fassade beispielsweise kostet rund 1100 €/m² (Basis ist hierfür bereits eine dezentral belüftete Elementfassade, mit Photovoltaik Dünnschichttechnologie Isolierglas, 10 % Wirkungsgrad). Mit einer dezentralen Belüftung werden in der Fassadenkonstruktion Lüfter für Beheizung und Klimatisierung eingesetzt, somit sind keine zusätzlichen Geräte im Haus notwendig. Der reine Aufpreis für die PV beträgt hier 450 Euro im Vergleich zu einem gleichwertigen Fassadentyp (USC65 Elementfassade) ohne PV.

Fassadentypen schüco	Bezeichnung	m ² Preis	Bemerkung
Pfosten / Riegelfassade	FW50+ SI	550 EUR	mit dezentraler Belüftung über Fassade
Elementfassade	USC 65	660 EUR	mit dezentraler Belüftung über Fassade
E2-Fassade		1100 EUR	Photovoltaik Dünnschichttechnologie Isolierglas, 10 % Wirkungsgrad

Tabelle 19: Fassadenkosten schüco im Vergleich, Typen mit und ohne PV

2.) Während in den hier aufgezeigten Modellen stets mit Mehrkosten für (GI)PV gerechnet wird, sei der Vollständigkeit halber noch erwähnt, dass es im prestigeträchtigen Hochbau durchaus noch kostspieligere Fassadentypen gibt: Im Vergleich zu einer Fassade aus poliertem Stein sind die Investitionskosten einer PV-Fassade ca. 60 % niedriger. Zusätzlich liefert eine PV-Fassade im Gegensatz zur Stein- oder Glasfassade über Jahre umweltfreundlichen Strom.

Dach

Variante Indachmodul ohne Dachfunktion:

die innere Schale aus Wärmedämmung, Dichtung und Konstruktion. Im Gegensatz dazu werden einschalige Fassaden, deren Schichtenaufbau aus einem oder aus mehreren Materialien besteht, Warmfassaden genannt.

- Optisches Indachmodul: 370 €/m²
 - Für 370€/m² gibt es PV-Dächer bereits als rein optische Integration. D.h. die Module werden optisch integriert, haben aber keine Dachfunktion. Hier wird ein dichtes Unterdach benötigt.
- Die Ziegel (bzw. die Blechhaut, nicht das gesamte Blechdach!) auf der entsprechenden Fläche können (kann) bei dieser Variante eingespart werden.
- gleichwertig: Blechhaut oder Dachziegel 20 €/m²
- Mehrkosten: 350 €/m²

Variante Indachmodul mit Dachfunktion: (siehe Modellrechnung)

- Indachmodul: 450 €/m²
- Ein Stahlbeton-Flachdach⁷ mit Schalung und Bewehrung kostet (laut BKI) 64,- €/m² brutto. Die Dachabdichtung mit Bitumenbahnen, Dämmung und Kiesschüttung kostet 57,- €/m² brutto. Insgesamt also 121 €/m² brutto bzw. 100,83 €/m² netto, die durch das Indachmodul ersetzt werden.
- Mehrkosten: 350 €/m² (siehe Modellrechnung)

Andere Varianten (für Substitutionsrechnungen) wären Blech- oder Ziegeldächer:

- Blechdach: ca. 70 €/m²: Für das Blechdach wäre der Aufpreis für ein PV-Indachsystem daher etwas höher als im berechneten Modell, und würde 380 €/m² betragen.
- Ziegeldach: ca. 20 €/m²: Am höchsten sind die Mehrkosten sicherlich für ein Ziegeldach, da die Kosten für Ziegel nur zwischen 14 und 20 €/m² betragen.

In der nun folgenden Modellrechnung haben wir also ein Indachmodul mit Dachfunktion angenommen. Dieses substituiert beispielsweise ein Stahlbeton-Flachdach mit Dämmung und Kiesschüttung. Für den Fassadenbereich gehen wir von Warmfassaden in Pfosten-Riegel-Konstruktion aus, die eine vergleichbare Warmfassade ersetzen.

⁷Ein Stb-Flachdach ist eine Stahlbetonkonstruktion, vergleichbar mit einer Stahlbetondecke. Die Kosten für die Dachbekleidung betragen für Putz mit Anstrich € 32,- und Gipskartonplatten € 35,- eine Raufasertapete kostet zusätzlich € 8,-.

Basis-Variante mit GIPV						
Energiepreissteigerung	GIPV Indach			GIPV Süd-Fassade		
3,00%	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV (€)	450	450	450	650	650	650
Substanzersatz (€)	100	100	100	550	550	550
Invest-förderung (%)	0,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	0,00%
Investitionskosten (€)	350.000	210.000	350.000	100.000	60.000	100.000
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh)	33			33		
Markteinspeisetarif ab Start Markteinspeisung	11,75	8	8	11,75	8	8
Einspeisegrad	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Direktnutzung	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ergebnis Kreditzahlung in Raten über 25 Jahre	-18.656	-132.706	-381.039	228.271	17.370	-53.582
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	128.574	-282.709	-756.799	438.911	15.988	-119.342
Amortisation in Jahren	15	>Laufzeit	>Laufzeit	4	22	>Laufzeit
Rendite p.a. inkl. Anlagenwert	1,47%	Keine	Keine	17,54%	1,07%	keine

Tabelle 20: Wirtschaftlichkeitsberechnung Basis-Variante GIPV

Die Ergebnisse dieser Berechnung zeigen, dass durch die GIPV-Substitutionseffekte bereits in drei der gewählten Szenarien ein positiver Ertrag und Amortisationszeiträume innerhalb der Laufzeit erreicht werden können. Somit steht der wirtschaftliche Vorteil des GIPV-Substitutionseffektes deutlich fest. Dieser kann mehr oder weniger stark ausfallen.

- Ein GIPV-Flachdach mit Ökostromtarifförderung erreicht eine Amortisationszeit von 15 Jahren, mit Investitionsförderung kann jedoch noch keine Amortisation in der Betrachtungszeit erreicht werden.
- Erstaunlich sind die Effekte im Bereich der Fassaden: Die Einspeisetarife laut Ökostromgesetz in Kombination mit dem geringen Mehraufwand für die **PV-Integration in Warmfassaden mittels Pfosten-Riegel-Konstruktion** ergeben eine **Amortisationszeit von 4 Jahren bei einer Rendite von 17,5 % trotz Kapitalverzinsung von 5 %**. Auch bei einer reinen Investitionsförderung wird hier erstmals ein positiver Wert erreicht.
- Dies heißt jedoch noch nicht, dass ein solch starker Effekt bei allen Fassadentypen eintritt. Denn bei modernen High-Tech-Fassaden (siehe oben) können die PV-

Mehrkosten 450 €/m² bei niedrigerem Wirkungsgrad der Module (Dünnschicht) erreichen. In diesem Fall wäre ein positives wirtschaftliches Ergebnis über den Betrachtungszeitraum hinweg nicht erzielbar.

- Im Bereich der Kaltfassaden ist der Mehraufwand für PV-Module im Vergleich zu einer gleichwertigen Glas-Konstruktion noch geringer als im oben durchgeführten Rechenbeispiel. Er liegt bei nur 70 €/m² und die Amortisationszeit verbessert sich dadurch zusätzlich.
- Grundsätzlich wollen wir immer gleichwertige Fassadentypen vergleichen. Allerdings soll noch angemerkt werden, dass die Errichtung einer PV-Fassade anstelle von klassischen Putzfassaden aufgrund des Mehraufwandes zu keinen positiven wirtschaftlichen Ergebnissen im Betrachtungszeitraum führen wird. Dies resultiert aber primär aus den gerechneten Mehrkosten für eine hochwertigere Fassadenkonstruktion, bei der sich PV integrieren lässt und nicht aus dem Mehraufwand für PV.

Effekte einer hohen wirtschaftlichen Direktnutzung der Energie im Gebäude

Als eigenen Aspekt betrachten wir in Folge auch die direkte wirtschaftliche Nutzung des gewonnen Stroms in den jeweiligen Gebäuden und gehen dabei davon aus, dass Strom hinter den Zählpunkten direkt (über eine Direktleitung) in das Hausnetz eingespeist wird. Somit könnten die Kosten für das Stromnetz und realistischer Weise auch zusätzliche Gebühren und Abgaben entfallen. Eine genaue Klärung der rechtlichen Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle dafür ist Teil des derzeit laufenden Projektes „GIPV Immo-Market“ (Programm „Neue Energien 2020“, 3. Ausschreibung). Die detaillierten Ergebnisse dazu stehen noch aus, somit gehen wir vorerst davon aus, dass damit direkt von StromverbraucherInnen in den Gebäuden angenommene 16 ct/kWh erlöst werden könnten.

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie zeigen, dass bei einer Standard-Auslegung im Testentwurf mit 14 % Wirkungsgrad und 60 % Dachausnutzung ein elektrischer Gesamtdeckungsgrad von 44 % bei 76 % Direktnutzung im Gebäude simuliert werden konnte. Steigt die Gesamtauslegung der PV durch höhere Wirkungsgrade (18 %) und volle Dachausnutzung auf 100 % in der Jahresbilanz, so sinkt die Direktnutzung im Gebäude auf rund 40 % herab, und kann auch kaum gesteigert werden.

Auf Basis dieser Ergebnisse gehen wir nun von 40 % und 80 % Direktnutzungs-Varianten in den Gebäuden aus. Die unterschiedlichen Modulwirkungsgrade müssen für die Ergebnisse in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht abgebildet werden, da die höheren Investitionskosten die höheren Wirkungsgrade ziemlich genau egalisieren. Außerdem sind Module mit so hohen Wirkungsgraden (Sun-Power-Module) derzeit noch nicht als Indach-Module verfügbar.

Basis-Variante mit 40 % Direktnutzung						
Energiepreissteigerung	GIPV Indach			GIPV Süd-Fassade		
3,00%	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
Fläche (m ²)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV (€)	450	450	450	650	650	650
Substanzersatz (€)	100	100	100	550	550	550
Invest-förderung (%)	0,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	0,00%
Investitionskosten (€)	350.000	210.000	350.000	100.000	60.000	100.000
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh); od. Direktnutzung Kostenersparnis	33	16	16	33	16	16
Markteinspeisetarif ab Start Markteinspeisung	11,75	8	8	11,75	8	8
Einspeisegrad	100%	60%	60%	100%	60%	60%
Direktnutzung	0%	40%	40%	0%	40%	40%
Ergebnis Kredit- zahlung in Raten über 25 Jahre	55.811	1.136	-247.198	286.190	121.469	50.517
bei max. Kredit- rückzahlung nach 25 Jahren	216.192	-42.441	-516.530	506.821	178.407	65.003
Amortisation in Jahren	14	>Laufzeit	>Laufzeit	4	10	19
Rendite p.a.	2,47%	-0,81%	keine	20,26%	11,89%	2,60%

Tabelle 21: Wirtschaftlichkeitsberechnung Basis-Variante GIPV mit 40 % wirtschaftlicher Direktnutzung in den Gebäuden

Die Ergebnisse bei 40 % wirtschaftlicher Direktnutzung zeigen, dass der Absatz der erzeugten kWh direkt in das Hausnetz einen deutlich positiven Effekt hat:

- Erstmals erreicht die Fassaden-Variante ohne jegliche Förderung ein positives wirtschaftliches Ergebnis mit einer Amortisationszeit von 19 Jahren.
- Die investitions-geförderte Fassaden-Variante bilanziert nun bereits mit einer Amortisationszeit von 10 Jahren.
- Die Investitions-Förderung am Dach führt aber noch immer zu keinem positiven Ergebnis im Betrachtungszeitraum.
- Bei den Förderungen laut Ökostromgesetz kann eine Direktnutzung nicht erfolgen, da wirtschaftlich (nicht physikalisch) immer in das öffentliche Netz eingespeist wird. Im Vergleich zu anderen Ländern (wie Deutschland oder Großbritannien) kennt das österreichische Ökostromgesetz keine wirtschaftlichen Anreize für die Direktnutzung in Gebäuden. Nach Auslaufen der gesetzlichen Tarifförderung wäre eine Direktnutzung zwar grundsätzlich möglich, bedarf aber netz-technischer Adaptierungen im Gebäude (Zugänge für Direktleitungen zu den NutzerInnen) deren Aufwand jetzt noch nicht

präzise abschätzbar ist. Aus dem Grund sind die Kosten dafür in der folgenden Kalkulation noch nicht mit berücksichtigt.

Basis-Variante mit 80 % Direktnutzung						
Energiepreissteigerung	GIPV Indach			GIPV Süd-Fassade		
3,00%	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV (€)	450	450	450	650	650	650
Substanzersatz (€)	100	100	100	550	550	550
Invest-förderung (%)	0,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	0,00%
Investitionskosten (€)	350.000	210.000	350.000	100.000	60.000	100.000
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh); od. Direktnutzung Kostenersparnis	33	16	16	33	16	16
Markteinspeisetarif ab Start Markteinspeisung	11,75	8	8	11,75	8	8
Einspeisegrad	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Direktnutzung	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Ergebnis Kreditzahlung in Raten über 25 Jahre	130.278	134.978	-113.356	344.109	225.568	154.616
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	303.504	186.936	-276.261	574.730	329.271	227.314
Amortisation in Jahren	14	18	>Laufzeit	4	7	12
Rendite p.a.	3,47%	3,56%	-3,16%	22,97%	21,94%	15,99%

Tabelle 22: Wirtschaftlichkeitsberechnung Basis-Variante GIPV mit 80 % wirtschaftlicher Direktnutzung in den Gebäuden

Die Ergebnisse bei 80 % wirtschaftlicher Direktnutzung bringen noch viel deutlichere Effekte:

- Erstmals erreicht die Dach-Variante mit Investitionsförderung ein positives wirtschaftliches Ergebnis mit einer Amortisationszeit von 18 Jahren. Sie überholt sogar im Bereich der Erträge und Rendite nach 25 Jahren die Dach-Varianten mit Ökostromtarifförderung!
- Die Fassadenvariante erzielt ohne Förderung eine Amortisationszeit von 12 Jahren bei einer Rendite von 16 % p.a.
- Am Dach hingegen sind GIPV-Lösungen ohne Förderungen auch in diesem Fall noch nicht möglich.

Bewertung der Effekte

Neben dem Effekt einer hohen Direktnutzung auf die Wirtschaftlichkeit von GIPV wurden noch weitere Parameter analysiert: Wie wirkt sich der Wegfall der Kreditverschuldung aus,

wie es bei einem Investorenmodell der Fall wäre? Und wie stark beeinflusst eine drastische Energiepreissteigerung von 6 statt 3 Prozent die Amortisationszeit der GIPV? Die untersuchten Modelle werden nun im Hinblick auf die jeweiligen Amortisationszeiten verglichen und (aufsteigend) nach den stärksten Einflussfaktoren/Effekten gereiht:

Basis-Variante mit GIPV						
	GIPV Indach			GIPV Süd-Fassade		
	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	128.574	-282.709	-756.799	438.911	15.988	-119.342
Amortisation in Jahren	15	>Laufzeit	>Laufzeit	4	22	>Laufzeit
Rendite p.a. inkl. Anlagenwert	1,47%	Keine	keine	17,54%	1,07%	keine
Variante 6 % Energiepreissteigerung						
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	166.730	-48.029	-522.119	468.588	182.312	62.217
Amortisation in Jahren	15	>Laufzeit	>Laufzeit	4	14	21
Rendite p.a. inkl. Anlagenwert	1,90%	-0,91%	keine	18,73%	12,15%	2,49%
Variante Direktnutzungsgrad 40 %						
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	216.192	-42.441	-516.530	506.821	178.407	65.003
Amortisation in Jahren	14	>Laufzeit	>Laufzeit	4	10	19
Rendite p.a.	2,47%	-0,81%	keine	20,26%	11,89%	2,60%
Variante Investmodell						
Ertrag in 25 Jahren inkl. Wiederanlage	620.790	247.199	247.199	418.192	127.621	127.621
Ertrag erreicht Investsumme in J	9	22	>Laufzeit	3	14	21
Rendite p.a. inkl. Anlagenwert	7,09%	4,71%	2,82%	16,72%	8,50%	5,10%
Variante Direktnutzungsgrad 80 %						
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	303.504	186.936	-276.261	574.730	329.271	227.314
Amortisation in Jahren	14	18	>Laufzeit	4	7	12
Rendite p.a.	3,47%	3,56%	-3,16%	22,97%	21,94%	15,99%

Tabelle 23: Wirtschaftlichkeitsberechnung im Vergleich, Reihung mit Zunahme der positiven Effekte

Die vergleichende Gegenüberstellung des Ausgangsszenarios mit Optionen zur Verbesserung der wirtschaftlichen Performance zeigt mehrere Dinge deutlich:

- Eine hohe Direktnutzung im Gebäude (80 %) verbessert die wirtschaftliche Performance von PV-Anlagen über alle Varianten (Dach/Fassade) hinweg verglichen am deutlichsten:

- In drei von sechs untersuchten Szenarien bringt eine 80-prozentige Direktnutzung sogar deutlich kürzere Amortisationszeiten als der komplette Entfall der Kapitalverzinsung und in drei weiteren Fällen (im Bereich der Fassaden) deutlich mehr Ertrag.
- In allen 6 Varianten bringt eine 40- oder 80-prozentige Direktnutzung mehr als eine 6-prozentige anstelle einer 3-prozentigen Energiepreissteigerung pro Jahr.
- Die Kapitalverzinsung stellt den zweiten maßgeblichen Faktor dar. Gelingt es, den Zinseffekt über InvestorInnenmodell für sich arbeiten zu lassen, so erhöht sich die wirtschaftliche Performance deutlich mehr als bei einer 6-prozentigen Energiepreissteigerung.
- Aufgrund der geringen PV-Mehraufwendungen im Vergleichsansatz (Pfosten-Riegel-Konstruktion) sind die Fassaden-Varianten im geförderten Bereich immer wirtschaftlich darstellbar und erreichen bei einer 80-prozentigen Direktnutzung sogar eine Rentabilität ohne jegliche Förderung.
- Generell erweist sich die Tarifförderung laut Ökostromgesetz in allen Szenarien als das wirtschaftlich effektivste Förderinstrument, um eine positive Performance zu erzielen.
- Die Investitionsförderung (40 % der PV-Mehrkosten) dagegen führt im Bereich des Daches erst beim InvestorInnenmodell oder noch stärker bei einer 80-prozentigen Direktnutzung zu einem positiven wirtschaftlichen Ergebnis.
- Eine Rentabilität von PV-Anlagen im Dachbereich kann in keinem der Szenarien ohne Förderungen erzielt werden.

Grundsätzlich muss natürlich festgehalten werden, dass die Höhe der Investitionskosten in Relation zum Ertrag immer den grundlegenden Faktor darstellt. Hier zeigt sich, dass die Materials substitution im Bereich der GIPV ein wesentlicher Faktor ist, um PV-Anlagen überhaupt wirtschaftlich zu machen.

Gestaltung von Fördersystemen

Die Photovoltaik ist derzeit noch auf Fördersysteme angewiesen, um die Marktreife zu erreichen. Dazu gibt es unterschiedliche Ansätze.

Tarifförderung Ökostromgesetz

Die Tarifförderung ist im bundesweit gültigen Ökostromgesetz geregelt. Das Ökostromgesetz besteht seit dem Jahr 2002 und wurde mehrfach novelliert. Die Höhe der Einspeisetarife wird jährlich per Verordnung (Ökostromverordnung) geregelt. Die Einspeisetarife für Vertragsabschlüsse im Jahr 2010 finden sich in der "Ökostromverordnung 2010":

BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH

ausgegeben am 2. Februar 2010 Teil II, 42. Verordnung: Ökostromverordnung 2010 - ÖSVO 2010 (siehe www.ris.bka.gv.at)

Preise für Ökostrom aus Photovoltaik

§ 5. (1) Die Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Photovoltaikanlagen, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, werden wie folgt festgesetzt:

1. über 5 kWpeak bis 20 kWpeak 38 Cent/kWh;
2. **über 20 kWpeak** **33 Cent/kWh.**

Die Tariflaufzeit beträgt 13 volle Jahre. (gemäß § 11 Abs. 2a ÖSG 1. für PV-Anlagen)

Pro Jahr werden für die Tarifförderung allerdings nur 2,1 Mio. Euro zur Verfügung gestellt. Dieser Betrag ist für die Jahre 2010 bis 2013 bereits vergriffen. (Ökostrom-Abwicklungsstelle OeMAG)

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass die Tarifförderung laut Ökostromgesetz den effizientesten Förderansatz darstellt. Allerdings ist aufgrund der Deckelung für AntragstellerInnen keine wirtschaftliche Planbarkeit bei der Umsetzung eines Energie produzierenden Musterstadtteiles gegeben. Außerdem fördert das Ökostromgesetz in Österreich keine wirtschaftliche Direktnutzung in den Gebäuden, wie dies etwa in Deutschland oder Großbritannien der Fall.

Derzeit steht eine Neugestaltung des Ökostromgesetzes an und dabei könnte zum Beispiel:

- die Deckelung fallen und durch ein anderes Mengensteuerungssystem ersetzt werden. In Deutschland zum Beispiel ist die Höhe der neu installierten Leistung auf Basis eines Zielwertes das Kriterium für die Höhe der Tarife.
- GIPV-Anlagen könnten gezielt gefördert werden, indem beispielsweise für die Direktnutzung in Gebäuden höhere Tarife angeboten werden.

Investitionsförderung

Investitionsförderungen finden in Österreich vor allem im Bereich von Einfamilienhäusern Verwendung und werden von Bundesländern und dem KLIEN auf Bundesebene angeboten. In der Regel sind diese Förderungen auf 5 kW-Leistung pro Anlage beschränkt und können somit für Stadtteilprojekte nicht eingesetzt werden. Diese Förderungen sind im Einfamilienhausbereich stark nachgefragt, weil dort eine Direktnutzung im Gebäude (Substitution der gesamten Stromkosten brutto) erfolgen kann. In Verbindung mit einer Investitionsförderung und den höheren Abnahmetarifen von diversen EVUs in Österreich stellt sich somit die PV als wirtschaftlich dar, was wir auch oben in unseren Berechnungen ganz allgemein zeigen konnten.

Die Stadt Wien gewährt derzeit einen einmaligen Zuschuss für die Errichtung netzgekoppelter Photovoltaikanlagen. Ab 26.5.2010 gilt: Maximaler Förderbetrag: 40 Prozent der Investitionskosten; Förderobergrenze von 1.500 Euro pro kWp bzw. maximal 100.000 Euro pro Förderfall. In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen oben konnten wir zeigen, dass dies unter Berücksichtigung einer 5-prozentigen Kapitalverzinsung allein nicht ausreicht, um eine Amortisation von GIPV-Anlagen zu erreichen, wenn diese zu niedrigen Tarifen in das öffentliche Netz einspeisen müssen. In dieser Berechnung sind wir davon ausgegangen, dass im Fall von GIPV-Anlagen nur die Mehrkosten für die PV (abzüglich der Substitutionseffekte am Gebäude) gefördert werden können. Würden immer die gesamten Investitionskosten geför-

dert, so würde sich im Bereich der verglichenen Fassaden in Einzelfällen sogar ein positiver Überhang für den Fördernehmer ergeben.

Im Bereich des Daches ist jedoch eine Förderung der gesamten Investitionskosten sinnvoll um die wirtschaftliche Performance zu verbessern. Die folgende Tabelle zeigt allerdings, dass auch dies bei einer 5-prozentigen Kapitalverzinsung noch nicht ausreicht, um ein positives Ergebnis zu erzielen.

Energiepreis- steigerung	GIPV Indach		
	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
3,00%			
Fläche (m2)	1.000	1.000	1.000
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%
Kosten GIPV (€)	450	450	450
Substanzersatz (€)	100	100	100
Gesamtinvestförderung (%)	0,00%	40,00%	0,00%
Investitionskosten (€)	350.000	170.000	350.000
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh); od. DirektnutzungKostensparnis	33		
Markteinspeisetarifab Start Markteinspeisung	11,75	8	8
Einspeisegrad	100%	100%	100%
Direktnutzung	0%	0%	0%
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	128.574	-147.255	-756.799
Amortisation in Jahren	15	>Laufzeit	>Laufzeit

Tabelle 24: Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 40 % Förderung der Gesamtinvestition am Flachdach

Um über die Investitionsförderung (bei einer 5-prozentigen Kapitalverzinsung) im Bereich Dach eine Amortisationszeitraum von unter 15 Jahren zu erreichen, müsste der Fördersatz auf 60 % angehoben werden, wie diese Tabelle zeigt:

Energiepreissteigerung von 3 %	GIPV Indach		
	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.000	1.000	1.000
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%
Kosten GIPV (€)	450	450	450
Substanzersatz (€)	100	100	100
Gesamtinvestförderung (%)	0,00%	60,00%	0,00%
Investitionskosten (€)	350.000	80.000	350.000
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh); od. Direktnutzung Kostenersparnis	33		
Markteinspeisetarif ab Start Markteinspeisung	11,75	8	8
Einspeisegrad	100%	100%	100%
Direktnutzung	0%	0%	0%
Ergebnis Kreditzahlung in Raten über 25 Jahre	-18.656	97.890	-381.039
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	128.574	142.918	-756.799
Amortisation in Jahren	15	14	>Laufzeit

Tabelle 25: Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 60 % Förderung der Gesamtinvestition am Flachdach

Alternativ dazu könnte auf eine hohe wirtschaftliche Direktnutzung in Gebäuden gesetzt werden, was ja schließlich auch den Erfolg von PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern in Verbindung mit einer Investitionsförderung ausmacht, wie diese Tabelle zeigt:

Energiepreissteigerung 3 %	GIPV Indach		
	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.000	1.000	1.000
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%
Kosten GIPV (€)	450	450	450
Substanzersatz (€)	100	100	100
Gesamtinvestförderung (%)	0,00%	40,00%	0,00%
Investitionskosten (€)	350.000	170.000	350.000
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh); od. Direktnutzung Kostenersparnis	33	16	16
Markteinspeisetarif ab Start Markteinspeisung	11,75	8	8
Einspeisegrad	20%	20%	20%
Direktnutzung	80%	80%	80%
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	303.504	302.168	-276.261
Amortisation in Jahren	14	14	>Laufzeit

Tabelle 26: Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 40 % Förderung der Gesamtinvestition, unter Berücksichtigung einer hohen Direktnutzung

Im Fall von 80 % wirtschaftlicher Direktnutzung im Gebäude zieht eine 40-prozentige Förderung der Gesamtinvestition im Dachbereich bei GIPV-Indachanlagen unter Berücksichtigung der Dachmaterialersparnisse bereits mit einer Förderung über die gesetzlichen Ökostromtari-

fe gleich. Die Hausnetze und die Versorgung von GebäudenutzerInnen über Direktleitungen aus GIPV-Anlagen sind rechtlich noch ein Graubereich, der allerdings derzeit in Rahmen einer Studie zu GIPV-Mehrparteienimmobilien (GIPV-Immo-Market) untersucht wird.

Wenn für eine solche Direktnutzung vom Gesetzgeber stabile und langfristig planbare Rahmenbedingungen geschaffen werden und entsprechende Geschäftsmodelle (zwischen InvestorInnen, EVU, Gebäudebetreiber und NutzerInnen) entwickelt sind, könnten auch InvestorInnen für GIPV-Investments gewonnen werden und die Kreditfinanzierung könnte dadurch entfallen. In einem solchen Fall schiene sogar eine Reduktion der Förderhöhen wirtschaftlich vertretbar, wie die nun folgende Tabelle in einer idealtypischen Variante zeigt, welche derzeit jedoch unrealisierbar ist:

Energiepreissteigerung	GIPV Indach		
3,00%	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.000	1.000	1.000
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%
Kosten GIPV (€)	450	450	450
Substanzersatz (€)	100	100	100
Gesamtinvestförderung (%)	0,00%	20,00%	0,00%
Investitionskosten (€)	350.000	260.000	350.000
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh); od. Direktnutzung Kostenersparnis	33	16	16
Markteinspeisetarif ab Start Markteinspeisung	11,75	8	8
Einspeisegrad	20%	20%	20%
Direktnutzung	80%	80%	80%
Ertrag in 25 Jahren inkl. Wieder-veranlagung	774.317	523.147	523.147
Ertrag erreicht Investsumme in J	9	14	18

Tabelle 27: Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 20 % Förderung der Gesamtinvestition am Flachdach unter Berücksichtigung einer hohen Direktnutzung und eines InvestorInnenmodells.

Somit steht fest, welche Chancen sich aus der Forcierung von wirtschaftlichen Direktnutzungen (unter Wegfall von Netzkosten, Steuern und Abgaben) in Gebäuden ergeben könnten. Dafür stabile Rahmenbedingungen zu schaffen, stellt keine unmittelbare Belastung der öffentlichen Haushalte dar und kann sogar dazu beitragen, dass Investitionsförderungen nicht so lange und in dem Ausmaß erforderlich sind, wie das die derzeitigen Rahmenbedingungen erfordern.

Abschätzung des Förderbedarfes

Zur Abschätzung des Förderbedarfes gehen wir davon aus, dass durch die Fördersysteme jedenfalls eine Amortisationszeit von unter 15 Jahren erreicht werden sollte. Im Bereich hochwertiger integrierter Fassaden wird dies aufgrund der Bauteilsubstitution leicht mit einer Förderung von 40 % der reinen PV-Mehrkosten erreicht. Im Bereich von Indach-Lösungen ergibt sich dabei aber erst eine Amortisation nach 18 Jahren. Wird jedoch im Indach-Bereich die gesamte Anlageninvestition ohne Berücksichtigung der Einsparungen am Dach gefördert, so fällt auch hier die Amortisationszeit unter 15 Jahre wie die folgenden Tabellen zeigen:

Wohnen Sektor J9 Variante Indach Verbrauchsszenario medium, Ertrag medium			
Energiepreissteigerung	GIPV Indach		
3,00%	mit Tarif-Förderung	mit Invest-Förderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.709	1.709	1.709
Flächeneffizienz (%)	92,00%	92,00%	92,00%
Kosten GIPV (€)	450,00	450,00	450,00
Substanzersatz (€)	100	100	100
Gesamtinvestförderung (%)	0,00%	40,00%	0,00%
Summe Förderung (€)	0	307.620	0
Investitionskosten (€)	598.150	290.530	598.150
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh); od. Direktnutzung Kostenersparnis	33	16	16
Markteinspeisetarif ab Start Markteinspeisung	11,75	8	8
Einspeisegrad	24%	24%	24%
Direktnutzung	76%	76%	76%
Ergebnis Kreditzahlung in Raten über 25 Jahre	242.557	352.221	-193.439
bei max. Kreditrückzahlung nach 25 Jahren	558.323	516.852	-471.599
Amortisation in Jahren	13	14	>Laufzeit
Rendite p.a.	3,73%	7,11%	-3,15%

Tabelle 28: Förderungsberechnung mittlere Energieproduktion Wohnen

Im Fall der Bürogebäude mit einer angenommenen hochwertigen Fassadenlösung, stellt sich die Situation modifiziert dar:

Büro Sektoren J3+J10
Variante Indach und GIPV-Fassade
Verbrauchszenario medium, Ertrag medium

Energiepreis- steigerung	GIPV Aufdach			GIPV Brüstungen		
3,00%	mit Tarif- Förderung	mit Invest- Förderung	ohne Förde- rung	mit Tarif- Förderung	mit Invest- Förderung	ohne Förde- rung
Fläche (m2)	5.954	5.954	5.954	1.869	1.869	1.869
Flächeneffizienz (%)	92,00%	92,00%	92,00%	63,00%	63,00%	63,00%
Kosten GIPV (€)	450,00	450,00	450,00	650,00	650,00	650,00
Substanzersatz (€)	100	100	100	550	550	550
Investförderung (%)	0,00%	40,00%	0,00%	0,00%	15,00%	0,00%
Summe Förderung (€)	0	1.071.720	0	0	28.035	0
Investitionskosten (€)	2.083.900	1.012.180	2.083.900	186.900	158.865	186.900
Einspeisetarif Jahr 1-13 (ct/KWh); od. Direktnutzung Kostenersparnis	33	16	16	33	16	16
Markteinspeisetarif ab Start Markteinspeisung	11,75	8	8	11,75	8	8
Einspeisegrad	24%	24%	24%	100%	24%	24%
Direktnutzung	76%	76%	76%	0%	76%	76%
Ergebnis Kredit- zahlung in Raten über 25 Jahre	847.833	1.229.891	-671.138	426.387	174.906	125.177
bei max. Kreditrück- zahlung nach 25 Jahren	1.949.364	1.804.932	-1.637.949	747.445	253.256	171.418
Amortisation in Jahren	13	14	>Laufzeit	5	14	18
Rendite p.a.	3,74%	7,13%	-3,14%	15,99%	6,37%	3,67%

Tabelle 29: Förderungsberechnung mittlere Energieproduktion Büro

Im Bereich der Indachlösungen müsste auch hier die Förderquote von 40 % der PV-Mehrkosten auf 40 % der Gesamtinvestitionskosten angehoben werden, um eine Amortisationszeit von unter 15 Jahren zu erreichen. Im Bereich hochwertiger zweischaliger Pfosten-Riegel-Fassaden (Alu-Glas) könnte jedoch die Förderquote der PV-Mehrkosten sogar auf 15 % abgesenkt werden, um eine Amortisationszeit von unter 15 Jahren zu erhalten.

Insgesamt ergibt sich dann für die Wohn- und Bürobauquartiere zusammen ein Förderbedarf von rund 1,4 Millionen Euro unter den heutigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wobei die Vorteile von GIPV-Lösungen und eine hohe wirtschaftliche Direktnutzung in den Gebäuden bereits mit berücksichtigt sind. Mittel- und langfristig kann diese Förderquote aufgrund der Kosten-Degression bei den PV-Modulen wohl abgesenkt werden. Hochgerechnet auf den gesamten J-Sektor ergibt sich ein Förderbedarf von geschätzt 5 Millionen Euro.

Wirtschaftlichkeitsberechnungen Testentwurf

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich der Testentwurf schon unter den heutigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen umsetzen lässt, wenn mehrere Rahmenbedingungen erfüllt sind:

- Anstelle der ambitionierten PV-Auslegung (aufgeständerte Module mit 18 % Wirkungsgrad) bei einem sehr geringen Energieverbrauch und einer daraus resultierenden geringeren Direktnutzung in den Gebäuden sollte vorerst noch auf mittlere Indach-Produktionskapazitäten mit dem marktüblichen Wirkungsgrad (14 %) gesetzt werden.
 - Diese Module können dann auch als Indach-Lösungen realisiert werden, was zu wirtschaftlich bedeutsamen Baukostenersparnissen führen kann.
 - Im Bereich hochwertiger Fassaden kann auf integrierte Lösungen gesetzt werden (Pfosten-Riegel-Konstruktion), die nur einen geringen Mehraufwand in der Fassade darstellen. Ohne diesen positiven Integrationseffekt, werden sich unter den heutigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen PV-Fassaden aufgrund der geringeren Flächeneffizienz und der Verschattungsverluste kaum wirtschaftlich darstellen lassen. Sinkende Modulkosten können die PV-Fassaden aber in Zukunft wirtschaftlicher machen, deswegen sollten entsprechende Flächen schon in den heute realisierten Projekten für Nachrüstungen frei gehalten werden.
- Aus dieser marktüblichen PV-Auslegung ergibt sich die Möglichkeit einer hohen Direktnutzung (76 %) was zu einem bedeutenden positiven Effekt in der Wirtschaftlichkeit führt. Allerdings müssen die genauen rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen für eine solche Direktnutzung im Hausnetz noch geklärt werden. Wird hier Klarheit geschaffen, so macht dies GIPV wirtschaftlicher ohne zusätzliche Fördermittel einsetzen zu müssen.
- Mit der geringeren PV-Produktionsauslegung und den höheren (realistischeren) Stromverbrauchswerten, kann im Stadtteil nur eine Gesamtdeckung von 44 % in der Jahresbilanz erreicht werden. Energie plus ist somit auf Basis einer reinen Investitionsförderung heute wirtschaftlich schwer darstellbar, außer es gibt entsprechende breit nutzbare Einspeisetarife über ein adaptiertes Ökostromgesetz.
- Darüber hinaus stellt ein Stadtteil mit einer installierbaren Leistung von 4-6 MW (gesamter J-Sektor) aufgrund der hohen Überschüsse (bis zum 16-fachen des aktuellen Verbrauchs in Bürogebäuden) das Stromnetz vor große Herausforderungen.

Auch aufgrund dieser Fakten, werden wir im Folgenden eine stufenweise Umsetzung eines Stadtteilprojektes in drei Bauphasen (von je 3-5 Jahren) empfehlen, bei dem die PV-Auslegung schrittweise auf 100 % des Gesamtbedarfs und dann auch darüber hinaus gesteigert werden kann. Begleitet werden muss dies von der Adaptierung des Netzes hin zu einem Smart Grid und dem Einsatz von Speicherlösungen. In diesem Etappenszenario kann auch die prognostizierte Absenkung der Kosten für PV-Module besser genutzt werden und es kann somit zu einer Reduktion des oben genannten Förderbedarfs kommen.

3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

3.1 Umsetzungsempfehlung für den Demonstrationsbau

Für die Gestaltung der Aktivitäten im Demonstrationsbau wird folgende Umsetzung empfohlen:

- Eine Umsetzung in zeitlichen Etappen:
 - ist dank sinkender PV-Kosten und steigender Energiepreise wirtschaftlich günstiger.
 - ermöglicht die Einbindung und Nutzung neuer (idealerweise auch nationaler) Entwicklungen im Bereich GIPV und Energiesysteme.
- Eine Umsetzung mit unterschiedlichen Bauträgern und unter Einbindung von immer mehr wirtschaftlichen AkteurlInnen ist nötig für die Verbreiterung der wirtschaftlichen Beteiligungs- und Involvierungsbasis.
 - Die Koordination und Abstimmung der Aktivitäten muss übergeordnet z. B. über eine gemeinsame Liegenschaftsgesellschaft erfolgen.
- Eine schrittweise Steigerung der PV-Auslegung (damit der Gesamtdeckung und Überschusseinspeisung) über die Bauphasen hinweg ist sinnvoll, weil
 - dadurch in den ersten Phasen die Netzbelastung gesenkt wird und eine verbesserte wirtschaftliche Performance durch einen hohen Direktnutzungsgrad erreicht wird. Die PV-Auslegung wird in Folge auf Basis verbesserter Konzepte für die Systemintegration gesteigert (neue Speichertechnologien, urbane Smart Grids, verbessertes Demand Side Management etc.)
- Eine räumliche Bündelung eines Leuchtturmprojektes in ausgewählten benachbarten Quartieren ist marketingtechnisch nötig. Die Aktivitäten sollten sich jedoch nicht auf dieses eine Areal beschränken sondern durch weitere Modellprojekte im gesamten Areal in den weiteren Bauphasen ergänzt werden.

3.2 Empfehlungen für die Gestaltung von Stadtplanung und Bauträger-Wettbewerben unter solaren Vorgaben

Aus den Studienergebnissen ergeben sich einige Schlussfolgerungen und Hinweise für künftige Wettbewerbsverfahren hinsichtlich Konzeption der Auslobung und der Bewertung der eingereichten Arbeiten. Grundsätzlich ist anzumerken, dass jede Wettbewerbsjurierung letztlich ein delphisches Verfahren ist und Kennwerte nur als Hinweise und Unterstützung dienen, um den Juroren zusätzliche Möglichkeiten der Abwägung zu bieten, um das beste Projekt heraus zu filtern.

3.2.1 Allgemeine Grundlagen

Die folgenden Hinweise beziehen sich auf den Standort Wien, die Basisdaten hinsichtlich des Solareintrags sollten jedenfalls immer soweit wie möglich auf die konkrete Lage des Wettbewerbsareals abgestimmt sein. Hier wird für die exemplarische Darstellung von einer

Globalstrahlung von jährlich 1140 kWh je m² horizontaler Grundfläche ausgegangen. Das ergibt für eine optimal nach Süden ausgerichtete und 30 Grad angestellte Fläche einen solaren Input von ca. 1300 kWh/m² pro Jahr. Ausgehend von diesen Basiswerten werden einige relevante Kennzahlen abgeleitet.

Grundlage aller Überlegungen und Konzepte sind die langjährig bekannten und evaluierten Parameter des solaren Bauens, geografische Lage und Exposition der Gebäudehüllflächen.

Aus diesen grundlegenden Daten leiten sich alle städtebaulichen und gebäuderelevanten Konzepte ab.

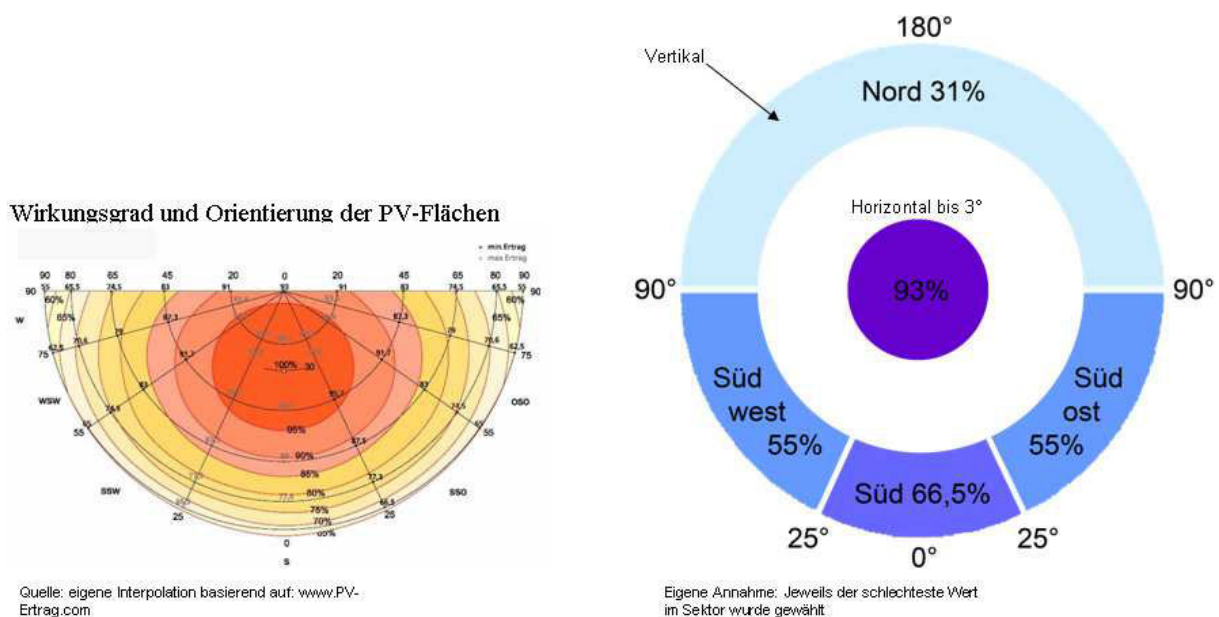


Abbildung 56: Wirkungsgrad in Relation zur Exposition

3.2.2 Relevante Parameter

Wie bereits dargestellt, gibt es technisch für den Ertrag aus gebäude-integrierter PV folgende wesentliche Einflussgrößen:

Städtebauliches Arrangement, Bebauungsplan
 Dachflächenanteil, Fassadenkonzept
 PV-Technik-Performance

Diese Parameter liegen in durchaus unterschiedlichen Planungsebenen, Bearbeitungsstufen und Einflussbereichen, welche sich für den Fall eines Wiener Bauträgerwettbewerbes Wohnbau im Ablauf etwa wie unten darstellen.

3.2.3 Phasen der Bearbeitung und Entscheidung

- Erstellung eines Bebauungsplans oder Bekanntgabe wesentlicher Bebauungsrichtlinien (Höhenentwicklung, Dichte, u. Ä.)
- Auslobung eines Bauträger Wettbewerbes
- Evaluierung der Entwürfe

In jeder Phase gibt es unterschiedliche Steuerungsmöglichkeiten und relevante Parameter.

3.2.4 Städtebauliche Vorgaben

In Balance mit anderen Parametern wie z.B. städtebauliche Qualität, Freiraum- und Wohnqualität haben städtebauliche Vorgaben wesentlichen Einfluss auf die später mögliche Performance eines Baugebietes hinsichtlich des PV-Ertrags. Wie der Testentwurf gezeigt hat, wurde durch einfache Eingriffe eine Optimierung des PV-Ertrages um 30 % allein für die Dachflächen erzielt.

Aus diesen beispielhaften Daten wird klar, dass im städtebaulichen Entwurf die Weichen für die Möglichkeiten im Gebäudeentwurf gelegt werden.

Je nach Größe des städtebaulichen Gebietes und den Möglichkeiten des Auslobers bieten sich unterschiedlich differenzierte Methoden an, um die Performance eines Entwurfes hinsichtlich des möglichen PV-Ertrages einzuschätzen.

3.2.5 Dynamische Simulation

Hier wird auf Basis eines normierten Klimadatensatzes für den Standort Wien der solare Energieeintrag auf die Gebäudehüllflächen für ein Normjahr ermittelt. Die Gebäude werden vereinfacht in 3D erstellt, somit werden alle Eigen- und Fremdbeschattungen für den gesamten Entwurf in die Ermittlung eingerechnet. Daraus lassen sich mit großer Sicherheit Abschätzungen für den realen Stromertrag aus gebäude-integrierter PV ermitteln.

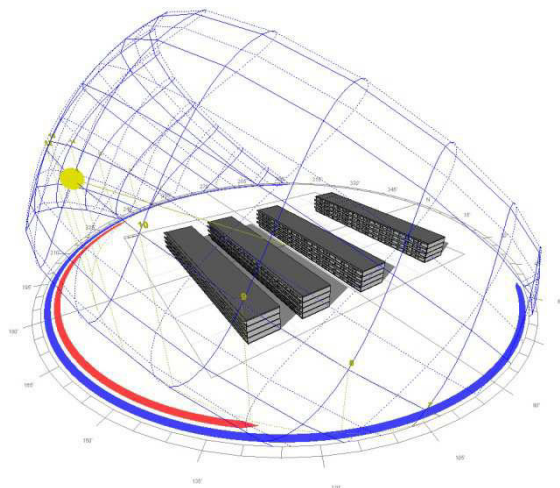


Abbildung 57: geometrisch-dynamisches Modell für eine Simulation

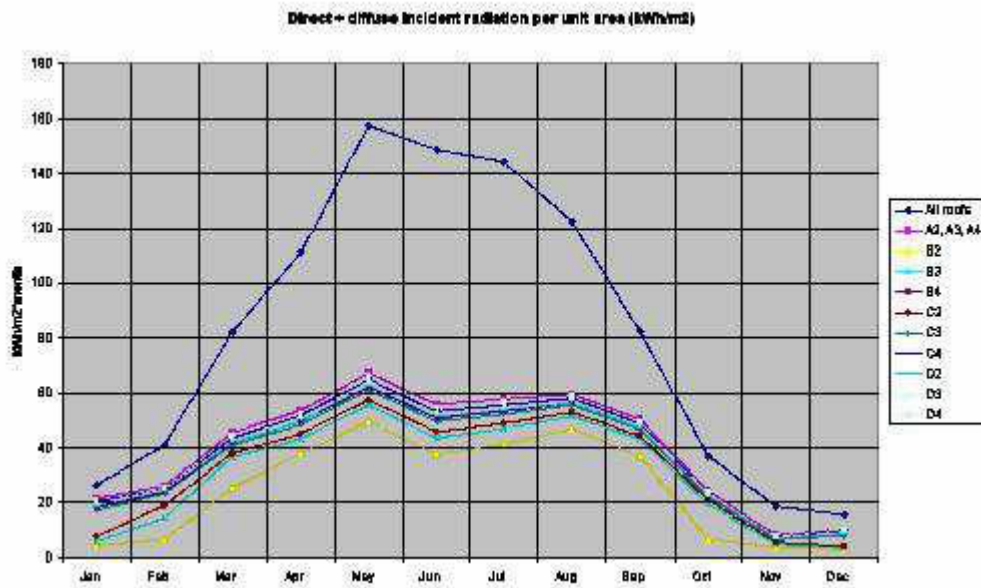


Abbildung 58: solarer Energieeintrag auf die Gebäudehülle eines Testmodells für unterschiedliche Gebäudeteile in kWh/m².mt, Dach dunkelblau.

Eine Simulation ist bei größeren Arealen in Stadtteilgröße jedenfalls für eine begründete Argumentation der Bebauungstypologie erforderlich. Die Ergebnisse einer Simulation werfen die Energiemenge jahreszeitlich und nach exponierten Flächen gegliedert aus, so dass für jede Variante die Teil- und Gesamteffektivität quantifizierbar ablesbar ist.

Im Diagramm wird die große Bedeutung der Dachflächen für den PV-Ertrag deutlich.

Der Testentwurf hat u.a. folgende Ertragswerte ergeben:

Typ Bebauung	Nutzung Schwerpunkt	Szenario PV Anwendung	Jahresertrag aus PV kWh/m ² BGF	
aufgelockerte Blockrandbeb.	Wohnbau	nur Dächer, ca. 60% mit PV	17,7	
aufgelockerte Blockrandbeb.	Bürobau	nur Dächer, ca. 60% mit PV	19,7	
solar optimierter Entwurf	Wohnbau	nur Dächer, ca. 60% mit PV	19,3	
solar optimierter Entwurf	Bürobau	nur Dächer, ca. 60% mit PV	26,3	
solar optimierter Entwurf	Wohnbau	Dächer 60% und Fassaden nach Maßgabe Beschattung	23	
solar optimierter Entwurf	Bürobau	Dächer 60% und Fassaden nach Maßgabe Beschattung	30,3	

Bei komplexen städtebaulichen Entwürfen, insbesondere bei sehr dichter Bebauung und stark differenzierter Höhenentwicklung führt nur mehr eine dynamische Simulation der solaren Exposition der Gebäudehüllflächen zu belastbaren Evaluierungen und erst damit wird eine seriöse vergleichenden Bewertung von unterschiedlichen Lösungen möglich.

Im Fall eines Wiener Bauträgerwettbewerbes wird der Bebauungsplan in seinen Eckpunkten meistens vor dem eigentlichen Wettbewerb von den Dienststellen der Stadtplanung festgelegt oder bei größeren Arealen im Rahmen eines eigenen städtebaulichen Wettbewerbes entwickelt.

Da die städtebauliche Disposition wesentlichen Einfluss auf die Möglichkeiten im Objektwettbewerb hat, ist in dieser Ebene jedenfalls darauf zu achten, dass die Optionen einer solaren Nutzung durch die Bebauungsplanung gefördert werden.

3.2.6 Vereinfachte Abschätzung mittels Kennzahl PV-bgf

Die derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Rahmen eines Bauträgerwettbewerbes erlauben meistens keine aufwendige dynamische solare Simulation, weder bei der Erarbeitung der Entwürfe, noch bei der Jurierung.

Um zu einer Bewert- und Vergleichbarkeit von sehr unterschiedlichen Entwürfen zu kommen, kann ein vereinfachtes Verfahren mit entsprechender Unschärfe durchgeführt werden. Die angelegten Parameter sollten einfach ermittelbar und prüfbar sein, um den Aufwand der Vorprüfer und Teilnehmer in angemessenem Rahmen zu halten.

Um die Entwürfe rasch und signifikant hinsichtlich PV-Performance evaluieren zu können, wird die Kennzahl PV-bgf vorgeschlagen. Diese gibt das Verhältnis von effektiver PV-Fläche

zur Bruttogeschosßfläche an. Die effektive PV-Fläche ist die exponierte Gebäudehüllfläche multipliziert mit dem Effizienzfaktor für PV-Ertrag abhängig von der jeweiligen Orientierung (ideale Ausrichtung nach Süd mit vertikal 30 Grad ist Faktor 1,0).

Gemäß den Erkenntnissen aus der Studie werden folgende stark vereinfachte Parameter vorgeschlagen:

Sonneneinstrahlung aus Richtung Süd (180°) mit vertikal 30 Grad (horizontal ist 0°), das entspricht für den Standort Wien der Sonneneinstrahlrichtung am 18.2. um 12h.

Alle Fassaden- und Dachflächen, die im Entwurf für eine PV-Integration vorgeschlagen werden, sollen mit der o.g. Beschattung und mit den PV-Flächen dargestellt werden.

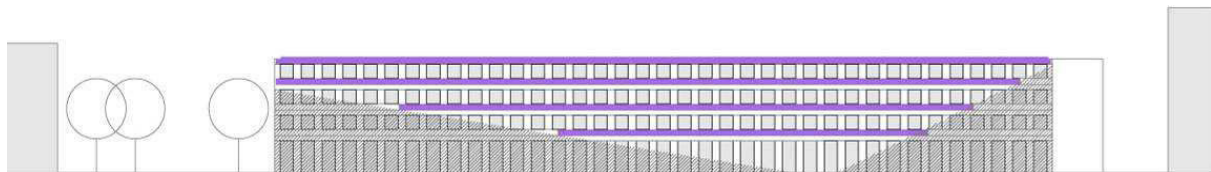


Abbildung 59: Bsp. Fassade mit Beschattung und PV Flächen

Für die Berechnung können folgende vereinfachte Werte für den Wirkungsgrad abhängig von der Ausrichtung verwendet werden:

Vertikale Neigung	Horizontale Ausrichtung (°)				
	Ost	so	Süd	sw	West
	90-119	120-150	150-210	210-240	240-270
0	88 %	88 %	88 %	88 %	88 %
0-5	88 %	89 %	90 %	89 %	88 %
6-15	89 %	92 %	93 %	92 %	89 %
16-29	88 %	94 %	97 %	94 %	88 %
30	87 %	95 %	99 %	95 %	88 %
31-45	86 %	94 %	98 %	94 %	86 %
46-60	80 %	90 %	95 %	89 %	79 %
61-80	70 %	79 %	84 %	80 %	70 %
81-89	59 %	68 %	72 %	68 %	59 %
90	55 %	63 %	67 %	63 %	55 %

Abbildung 60: Wirkungsgrad in Relation zur Ausrichtung einer PV-Fläche

Zur Veranschaulichung die beispielhafte Berechnung für eine dichte urbane Blockrandbebauung, Mittelhaus, bebaute Fläche ca. 12 x 25m, 6 Geschosse, Ausrichtung Südfassade:

Code	besonnte Fläche 21.März, 12h	für PV vorgesehene Fläche	horizontale Ausrichtung	vertikale Ausrichtung	PV-Ertrag Koeffizient Wirkungsgrad	PV-Fläche x Koeffizient PV-F.eff
	Fassaden					
F1	450	80	205	90°	0,67	53,6
F2...						
	Flachdach					
FD1	300	90	205	0-5°	0,9	81
FD2...						
	geneigtes Dach					
D1	65	60	205	30	0,99	59,4
D2...						
					Summe	194
					BGF	1800
					PV-F.eff / BGF	PV-bgf 10,8%

Abbildung 61: Beispiel für eine Tabellenkalkulation für vereinfachte Ermittlung der Kennzahl „PV-bgf“

Der Kennwert PV-bgf (das Verhältnis von PV-Fläche mal Ertragskoeffizient in Relation zur Bruttogeschoßfläche) ist ein relativ guter Hinweis auf die generelle solare Performance eines Entwurfes. Durch den Bezug auf die Gesamt-BGF werden auch unterschiedliche Ausnutzungsgrade der jeweiligen Entwürfe berücksichtigt und damit vergleichbar.

Die Ergebnisse aus dem Testentwurf geben Hinweise auf die Größenordnung der Kennzahlen. Es ist darauf hinzuweisen, dass der Testentwurf durchwegs im dicht bebauten urbanen Bereich mit durchschnittlich sechsgeschossiger Bebauung angesiedelt ist.

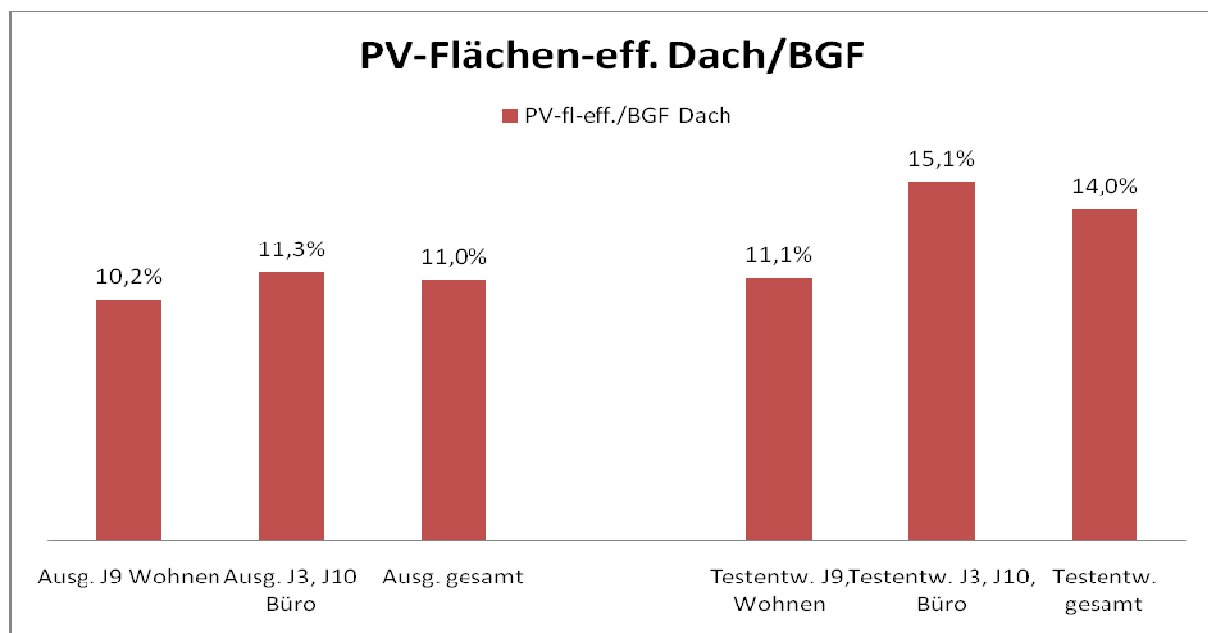


Abbildung 62: Vergleich von PV-bgf für ein Testgebiet mit 50000 m² BGF, links die Ausgangsvariante, rechts der optimierte Entwurf, nur Dachflächen berücksichtigt.

Bei der Ausgangsvariante bewegt sich der Wert für PV-bgf im Bereich von 10 bis 11 %, wobei in dieser Variante nur die Belegung der Dachflächen in relativ konventioneller Art angenommen wurde.

Wenn man die Gesamtwerte des optimierten Testentwurfs betrachtet, so sind wesentlich höhere Werte mit derzeit erhältlicher Technologie machbar.

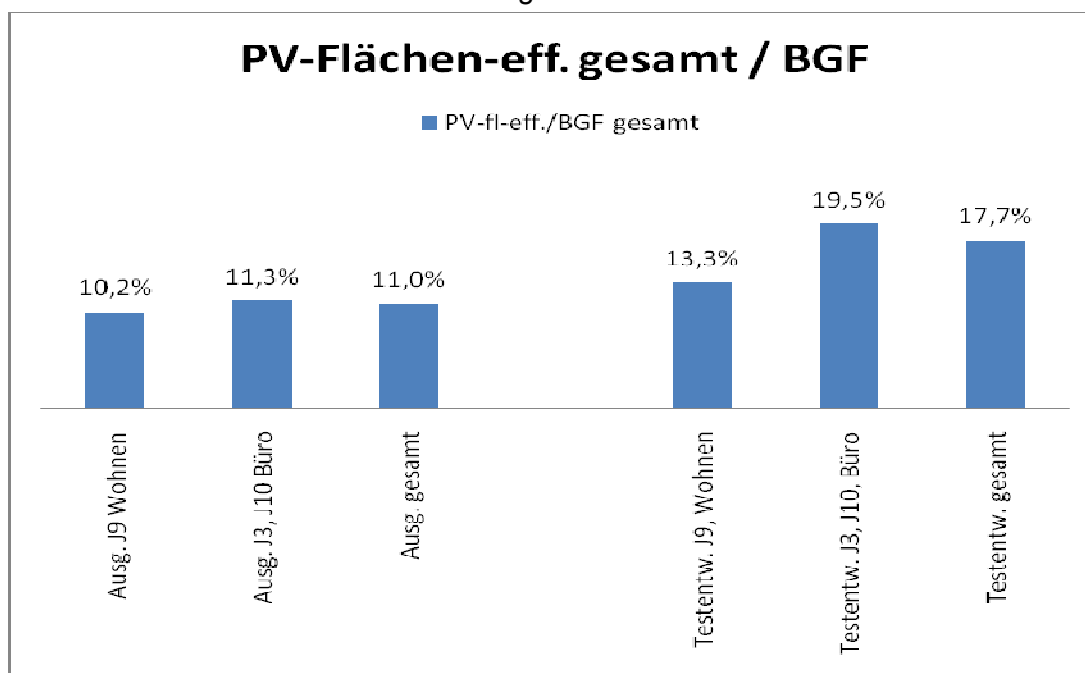


Abbildung 63: Vergleich PV-bgf, Dach- und Fassadenflächen berücksichtigt.

Entsprechend der Intention eines Wettbewerbes, die beste Lösung zu finden, kann dieser relativ einfach ermittelbare Kennwert in der Evaluierung von Entwürfen hinsichtlich des Potentials für gebäudeintegrierte Photovoltaik eine wesentliche Unterstützung darstellen.

Um die Bandbreite der Anforderung einzuschätzen, wird für das o.a. Mittelhaus eine Kennzahl ermittelt, für den Fall dass keine Fassaden genutzt werden.

Code	besonnte Fläche 21.März, 12h	für PV vorgesehene Fläche	horizontale Ausrichtung	vertikale Ausrichtung	PV-Ertrag Koeffizient Wirkungsgrad	PV-Fläche x Koeffizient PV-F.eff
Fassaden						
F1	450	0	205	90°	0,67	0
F2...						
Flachdach						
FD1	300	90	205	0-5°	0,9	81
FD2...						
geneigtes Dach						
D1	65	60	205	30	0,99	59,4
D2...						
					Summe	140,4
					BGF	1800
PV-F.eff / BGF					PV-bgf	7,8%

Nach den o.a. Ausführungen für dichte urbane Bebauung mit ca. sechs Geschossen erscheint im Wohnbau ein Mindestwert für die Kennzahl PV-bgf von wenigstens 7 % angemessen und selbst bei weniger optimierten Entwürfen erreichbar. Für den Bürobau erscheint ein Mindestwert von 9 % angemessen.

Als Richtwerte für die vereinfachte Beurteilung der PV-Performance können daher für einen Bauträger-WB folgende Richtwerte für die Kennzahl PV-bgf empfohlen werden:

Zielwerte	Bezug	PV-bgf
Mindestanforderung	Baufeld, BGF ca. 12000m ²	7%
Mittelwert	Baufeld, BGF ca. 12000m ²	9%
Pilotbau	je Baufeld ca. 1500 m ²	12%

Bei anderen städtebaulichen Dichten ändern sich auch die Rahmenbedingungen für den gebäude-integrierten PV-Einsatz, die Kennzahl steigt normalerweise mit sinkender Dichte, weil der Dachanteil im Verhältnis zur BGF relativ konstant bleibt. Daher sollte in der Wettbewerbsvorbereitung ein Experte beigezogen werden, der für den jeweiligen Fall das Potential für die PV-Anwendung ermittelt, wobei dies bei besonders hohen Dichten in zentralen städtischen Lagen mit stark differenzierter Höhenentwicklung und Beschattung dringend empfohlen wird um den Wettbewerbsteilnehmern zwar anspruchsvolle, aber erreichbare Richtwerte beizugeben.

Die genauen Schwellenwerte oder Mindestanforderungen müssen jeweils auf die städtebaulichen Rahmenbedingungen und die Ansprüche des Auslobers bereits im Vorfeld bei der Konzeption der Wettbewerbs-Ausschreibung präzise abgestimmt werden.

3.2.7 PV-Ertrag Kennwerte

Sollte der Auslober konkrete Werte für den PV Ertrag in die Evaluierung von Entwürfen einbeziehen wollen, so wären diese Anforderungen verbindlich in die Wettbewerbsausschreibung aufzunehmen. Es ist zu berücksichtigen, dass für die seriöse Ermittlung dieser Werte ein wesentlich erhöhter Aufwand inklusive Beiziehung von Konsulenten und die Durchführung von Beschattungssimulationen erforderlich sind, dies sollte sich auch in der Aufwandsentschädigung abbilden. Im Rahmen eines standardmäßigen Wiener Bauträger-WB ist dieser erhebliche Mehraufwand für die WB-Teilnehmer unter derzeitigen Bedingungen kaum darstellbar.

Die Angabe des Stromertrags in kWh/a in Relation zur installierten Leistung ist zwar ein international üblicher Kennwert, hat aber hinsichtlich Entwurfsqualität wenig Aussagekraft.

Wesentlich näher am Entwurfsprozess und auch aussagekräftiger ist das Verhältnis von Jahresertrag zu BGF. Wenn die BGF mit üblichen Kennwerten wie Endenergiebedarf (z.B. aus OIB Energieausweis) hinterlegt wird, kann mit Vorsicht eine Art Energiebilanz abgeschätzt werden.

Aus dem Testentwurf sind für dichte städtische Bebauung mit ca. sechs Geschossen Werte für das Energiepotential aus PV ermittelt worden und werden hier als Hinweis wiedergegeben um die möglichen Größenordnungen abzubilden.

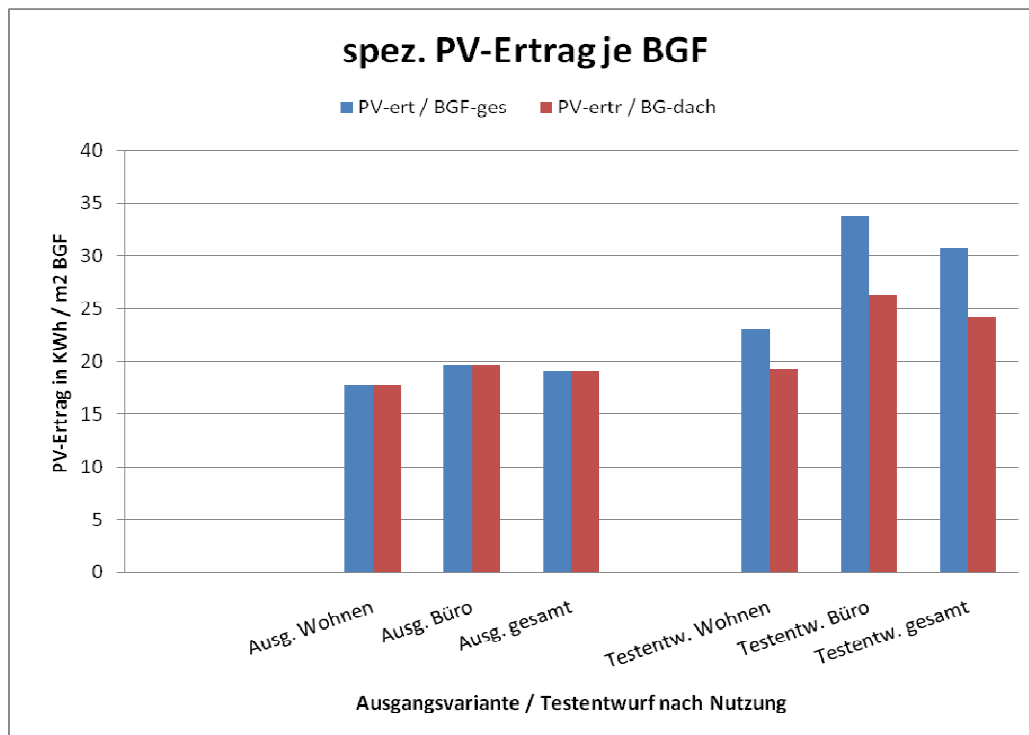


Abbildung 64: Jahres-Stromertrag in kWh/m² BGF für ein Testgebiet (BGF 50.000m²), links Ausgangsvariante, rechts optimierter Entwurf.

Im Rahmen eines Wettbewerbes sollte jedenfalls in der Vorbereitung ein Experte beigezogen werden, der Orientierungswerte nach dem jeweils aktuellen Stand der Technik vorschlägt.

3.2.8 Zusammenfassung

Die wesentlichen Weichen für den Spielraum der Entwürfe in einem Bauträgerwettbewerb werden im Vorfeld in der Bebauungsplanung getroffen. In dieser Phase, die meist im Wirkungsbereich der amtlichen Stadtplanung abläuft, sollte eine dynamische Simulation oder zumindest eine exemplarische Analyse der Beschattungs- und Besonnungssituation auf dem Baufeld durchgeführt werden.

Im eigentlichen Bauträgerwettbewerb kann mittels des vorgestellten Kennwertes PV-bgf eine relativ gute Vergleichbarkeit der Entwürfe hinsichtlich PV-Performance mit vertretbarem Aufwand erzielt werden.

Der Einbau von Qualitätskriterien bereits im Auslobungsverfahren ist ein deutliches Signal an die Bewerber, die frühzeitige Anmeldung macht die Umsetzung kalkulierbar und wahrscheinlich. Ein Startworkshop am Beginn des Wettbewerbes könnte die Teilnehmer bei der Entwurfsstrategie und beim Umgang mit Kennzahlen unterstützen.

Es wäre denkbar und sinnvoll, die Erreichung der Kennwerte auch in die Grundstücksverträge einzubauen.

Ein wichtiger Meilenstein könnte die verpflichtende Vorlage von nachvollziehbaren Daten mit der baubehördlichen Einreichung sein, da in dieser Phase wesentliche Entscheidungen zur Gebäudeperformance bereits getroffen und klar ablesbar sein sollten.

Eine nachfolgende Evaluation, z.B. der tatsächlichen Energieverbräuche, wäre im Sinne eines raschen Erkenntnisgewinns für künftige Entwicklungen dringend wünschenswert, dafür könnte der Einbau geeigneter Messanordnungen bereits in der Bauphase mit geringen Kosten vorgesehen werden.

Der Vollständigkeit halber wird festgehalten, dass im Rahmen eines Bauträgerwettbewerbes die mögliche Eigenversorgung eines Gebäudes mit Strom aus am Gebäude produzierter PV nur Teil eines ganzheitlichen Beurteilungsverfahrens sein kann, in dem alle Aspekte einer hochwertigen städtebaulichen und architektonischen Lösung ausreichend und ausgewogen betrachtet werden müssen.

Abschließend soll festgehalten werden, dass über die (im Gebäudebereich eigentlich weitgehend gelöste) Frage der höchsten Energieeffizienz hinaus die Frage der Versorgung des Gebäudes aus lokal oder regional verfügbarer erneuerbarer Energie eine der wesentlichen Fragestellungen des nächsten Jahrzehnts sein wird. Dass diese Frage – wenn sie rasch und kostengünstig gelöst werden soll – auch eine des architektonischen Entwurfes ist, sollte hier aufgezeigt werden. Eine moderne Stadtplanung wird diese Aspekte verstärkt in ihre Bewertung einfließen lassen müssen.

3.3 Umsetzungsempfehlung für eine begleitende F&E Strategie

Im Bereich GIPV und auch im Bereich nachhaltiger Energiesysteme gibt es einen unbestritten hohen wie breiten F&E-Bedarf. Ein Energie produzierender Musterstadtteil stellt aufgrund seiner praktischen Anwendungs-, Erprobungs- und Evaluierungsmöglichkeiten auch einen idealen Anknüpfungspunkt für F&E-Aktivitäten dar. Damit F&E-Aktivitäten am Standort Wien (bzw. Österreich) gelingen, bedarf es jedoch einiger wesentlicher Voraussetzungen:

- Vorhandenes Grundwissen und Potential im Bereich der Forschungseinrichtungen
- Vorhandenes Potential und Interesse an in relevanten Bereichen tätigen Unternehmen
- Einen klaren thematischen Fokus
- Vorhandene Finanzierungs- und Förderressourcen
- Geeignete Koordinationsstrukturen

Potential im Bereich der Forschungseinrichtungen

In Österreich, speziell im Großraum Wien, gibt es eine Vielzahl an Forschungseinrichtungen, die sich mit Fragen im Bereich GIPV und Energie in urbanen Gebäudesystemen beschäftigen. Es seien beispielhaft nur einige genannt.

- AIT: Schwerpunkt Netze, Smart Cities, PV
- FH Technikum Wien: Urbane Erneuerbare Energiesysteme mit Schwerpunkt PV und GIPV
- TU Wien: Schwerpunkt Architektur, Energiesysteme und Wirtschaftlichkeitsanalysen
- Donau Uni Krems (PV Architektur und nachhaltige Bauwirtschaft)

Somit kann jedenfalls davon ausgegangen werden, dass ausreichend Anknüpfungspunkte im Bereich der Forschungseinrichtungen vorhanden sind.

Potential im Bereich relevanter Unternehmen

Im Großraum Wien sind nur wenige Unternehmen speziell im Bereich PV oder GIPV tätig. Dies hat wahrscheinlich mit der Tatsache zu tun, dass Österreich aufgrund der reduzierten Fördersysteme kein Pioniermarkt im Bereich der PV ist. Der Rückstand Österreichs bei Entwicklung und Produktion von klassischen PV-Systemen dürfte ohnedies kaum mehr aufzuholen sein, zu stark ist die internationale Konkurrenz aus Fernost oder den USA, die heute selbst der großen deutschen PV-Industrie schwer zu schaffen macht.

Allerdings verfügt Österreich auch im Bereich der PV über Unternehmen, die sich sehr erfolgreich in Nischen positioniert haben und zu den Weltmarktführern zählen (z. B. Fronius/Wechselrichter, Isovolta/Zelleinkapselung, Ertex Solar/Verbundglasmodule als Spezialanfertigung etc.).

Gleichzeitig ist zu beobachten, dass sich Firmen der Baustoffindustrie (z.B. Bramac, Wienerberger) vermehrt und intensiv für den Bereich GIPV zu engagieren beginnen.

In Summe bleiben die wirtschaftlichen Aktivitäten rund um GIPV-Lösungen am Standort Wien jedoch überschaubar.

Nimmt man jedoch wirtschaftliche Felder und Branchen hinzu, die bei erfolgreichen GIPV-Lösungen in Gebäuden mitspielen müssen, so erhöht sich das Potential an einschlägigen Branchen und Unternehmen gleich um ein Vielfaches:

- EVUs und Stromnetzbetreiber
- Architekten und Planer
- Baustoffindustrie
- Technologieanbieter (wie Siemens: Smart Grids, Smart Metering)
- Haus- und Gebäudetechnik-Unternehmen
- Bauwirtschaft
- Bauträger und Immobilienentwickler

Aus dem Stakeholder und Nutzerdialog geht hervor, dass bei allen oben angeführten Branchen ein hohes Interesse an GIPV-Anwendungen vorhanden ist. Also sollte es in einer gelungenen F&E-Strategie darum gehen, diese Breite an relevanten Branchen mit an Bord zu holen.

Thematischer Fokus einer begleitenden F&E-Strategie

Im Prinzip gilt es dafür zwei Optionen abzuwägen. Die eine Option beschäftigt sich sehr eng mit der Integration von PV in die Gebäudehülle, die zweite Option fasst die Betrachtung weiter und widmet sich darüber hinaus der Integration von Energie produzierenden Gebäuden in ein nachhaltiges urbanes Energieversorgungssystem:

- Option A: Reiner **Fokus auf die PV-Bauteilintegration**
 - Architektonische Einsatzoptionen
 - Multi-Funktionalität der Module und Bauteile
 - Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Module und Bauteile
- Option B: **Fokus auf urbane Energie+ Gebäudesysteme**
 - Architektonische Gesamt-Musterlösungen im städtebaulichen Gesamtkontext
 - Energetische Konzeption des gesamten Gebäudes

- Effizienz und Wirtschaftlichkeit des gesamten Gebäudes
- Integration im System Gebäude:
 - Haustechnik
 - Smart Metering
 - Niederspannungsnetze
 - Demand-Side-Management
 - Speichertechnologien auf Gebäudeebene
- Netz- und Systemintegration
 - Smart Grids, Smart Metering
 - Intelligente Wechselrichter
 - Speichertechnologien auf Netz- und Systemebene
 - Energiemanagement auf lokaler Ebene
 - System-Kombination mit anderen erneuerbaren urbanen Energieträgern wie Geothermie und Windkraft
 - System-Kombination mit Elektromobilität (Ladung, Pufferspeicher)

Bei Option A reduzieren sich die in den vorherigen Punkten angeführten Forschungseinrichtungen, Branchen und Unternehmen deutlich:

- Nur wenige Forschungseinrichtungen haben einen ausgewiesenen Schwerpunkt im Bereich der PV-Bauteilforschung.
- Seitens der Wirtschaft bliebe nur die PV- und Baustoffindustrie als Kernzielgruppe in Verbindung mit Architektur und Bauwirtschaft.

Gleichzeitig ist bei dieser Variante A mit massiver internationaler Konkurrenz zu rechnen, da bereits der Großteil der internationalen PV-Wirtschaft an solchen Forschungs- und Entwicklungsaufgaben arbeitet und gleichzeitig auch die internationale Baustoffindustrie neu in dieses Feld drängt.

Doch nicht nur deswegen empfehlen wir einen Fokus auf **urbane Energie produzierende Gebäudesysteme (E+ Gebäudesysteme)**: Wenn GIPV erfolgreich etabliert werden will, so muss sie im Gesamtsystem Gebäude und Stadt technisch, ästhetisch, funktional und wirtschaftlich erfolgreich sein und sie wird sich in absehbarer Zukunft nicht mehr auf attraktive Förderregime stützen können. Aufgrund der attraktiven Fördersysteme in anderen Ländern steht international die Gesamtheit dieser Fragestellung noch nicht primär im Fokus der Entwicklungsbemühungen. Hier haben Österreich und der Standort Wien noch erhebliche Chancen, sich Wettbewerbsvorteile zu erarbeiten.

Somit empfehlen wir einen thematischen Fokus, der schon heute die kommenden Realitäten und Marktbedingungen antizipiert:

Urbane E+ Gebäudesysteme:

- mit **niedrigsten Energieverbrauchs- und Bilanzstandards im Sinne der EU-Gebäuderichtlinie**
- mit **wirtschaftlich sinnvoller Stromproduktion aus multifunktionaler GIPV verbunden mit dem Ziel, die energetische Gesamtdeckung stufenweise zu steigern**
- **unter Einbindung anderer nachhaltiger Energieversorgungssysteme wie Geothermie und (Mikro-)Windkraft**

- mit Stromnutzung und Energiemanagement im Gebäude unter Einsatz lokaler Speicher und in Kombination mit anderen Zukunftstechnologien wie Elektromobilität
- Integration in intelligente Netze (Smart Grids) und nachhaltige urbane Energiesysteme
- eingebunden in eine nachhaltige Architektur und Stadtplanung, die Fragen von Lebensqualität, Infrastrukturangeboten, Ökologie und Mikroklima mit berücksichtigt.

Finanzierungs- und Förderressourcen

Für die Finanzierung der F&E-Aktivitäten stehen einige Optionen zur Verfügung. In Folge stellen wir die wichtigsten Finanzierungsquellen im Überblick vor.

- Eigene Mittel der beteiligten Unternehmen
- EU-Programme wie **"Intelligente Energie - Europa" (IEE)**;
(<http://ec.europa.eu/energy/intelligent>)
 - Das Programm "Intelligente Energie - Europa" (IEE), für das im Zeitraum von 2007 bis 2013 Mittel in Höhe von 730 Mio. € zur Verfügung stehen, wird einen Beitrag zur Erreichung der von der EU gesetzten ehrgeizigen klima- und energiepolitischen Ziele leisten.
 - Das Programm unterstützt konkrete Projekte, Initiativen und bewährte Praktiken auf der Grundlage von jährlichen Aufforderungen zur Einreichung von Vorschlägen.
 - Dabei ist es allerdings sinnvoll, mit PartnerInnen auf europäischer Ebene zu kooperieren.
- Nationale Förderprogramme:
 - KLIEN: Neue Energien (zuletzt dotiert mit 35 Mio. Euro)
 - FFG-Programme wie das K-Programm (neuerlicher Start 2011)
- Regionale Förderprogramme:
 - Calls und Förderprogramme des ZIT in Wien
- Mögliche weitere Optionen für die Zukunft
 - Mittel für Demonstrationsprojekte und F&E-Aktivitäten die im Rahmen der Umsetzungsaktivitäten zum EU-SET-Plan (Strategic Energy Technology Plan) auf nationaler Ebene dotiert werden könnten.
 - PV und Smart Cities sind dezidierte Schwerpunktfelder dieses Plans
 - Die genauen Umsetzungsaktivitäten auf nationaler und europäischer Ebene sind jedoch bislang offen.

Ganz grundsätzlich ist festzuhalten, dass eine begleitende F&E-Strategie zu „Urbanen E+ Gebäudesystemen“ langfristig (größer 10 Jahre) angelegt sein muss, um vermarktbar Ergebnisse erzielen zu können. Jedoch fördern fast alle der oben angeführten Finanzierungsoptionen Einzelprojekte mit einer maximalen Laufzeit von 2-3 Jahren. Als Option für längerfristige und in Etappen aufbauende Aktivitäten bieten sich derzeit praktisch ausschließlich die K-Programme der FFG an, die mit dem Jahr 2011 auf Ebene von K-Projekten neu gestartet werden.

Dieses Programm könnte als Basis-Rückgrad für ein F&E-Vorhaben rund um eine Sun^{Power}-City genutzt werden, zusätzlich könnten selbstverständlich Mittel aus allen anderen Förder-schienen akquiriert werden.

Alternativ kann angedacht werden, ein F&E-Projekt in diesem Bereich seitens der Öffentlichen Hand unabhängig von bestehenden Förderprogrammen mit einer langfristig gesicherten Basis-Dotierung zu versehen verbunden mit der Aufgabe, weitere Mittel aus der Privatwirtschaft und den oben angeführten Förderprogrammen zu akquirieren.

Gestaltung von Umsetzung, Vernetzung, F&E und Vermarktung im Überblick

F&E-Aktivitäten rund um „Urbane E+ Gebäudesysteme“ und die Vermarktung eines Energie produzierenden Musterstadtteiles brauchen auch ein organisatorisches Rückgrad. Dabei geht es darum:

- F&E PartnerInnen zu gewinnen und zu koordinieren.
- inhaltliche Schwerpunktfragen im Detail zu definieren und auf einander abzustimmen.
- Support-Leistungen im Bereich der Finanzierungs- und Förderungsakquisition bereit zu stellen.
- Demonstrationsvorhaben im Baubereich mit den begleitenden F&E- und Vermarktungs-Aktivitäten abzustimmen und zu koordinieren.
- langfristig F&E-Aktivitäten zu koordinieren und steuern, sowie langfristige Partnerschaften mit der Privatwirtschaft aufzubauen.
- langfristige (internationale) Netzwerkpflege und
- gebündelte internationale Vermarktung der Ergebnisse und Innovationen unter Einbindung der beteiligten Unternehmen zu betreiben.

Diese Aufgaben werden nur dann erfolgreich gelingen, wenn sie aus einer Hand effizient und langfristig koordiniert werden. Für diese Koordination gibt es aus unserer Sicht zwei Optionen:

- Variante A: Aufbau eines Sun^{power}City-Clusters
- Variante B: eigene Dienstleistungsgesellschaft, die mit der Liegenschaftsgesellschaft wirtschaftlich verbunden ist.

Die Erfahrungen aus Österreich, was die Arbeit von Clustern betrifft, zeigen, dass deren Erfolg maßgeblich davon abhängt, in welchem Ausmaß Leitbetriebe vorhanden sind, die eine führende und treibende Rolle einnehmen. Ausreichend viele Leitbetriebe, die in Wien für diese Aufgaben thematisch und von ihrer internationalen Marktposition her geeignet wäre, können wir nicht feststellen.

Daher erscheint es sinnvoll, eine eigene spezialisierte Dienstleistungs-Gesellschaft mit all diesen Aufgaben zu betrauen. Idealerweise ist diese mit der Liegenschaftsgesellschaft wirtschaftlich verbunden.

Die Aufgabe einer solchen Dienstleistungsgesellschaft ist im Prinzip:

- die Begleitung, Koordination und Evaluierung der Umsetzung im Baubereich/Demonstrationsbau
- die inhaltliche und organisatorische Koordination der F&E-Aktivitäten
- internationale Bündelung in der Vermarktung

Die Aufgaben-Matrix einer solchen Sun^{power}City-DLG soll nun zusammenfassend in den folgenden Tabellen differenziert nach Umsetzungsphasen dargestellt werden.

Umsetzungsphase 1 Aufgaben Sun ^{power} City-DLG		
Koordination Demonstrationsbau	Koordination F&E	Koordination Vermarktung
Pilot-Demonstrationsbau im Bereich ausgewählter zentraler Quartiere: Errichtung der ersten Leuchtturm-Projekte • optimale architektonische und funktionale Integration • energetische Gesamtdeckung (Strom) mit einer Start-Quote von 20-50 % und einem hohen Direkt-nutzungsgrad	Start eines F&E-Programmes/ K-Projektes mit ersten Schwerpunkten wie: • ästhetische und funktionale GIPV-Integration • Gebäudetechnik und Gebäudemanagement für Energie produzierende Gebäude • Start der Entwicklung neuer GIPV-Bauteilentwicklungen • Entwicklung von Speichertechnologien • Erprobung und Weiterentwicklung neuer Business-Modelle für GIPV-Gebäude • Nachhaltige Architektur und Stadtplanung	Vernetzung und Vermarktung nach innen: • Konzeption und Aufbau einer Basiskooperation für die Entwicklung eines F&E- bzw. K-Projektes mit den unterschiedlichen Branchen • Anbahnung von Betriebsansiedlungen mit primär nationalem bzw. regionalem Fokus

Umsetzungsphase 2 Aufgaben Sun^{power}City-DLG		
Koordination Demonstrationsbau	Koordination F&E	Koordination Vermarktung
Ambitionierter Demonstrationsbau • Erste Pilot-Projekte im Bereich neuer GIPV-Bauteile • Mustergebäude mit höherer PV-Auslegung: energetische Gesamtdeckung (Strom) mit einer Quote von 100 % und einer reduzierten Direktnutzung von 40-50 %	Weiterentwicklung des F&E-Programmes zu einem K1-Zentrum mit ergänzenden Schwerpunkten wie: • Netz- und Systemeinbindung von urbanen E+ Gebäuden mit Schwerpunkten wie Verbrauchs- und Laststeuerung im Smart Grid • Weiterentwicklung und Erprobung von Speichertechnologien • Erprobung technischer Demand-Side-Management-Lösungen in den Gebäuden • Erprobung der ersten neu entwickelten Bauteile • Entwicklung von Systemkonzepten für die Kombination unterschiedlicher erneuerbarer Energieträger • Entwicklung von Systemkonzepten für die Kombination mit E-Mobility	Vernetzung und Vermarktung nach innen und außen: • Netzwerkarbeit zur Weiterentwicklung des K-Projektes zu einem K1-Zentrum • Internationale Vermarktung der ersten Leuchtturm-Projekte in Richtung Architektur und Bauwirtschaft • Internationale Vermarktung neuer Produkte und Dienstleistungen im Bereich GIPV und Gebäudetechnik • Koordination von Betriebsansiedlungen • Internationale Vermarktung für neue Betriebsansiedlungen

Umsetzungsphase 3 Aufgaben Sun^{power}City-DLG		
Koordination Demonstrationsbau	Koordination F&E	Koordination Vermarktung
Breiter Demonstrationsbau • Koordination einer Vielzahl idealtypischer Musterlösungen im gesamten Areal • Breitenanwendung neuer Bauteile • energetische Gesamtdeckung der neuen Gebäude (im Bereich Strom) mit einer Quote größer 100 %	Weiterentwicklung des F&E-Programmes zu einem K2-Zentrum mit ergänzenden Schwerpunkten wie: • Erprobung der Netz- und Systemeinbindung von urbanen E+ Gebäuden im Smart Grid • Erprobung der Kombination unterschiedlicher erneuerbarer Energieträger • Erprobung der Kombination von E+ Gebäuden mit E-Mobility	Vernetzung und Vermarktung nach innen und außen: • Netzwerkarbeit zur Weiterentwicklung zu einem K2-Zentrum • Internationale Vermarktung von Produkten und Dienstleistungen • Koordination von Betriebsansiedlungen • Internationale Vermarktung für neue Betriebsansiedlungen

Die obigen Tabellen zeigen, wie eng die unterschiedlichen Aufgaben aus den Bereichen Demonstrationsbau, F&E und Vernetzung/Vermarktung verwoben sind. Eine DLG mit den Grundkompetenzen Projekt- und Innovationsmanagement, Kommunikation und Networking kann diese Aufgabe sinnvoll leisten. Nur die erfolgreiche Koordination dieser Bereiche stellt sicher, dass auch die begleitenden wirtschaftlichen und technologischen Ziele bei der Umsetzung eines Energie produzierenden Musterstadtteil-Projektes erreicht werden können.

3.4 Zusammenfassung der Umsetzungsempfehlung und Schlussfolgerungen

Bei der Umsetzung eines Energie produzierenden Musterstadtteiles geht es folglich darum, drei Ziele gleichzeitig zu erreichen:

- **Innovative Demonstrationsbauten realisieren**, die aber auch betriebswirtschaftlich darstellbar sein müssen. Dazu haben wir ausführliche Wirtschaftlichkeitsberechnungen angestellt, aus denen sich einige Vorgaben ableiten lassen:
 - Die Integration in die Gebäudehülle führt zu Einspareffekten in der Errichtung, die GIPV deutlich wirtschaftlicher machen als eine Auf-Montage. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass zum Beispiel die bislang am Markt verfügbaren GIPV-Indach-Module eine Mindest-Neigung von mindestens 12 Grad für wasserdichte Lösungen erfordern. Flachdächer eignen sich im urbanen Umfeld (kein Verschattungsproblem, Unabhängigkeit von der Gebäudeausrichtung) besonders für PV-Integration. Im Bereich verbesserter Modul-Angebote und Anlagenkonzepte für Flachdächer ist also noch besonderer Entwicklungsbedarf gegeben.
 - Soll schon heute eine Amortisation unter 15 Jahren bei einer Investitionsförderquote von 40 % erzielt werden, so muss ein hoher Anteil des erzeugten Stromes (z.B. 80 %) wirtschaftlich direkt im Gebäude genutzt werden können, weil nur dann die gesamten Strombezugskosten (inkl. Abgaben und Netzegebühren) gegengerechnet werden können und nicht die aktuellen Marktpreise für die Netzeinspeisung zum Tragen kommen. Dieser Effekt ist sogar stärker zu bewerten als ein massiver Anstieg der Energiepreise.
 - Unter diesen Voraussetzung ist der Demonstrationsbau auf Basis der heutigen Fördersysteme wirtschaftlich durchaus darstellbar und gleichzeitig werden damit schon heute die Rahmenbedingungen nach Auslaufen der internationalen Fördersystem vorweg genommen, was einen Wettbewerbsvorteil darstellen wird.
 - Allerdings fehlen im Bereich von Mehrparteien-Immobilien noch geeignete Konzepte, wie der hauseigene PV-Strom technisch, wirtschaftlich und rechtlich vernünftig auf MieterInnen verteilt und mit diesen abgerechnet werden kann. Die EU-Strommarktliberalisierung gibt die freie Wahl des Stromanbieters vor, was in Konflikt mit Konzepten für eine PV-Gemeinschaftsversorgung in Immobilien treten kann. (Die neue EU-Gebäuderichtlinie dagegen forciert sogar den Einsatz von Ort produzierten erneuerbaren Energieträgern.) Im Folgeprojekt GIPV-Immo-Market werden daher aus wirtschaftlicher, rechtlicher und technischer Sicht Business-Modelle für GIPV-Lösungen in Mehrparteien-Immobilien entwickelt. Diese Ergebnisse werden im Jahr 2011 vorliegen.
- **Forschung und Entwicklung vorantreiben**, wobei es nicht nur um die Weiterentwicklung von PV-Bauteilen an sich, sondern vielmehr um die Integration von Energie+ Gebäuden in ein nachhaltiges urbanes Energiesystem gehen muss:

- Dazu soll in Abstimmung mit den Demonstrationsbauvorhaben ein langfristiger Prozess gestartet werden, in den immer mehr Unternehmen aus den Bereichen Architektur, Bauwirtschaft, Gebäudetechnik, PV- und Baustoffindustrie und Energieversorgung sowie die einschlägigen Forschungseinrichtungen involviert werden sollen. Unter anderem muss dabei eine Analyse erfolgen, in welchem Ausmaß und mit welchen Koordinations- und Steuerungsmechanismen GIPV-Immobilien Stromüberschüsse sinnvoll in das öffentliche Netz einspeisen können und wo unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten welche Speichertechnologien sinnvoll anzusiedeln sind.
- Die langfristige Grundfinanzierung dafür kann über eine Grunddotierung oder die Entwicklung eines K-Projektes (Start 2011) mit Weiterentwicklung zu einem K1- und K2-Zentrum sichergestellt werden.
- **Wettbewerbsvorteile für die heimische Wirtschaft erzielen** und Wertschöpfungsgewinne durch Kompetenz und Know-How-Aufbau rund um E+ Gebäude erreichen:
 - Die gelungene Integration von PV in urbane Gebäudesysteme ist keine reine Frage für die PV-Wirtschaft. Für den Erfolg braucht es das Zusammenwirken von Bauteilproduktion, Architektur, Bauwirtschaft, Gebäudetechnik, Energieversorgung (intelligente Netze) und Stadtplanung.
 - Viele Unternehmen und Forschungseinrichtungen sind im Großraum Wien in diesen Bereichen tätig. Diese können über eine Dienstleistungsgesellschaft gewonnen und koordiniert werden, die idealer Weise mit der Liegenschaftsgesellschaft verbunden ist.
 - Somit können Demonstrationsbau, F&E und Vermarktung aus einer Hand koordiniert werden.

Sinnvoll erscheint eine **Umsetzung in drei Projektphasen von je drei bis fünf Jahren:**

- Die Stromproduktion in den Gebäuden wird aus betriebswirtschaftlichen und netztechnischen Gründen von Phase zu Phase gesteigert (50 %, 100 %, über 100 % in der jährlichen Gesamtdeckung). Mittel- und langfristig kommen auch neue Speichertechnologien in Gebäuden und auf der Netzebene zum Einsatz.
- Die ersten Demonstrationsbauten werden auf ausgewählten Quartieren räumlich gebündelt. Sie stellen den Kern einer Sun^{power}City dar. In Folge werden dann gestreut im gesamten Stadtentwicklungsgebiet Projekte realisiert.
- Die F&E-Aktivitäten werden immer mehr erweitert: von der Betrachtung der Gebäude- und Bauteilebene weg bis hin zur Gestaltung eines nachhaltigen urbanen Energiesystems insgesamt. Dabei werden auch die Kombination und Abstimmung mit anderen erneuerbaren Energieträgern (wie Wind und Geothermie) und die Kombination mit E-Mobility-Lösungen sowie eine nachhaltige urbane Stadtplanung zum Gegenstand.

4 Literaturverzeichnis

- [APCS09] APCS "Synthetische Lastprofile", Austrian Power Clearing & Settlement, 2009, www.apcs.at
- [Bodach08] Bodach M., Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen, Dissertation, TU-Chemnitz, 2006
- [Braun08] Braun, M.; *Korrelation der PV-Einspeisung mit dem Lastverlauf und Wirtschaftliche Potentiale der Bereitstellung von Netzdienstleistungen*, ISET, 2008
- [Cellstrom10] Technische Beschreibung FB10/100, www.cellstrom.com
- [CityCooling08] Energiesysteme der Zukunft, *City Cooling – Intelligente Fernkälteversorgung Wien*, BMVIT, Endbericht, arsenal research, 2008
- [Clarke08] Clarke M.; *Investigation of a PV-VRB System*, Diploma Thesis, Loughborough University (UK) and arsenal research (AUT), 2008
- [Cobelo08] Cobelo I.; *Helping DER deployment through large scale aggregation of controllable loads*, 3rd Int'l Conference on Integration and Renewable and Distributed Energy Resources, Nice France, 2008
- [COLT09] Colt International GmbH: *Glaslamellen*, 2009, <http://www.colt-info.de/produkte-systeme/sonnenschutz/glaslamellen>
- [DGDemoNetz07] Brunner H., Bletterie B., Lugmaier A., Pfajfar T.; Strategien für die Spannungsregelung in Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an dezentralen Stromeinspeisern, IEWT - Internationale Energiewirtschaftstagung, 14.-16.02.2007, Wien, Österreich
- [Digital09] DigitalSTROM, www.digitalstrom.org
- [Dispower09] Loix T., *The residential micro grid of Am Steinweg in Stutensee, Germany*, Dispower, Leonardo Energy, Article, February 2009
- [EANRW06] EnergieAgentur NRW: *Erhebung: Singles verbrauchen Strom anders*, Februar 2008, <http://ea-nrw.de/haushalt/page.asp?Infoid=4106>
- [EAP06] Energy Action Plan, *National Action Plan for Energy Efficiency - Office Building Energy Use Profile*, 2006
- [EDRP09] Ofgem, Energy Demand Research Project – Review of the progress for period April 2008 – August 2008, UK, March 2009

[E-Energy06] E-Energy, *Potentiale der IKT zur Optimierung der Energieversorgung und des Energiebedarfs*, BMWi-Studie, 2006

[EFI09] Effiziento.de, *Wärmepumpen-Typen*, 2009, <http://effiziento.de/waermepumpen-typen.html>

[ENCH07a] Gloor Engineering und ewz: *Branchen Energiekennzahlen*, 2007, <http://www.energie.ch/daten/branchen/index.htm>

[ENCH07b] Gloor Engineering und ewz: *Beleuchtungsbedarf Lagerhalle*, 2007, <http://www.energie.ch/daten/prozesse/beleuchtung.htm>

[EnOB10] *Forschung für Energieoptimiertes Bauen*, Fraunhofer Institute für Solare Energiesysteme, 2010, <http://www.archiv.solarbau.de/monitor/index.htm>

[EnergyBase09] Preisler A., *Energetische Gesamtbewertung*, arsenal research, 2009

[FA07] Faninger G.: *Aktueller Stand der Wärmepumpen-Technik in Österreich*. Marktentwicklung und Einsatzbereiche, Marktsituation und Beitrag zur Energieaufbringung, Energetische und Umweltbezogene Bewertung, Marktpotential und Energie-Politische Rahmenbedingungen, Universität Klagenfurt, 2007, <http://www.uni-klu.ac.at/iff/ikn/downloads/WP-Oesterreich-2007.pdf>

[FE08] Fechner H., Tschernigg, G.: *Markstatus und Potentiale bei PV und speziell GIPV*. Arsenal Research im Auftrag von BMVIT, 2008

[Fechner08] Fechner H., Tschernigg G., *Förderung von Photovoltaik im Städtischen Bereich*, arsenal research, März 2008]

[FISI04] Fraunhofer ISI: *Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen*, 2004, <http://www.isi.fhg.de/>

[Frey07] Frey H.; *Strompreissignal an der Steckdose – effiziente Laststeuerung durch variable Tarife*, 2. Internationales Symposium Verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze, arsenal research, Wien, 2007

[GIPV09] Fechner H., Tschernigg G., *Gebäudeintegrierte Photovoltaik*, Studie im Rahmen des Projekts Sun^{power}City, Mai 2009

[Groiss08] Groiss G., *Power Demand Side Management – Potentiale und technische Realisierbarkeit im Haushalt*, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Dissertation, 2008

[GS09] Grammer Solar: *Dachneigung*, 2009, <http://www.solarserver.de/lexikon/dachneigung.html>

[Hartig01] Hartig R., *Untersuchungen zur Optimierung des Energiemanagements im Privatkundenbereich*, Dissertation, TU Chemnitz, 2001

- [Homer10] Homer Energy, Optimizing Clean Power Everywhere, www.homerenergy.com/
- [IEA-DSM09] IEA Implementing Agreement on Demand Side Management, Task XVII: *Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages*, State of the art report, Vol 1: Main report, 2009, www.ieadsm.org
- [IGS09] IG Solar: *Erfahrungen mit Sonnenenergie*, 2009, <http://www.igsolar.ch/?q=Sonnenkollektoren>
- [ISET08] Abschlussbericht Studie: *Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen. – Welche Wertigkeit hat Solarstrom?*, ISET, Mai 2008
- [Kalab06] Kalab O., *Standardisierte Lastprofile*, Wirtschaftskammer Oberösterreich, 2006
- [Kathan10] Kathan J., Stifter M. Mayr C., Clarke M., Greger D., *Stabilisation of Distribution Networks with PV and Vanadium Redox-Battery Backup Systems – Simulation and First Results*, 5th PV-Hybrid and Minigrid, Tarragona, Spain, 2010
- [KliEn09] PricewaterhouseCoopers, *"The impact of electric vehicles on the energy industry"*, Studie im Auftrag des Klima und Energiefonds, Austria, 2009
- [KOCH06] Koch R. et al: Berichte aus Energie- und Umweltforschung 82/2006. *Energieautarker Bezirk Güssing*, 2006, http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0682_energieautarker_bezirk_guessing.pdf
- [Kordina08] Kordina H., et al; *Kommunale Ver- und Entsorgung – Energieversorgung*, Lehrveranstaltung Städtebau im Rahmen des "Projektes 2", TU-Wien 07/08
- [Lari01] Adil Lari; *Einfluss des Benutzerverhaltens auf den Energieverbrauch – Sicherung der Energie-Optimierung Solarsiedlung Plabutsch*, Endbericht, Mai 2001
- [Laukamp06] Laukamp, H.; *Stromüberschüsse aus Photovoltaik im Niederspannungsnetz – ein technisches Problem?*, Fraunhofer ISE, Freiburg
- [Leitinger09] Leitinger Ch.; *Energie-und Leistungsbereitstellung für Elektrofahrzeuge in dezentralen Netzen*, IEWT 12. Februar 2009, TU-Wien, Österreich
- [Mayr08] Mayr C., Bründlinger R., Bletterie B, *Photovoltaic-inverters as Active Filters to improve Power Quality in the Grid. What can State-of-the-art Equipment Achieve?* 9th Int. Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, Oktober 2007
- [MEGA09] MEGA - *Mehr Energieeffizienz durch gezielte Anwenderinformation*, Jahresbericht 2008, Bundesamt für Energie BFE, Schweiz, 2008
- [Nasa10] NASA, Atmospheric Science Data Center, <http://eosweb.larc.nasa.gov/>

- [NTPSGA09] Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria; 2009, www.smartgrids.at
- [OIB07] Österreichisches Institut für Bautechnik, *Energieeinsparung und Wärmeschutz*, 2007, http://www.oib.or.at/RL6_250407.pdf
- [Ökostrom07] E-Control, Ökostrom sowie Energieverbrauchsentwicklung und Vorschläge zur Effizienzsteigerung, August 2007
- [PHOTON09] Photon Consulting, *Marktübersicht der PV-Anlagen*, Ausgabe 3, 2009
- [Pol10] O. Pol, Shoshtari S.; *NACHAspern - Gesamtenergiekonzept*, Empfehlungen und Basisinformationen zur Bearbeitung energetischer Kriterien für die Stadtentwicklung, Energiesysteme der Zukunft, AIT, 2010
- [Pratt08] Pratt R., *Scalable Demand Response Networks: Results and Implications of the Olympic Peninsula GridWise® Demonstration*, Pacific Northwest National Laboratory, 3rd Int'l Conference on Integration and Renewable and Distributed Energy Resources, Nice France, 2008
- [PVA09] PVAustria - Bundesverband Photovoltaic Austria, 2009 <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=62>
- [PVGIS08] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) des JRC (Joint Research Centre) der Europ.Kommission, 2008, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>
- [Quaschnig01] Quaschnig V., *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*, VDI Verlag, Berlin 2001
- [Scheffler01] Scheffler, *Bestimmung der maximalen Netzanschlussleistung PV in Wohnsiedlungsgebiet*, Dissertation, TU Chemnitz, 2001
- [Schulz07] Schulz Ch., *Systembetrachtung zur Integration von Mini Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz*, Dissertation, TU-Braunschweig, 2007
- [Schweizer08] Schweizer-Ries P., Juniorprofessorin für Umweltpsychologie an der Universität Magdeburg, Interview, Oktober 2008
- [SOL10] solid gemeinnützige GmbH, Solarenergie Kompetenzzentrum: *Solarthermische Anlagen zur Brauchwassererwärmung*, 2010, <http://www.solid.de/index.php?id=47>
- [SOSY09] Sonnen-Systeme.de: *Nachgeführte GIPV – Aufdachanlage*, 2009, http://www.sonnen-systeme.de/admin/dateien/upload/so_sy_germany_web.pdf
- [Stifter10] Stifter M., Schidler S., Kathan J., Adensam H., Rimpler G. Greger D., *Photovoltaik-Vanadium Redox Flow Speichersysteme zur Stabilisierung von Niederspannungsverteilnetzen und Analyse ihrer Nachhaltigkeit*, EnInnov2010, Graz, 2010

- [SWISO09] Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie: *Sonnenkollektoren für Warmwasser und Heizung*, 2009, http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_964803872.pdf
- [TE09] Deutsche Energie-Agentur GmbH: *Wirkungsgrad von Solaranlagen*, 2009, <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/solarwaerme/auslegung-montage/wirkungsgrad-von-solaranlagen.html>
- [Telepolis08] Telepolis special, *Energien intelligent nutzen*, heise Verlag, 01/2008, www.energiesparkonto.de
- [UB09] Verband Österreichischer Umweltberatungsstellen: *Warmwasser*, 2009, <http://www.umweltberatung.at/start.asp?ID=3219>
- [Voss05] Voss K. et al., *Bürogebäude mit Zukunft*, Energieeffizienz im Nichtwohnungsbau, Ergebnisse aus dem Förderprojekt SolarBau 1995-2005, TÜV-Verlag 2005
- [WAT09] Waterkotte GmbH: *Leistungszahl, Arbeitszahl Wärmepumpen*, 2009, http://www.waterkotte.at/down/Leistungszahl_Arbeitszahl.pdf
- [WienEnergie08] Wien Energie Wienstrom, *Stromversorgung für das Stadtprojekt Flugfeld Aspern in Wien Donaustadt*, Juli 2008
- [Wiesner08] Wiesner W.: *Systemtechnik bei netzgekoppelten PV-Anlagen*, Fachhochschule Köln, 2008, http://www.f09.fh-koeln.de/imperia/md/content/personen/wiesner_wolfgang/lehrveranstaltung/solartechnik/v08_pv_systemtechnik.pdf

5 Anhang

5.1 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Weltweite Solarzellenproduktion von 1999 bis 2009, Photon 2010	14
Tabelle 2: Entwicklungsprognosen von verschiedenen Institutionen bis 2030	14
Tabelle 3: Prognose Arbeitsplätze bis 2030.....	18
Tabelle 4:EEB (Strom und Wärme) der Gebäudetypen nach Szenarien und Nutzung.....	21
Tabelle 5: Gesamtdeckungsgrad (GDG) und Strom-Deckungsbeitrag aller Typen (Flachdach)	23
Tabelle 6: Strombedarfsdeckungsgrade eines gemischten Stadtteils	24
Tabelle 7: Spezifischer elektrischer Jahresbedarf [kWh/m ² a]	38
Tabelle 8: Modulwirkungsgrad PV [%].....	38
Tabelle 9: Anlagenspezifikationen	38
Tabelle 10 Berechnungsszenarien	38
Tabelle 11: elektrische Charakterisierung einzelner Bauteile und Baugruppen POS - Entwurf.....	39
Tabelle 12: elektrische Charakterisierung einzelner Bauteile und Baugruppen TOVATT - Entwurf.....	39
Tabelle 13: Gesamtdeckungsgrad verschiedene Szenarien Entwurf POS [%].....	40
Tabelle 14: Eigendeckungsgrad verschiedene Szenarien Entwurf POS [%].....	40
Tabelle 15 Gesamtdeckungsgrad verschiedene Szenarien Entwurf TOVATT [%]	41
Tabelle 16: Eigendeckungsgrad verschiedene Szenarien Entwurf TOVATT.....	41
Tabelle 17: Darstellung der Stakeholder-Interessen im Vergleich.....	62
Tabelle 18: Wirtschaftlichkeitsberechnung Basis-Variante Aufdachmontage	84
Tabelle 19: Fassadenkosten schüco im Vergleich, Typen mit und ohne PV	86
Tabelle 20: Wirtschaftlichkeitsberechnung Basis-Variante GIPV	88
Tabelle 21: Wirtschaftlichkeitsberechnung Basis-Variante GIPV mit 40 % wirtschaftlicher Direktnutzung in den Gebäuden.....	90
Tabelle 22: Wirtschaftlichkeitsberechnung Basis-Variante GIPV mit 80 % wirtschaftlicher Direktnutzung in den Gebäuden.....	91
Tabelle 23: Wirtschaftlichkeitsberechnung im Vergleich, Reihung mit Zunahme der positiven Effekte	92
Tabelle 24: Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 40 % Förderung der Gesamtinvestition am Flachdach.....	95
Tabelle 25: Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 60 % Förderung der Gesamtinvestition am Flachdach.....	96
Tabelle 26: Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 40 % Förderung der Gesamtinvestition, unter Berücksichtigung einer hohen Direktnutzung.....	96
Tabelle 27: Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 20 % Förderung der Gesamtinvestition am Flachdach unter Berücksichtigung einer hohen Direktnutzung und eines InvestorInnenmodells.....	97
Tabelle 28: Förderungsberechnung mittlere Energieproduktion Wohnen	98
Tabelle 29: Förderungsberechnung mittlere Energieproduktion Büro	99

5.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prognose globale Zell/Module-Produktion in Gigawatt.....	13
Abbildung 2: Weltweite Solarzellenproduktion von 1999 bis 2009, Quelle: Photon 2010	14
Abbildung 3: Kosten eines PV Fassadensystems.....	15
Abbildung 4: Silicium-Solarzellen-Flachmodule, Preis-Erfahrungskurve	15
Abbildung 5: Ablaufschema zur Implementierung eines Energiemanagements.....	25
Abbildung 6: Elektrischer Energiebedarf Büro	28
Abbildung 7: VDEW Lastprofil G1 - Gewerbe werktags 8-18	29
Abbildung 8 a: Gegenüberstellung gemessenes und synthetisches Lastprofil, b: Kreuzkorrelation der beiden Lastprofile	30
Abbildung 9: Leistungsmonitoring in einem Gewerbebetrieb in Wien im September und synthetisches Lastprofil	30
Abbildung 10 a) Tagesprofil und b) Jahresertrag von PV - Anlagen bei verschiedenen Ausrichtungen	31
Abbildung 11: Saisonaler Ertragsverlauf verschiedener PV-Anlagen mit unterschiedlichen Ausrichtungen.....	32
Abbildung 12: Ertrag einer PV-Anlage über eine Woche.....	32
Abbildung 13: tägliche Korrelation zwischen Büro und PV und mögliche Verbesserungen durch eine zeitliche Verschiebung	34
Abbildung 14: Aufbauschema Bedarfsbestimmung	36
Abbildung 15: Aufbauschema Erzeugungskonzept.....	37
Abbildung 16: Vergleich der Ergebnisse beider Berechnungsszenarien (mittleres Ertragsszenario – Zielszenario (mittlerer Bedarf).....	40
Abbildung 17: Jahresverlauf Bedarf und Erzeugung	41
Abbildung 18: Tagesverläufe und Verlaufsbereiche für exemplarisch relevante Tage	42
Abbildung 19: Tagesverlauf der Eigendeckung zu unterschiedlichen Wochentagen.....	43
Abbildung 20: Deckungsgradanalyse über ein Jahr in Tagesauflösung (links) und Monatsauflösung (rechts).....	44
Abbildung 21: Entwicklung der elektrischen Deckung bei verschiedenen Verhältnissen zwischen Erzeugung und Bedarf (= Gesamtdeckung).....	44
Abbildung 22: Leistungsprofil eines fiktiven Speichers zur Nutzung der überschüssigen PV-Leistung im berechneten Stadtteil.....	45
Abbildung 23: Erhöhung des Eigendeckungsgrades durch einen elektrischen Speicher und daraus resultierende Anforderungen an die Speicherkapazität.....	46
Abbildung 24: Konzept für den Netzbezirk und die Netzanbindung an das Umspannwerk	47
Abbildung 25 Netzbelastung im Stadtteil: Mindestszenario des Bedarf / Durchschnittlicher Wirkungsgrad der Erzeugung	47
Abbildung 26 Deckungsgrad bei verschiedenen Bedarfs- und Erzeugungsszenarien bei einer 100% Dachnutzung	48
Abbildung 27 relative Netzbelastung des Basisszenarios bei einer Dachnutzung von 100%.....	49
Abbildung 28: Eigendeckungsgrade bei Mischung der Gebäudenutzung mit 100 % Gesamtdeckung und einer PV-Anlage mit einer 30° Südausrichtung	50

Abbildung 29: Speicheranforderungen / Deckungen bei 100 % Gesamtdeckung für Haushaltsprofile	51
Abbildung 30: Tagesverlauf der Kühllastkurve im Vergleich und Korrelation zur PV- Erzeugung.....	53
Abbildung 31: Tageskorrelation zwischen der PV-Erzeugung und dem kumulierten Lastgang für Geschirrspüler (Kennlinie Geschirrspüler aus [Groiss08]).....	54
Abbildung 32: Stadtentwicklungsgebiet Seestadt Aspern, Etappe 1, ausgewählte Baufelder für den Testentwurf, J9 (gelb) Wohnbau, J3 und J10 (blau) F&E Bürobau.....	65
Abbildung 33: Vergleich bebaute Dachflächen	66
Abbildung 34: Vergleich Eigenbeschattung der Dachflächen.....	67
Abbildung 35: Maßnahmen zur Verringerung der Fassadenbeschattung	67
Abbildung 36: Vergleich Beschattung der Fassade	68
Abbildung 37: Vergleich der südorientierten Fassadenanteile	68
Abbildung 38: Rahmenbedingungen für die PV-Belegung: Bürofassade	69
Abbildung 39: Varianten der PV-Belegung: Bürofassade.....	70
Abbildung 40: Rahmenbedingungen für die PV-Belegung: Wohnhausfassade mit Balkon	71
Abbildung 41: Varianten der PV-Belegung: Wohnhausfassade mit Balkon.....	71
Abbildung 42: PV-optimierter-Entwurf – Lageplan, Dachdraufsicht.....	72
Abbildung 43: Wohnen: Schnitt, Fassadenansicht mit Beschattung	72
Abbildung 44: Büro: Schnitt, Fassadenansicht mit Eigenbeschattung.....	73
Abbildung 45: Testentwurf, Besonnung: 21. Dezember, 12:00 Uhr	73
Abbildung 46: 3D-Schaubild der beiden städtebaulichen Varianten, li. Ausgangsvariante, re. Testentwurf	74
Abbildung 47: Vergleich PV-Jahresertrag Ausgangsvariante und Testentwurf	75
Abbildung 48: Vergleich der Entwürfe, max. PV-Ertrag, min. Strombedarf	76
Abbildung 49: Vergleich Freiraumanteil	77
Abbildung 50: Vergleich der Wohnungs-Grundrissqualität.....	77
Abbildung 51: Nutzungsverteilung	78
Abbildung 52: Baufelder mit detaillierter Berechnung J9, J10, J3 und Gesamtgebiet J.....	79
Abbildung 53: Strombilanz für Stadtgebiet „J“, Verbrauchsszenario Minimum, PV- Ertragsszenario Maximum.....	79
Abbildung 54: öffentlicher solar-Raum: Solar-PV-Elemente als funktional- gestalterisches Element für Raumbildung und Ausstattung	80
Abbildung 55: Wohnbau, oben: Balkon, Brüstungsbereich: optimierte PV-Nutzung als integrales Element für funktional und gestalterisch neue Fassadenlösungen, unten: neue Dachlandschaft integriert Dachgarten und PV-Nutzung.....	81
Abbildung 56: Wirkungsgrad in Relation zur Exposition.....	102
Abbildung 57: geometrisch-dynamisches Modell für eine Simulation.....	103
Abbildung 58: solarer Energieeintrag auf die Gebäudehülle eines Testmodells für unterschiedliche Gebäudeteile in kWh/m ² .mt, Dach dunkelblau.....	104
Abbildung 59: Bsp. Fassade mit Beschattung und PV Flächen	106
Abbildung 60: Wirkungsgrad in Relation zur Ausrichtung einer PV-Fläche	106
Abbildung 61: Beispiel für eine Tabellenkalkulation für vereinfachte Ermittlung der Kennzahl „PV-bgf“	107

Abbildung 62: Vergleich von PV-bgf für ein Testgebiet mit 50000 m ² BGF, links die Ausgangsvariante, rechts der optimierte Entwurf, nur Dachflächen berücksichtigt.	107
Abbildung 63: Vergleich PV-bgf, Dach- und Fassadenflächen berücksichtigt.	108
Abbildung 64: Jahres-Stromertrag in kWh/m ² BGF für ein Testgebiet (BGF 50.000m ²), links Ausgangsvariante, rechts optimierter Entwurf.	110

IMPRESSUM

Verfasser

tatwort – Gesellschaft für Kommunikation
und Projektmanagement
Haberlgasse 56/17, 1160 Wien
Tel.: +43 (0)1 409 55 81
Web: www.tatwort.at
E-Mail: franz.tragner@tatwort.at

Autoren

A. Bomatter, H. Brunner, J. Kathan, V.
Kryvoruchko, S. Lins, F. Oettl, M. Stifter, F.
Tragner

Projektpartner

P1. AIT Austrian Institute of Technology
P2. HEIc Hornbachner Energie Innovation
Consulting
P3. pos.architekten
P4. Wirtschaftsagentur Wien

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die
Weiternutzung der hier enthaltenen
Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH