

PV-SÜD - PV-ÜBERDACHUNG FÜR HOCHRANGIGE STRASSENNETZE: MACHBARKEIT UND ERTRAGSABSCHÄTZUNG

Marcus Rennhofer¹, Rita Ebner¹, Christoph Mayr¹, Karl A. Berger¹, Martin Heinrich², Felix Basler², Andreas J. Beiner², Jonas D. Huyeng², Manfred Haider¹, Dominik Prammer¹, Alois Vorwagner¹, Markus Fehringer³, Tobias Beck³

¹AIT Austrian Institute of Technology GmbH (AIT), Austria,
²Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Germany,
³Forster Industrietechnik GmbH, Austria
* email: marcus.rennhofer@ait.ac.at

1. Einleitung

Die Energiegewinnung durch Photovoltaik (PV) ist eine der Schlüsseltechnologien zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger an der Primärenergieerzeugung, die allerdings die Verfügbarkeit entsprechender Flächen voraussetzt. Das hochrangige Straßennetz und die damit verbundenen Flächen in Deutschland, Österreich und der Schweiz stellen in dieser Hinsicht derzeit ein weitgehend ungenutztes Potenzial dar [1]. Die technische Machbarkeit der Überdachung versiegelter Straßenflächen ist prinzipiell nachgewiesen. Die Wirtschaftlichkeit und das Ertragspotenzial sind jedoch bisher oft nur in Spezialfällen, wie der Energieversorgung von Rastplätzen und der Tunnelbeleuchtung, gegeben. Die vorliegende Studie verfolgt einen allgemeineren Ansatz und identifiziert ein modulares Konzept für den flexiblen Einsatz im hochrangigen Straßennetz, dessen energetisches Ertragspotenzial und weitere positive Effekte. In diesem Beitrag wird insbesondere die Ertragsseite des Projektes präsentiert. Folgende Ziele wurden als Richtschnur für die technischen Entwicklungen und Analysen herangezogen:

- Energieerzeugung durch Photovoltaik mit Hilfe geeigneter PV-Modultechnik
- Nutzung bestehender versiegelter Straßenbereiche
- Flexibler Einsatz im Straßennetz
- Flexible Integration mit Mindestertragsvielfalt für unterschiedliche Standorte und geografische Ausrichtung
- Erhöhung der Dauerhaftigkeit der Fahrbahn durch Schutz vor Überhitzung, Niederschlag
- Positive Auswirkungen auf die Fahrbahneigenschaften

2. Das PV-Süd-Konzept

Im Projekt PV-SÜD wurde das Konzept für ein photovoltaisches Straßenüberdachungskonzept entwickelt, das die vielfältigen Anforderungen des hochrangigen Einsatzgebietes Straße sowohl an die Solarmodule als auch an die Tragkonstruktion berücksichtigt.

2.1 Unterkonstruktion

Die Hauptziele waren, ein Konzept zu entwickeln, das leicht multipliziert werden kann (um die Massenfertigung von Komponenten zu ermöglichen), etablierte Konzepte aus anderen Straßenbauten zu verwenden (um auf einem hohen Technologiebereitschaftsniveau zu arbeiten) und ein einfaches Schema für Planung bereitzustellen. Wesentliche Grundentscheidungen bei der Konzeption des Tragkonzeptes wurden im Hinblick auf die strukturelle Sicherheit getroffen und im Einklang mit den Bedürfnissen der Endnutzer in der D-A-CH-Region gewählt:

- a) Die Überdachungsstruktur muss sich leicht an die bestehende Straßenführung anpassen lassen.
- b) Das Design der Grundgeometrie muss für die Anforderungen der Stromerzeugung, der Ästhetik und des Straßenbetriebs optimiert werden.
- c) Die Auslegung hinsichtlich Geometrie, Länge und Querschnitt ist so zu wählen, dass keine Vorschriften und Vorschriften für Tunnelbauwerke zwingend anzuwenden sind
- d) Die Tragkonstruktion muss so ausgelegt sein, dass im Ausnahmefall eines Brandes oder Aufpralls kein Systemausfall auftreten kann.

2.2 PV-System

Die wesentlichen Grundsatzentscheidungen bei der Auslegung der PV-Anlage wurden hinsichtlich Sicherheit, Ertragsoptimierung und späterer Skalierbarkeit der Lösung untersucht. Die Anlage sollte folgende Anforderungen erfüllen:

- a) Die PV-Lösung sollte auf Autobahnen mit zwei und drei Fahrspuren mit und ohne Schulter skalierbar sein und multiplizierbar sein, d.h. keine standortspezifische Sonderlösung erfordern.
- b) Handelsübliche Produkte sollten gegenüber speziell entwickelten Lösungen bevorzugt werden
- c) Die Energieerzeugung sollte hinsichtlich der baulichen Gegebenheiten optimiert und maximiert werden, d.h. die gesamte überdachte Fläche sollte nach Möglichkeit durch PV genutzt werden, wobei gegebenenfalls Öffnungen für Beleuchtung oder Belüftung ausgeschlossen werden sollten.
- d) Die Energieerzeugung sollte aufgrund der Art der Konstruktion und der strukturellen Lösung so unabhängig wie möglich von der Fahrtrichtung der Fahrbahn (N-S, E-W usw.) sein.
- e) Einrichtungen sollten so konstruiert sein, dass sie das Selbstschneiden eliminieren oder minimieren.

Weitere Einschränkungen im Zusammenhang mit der PV-Planung sowie der Konstruktionsplanung waren der Brandschutz auf hochrangigen Straßen, Regenwasserableitung, Eisbildungsschutz, Wind- und Schneelast, Belastung durch Verkehrslärm, geringe Auswirkungen auf Wartungsarbeiten, Sicherheit und Sicherheit in Übereinstimmung mit den Straßennetzvorschriften (z. B. Brand oder Unfall, der die Konstruktion beeinträchtigt).

2.3 Beurteilung von verschiedenen geometrischen Formen

Im Entwurfsprozess wurden mögliche Formen anhand gängiger und häufig erfolgreich umgesetzter technischer Entwürfe bewertet. Besonderes Augenmerk wurde darauf gelegt, welche Designs möglichst viele der gesetzten technischen Anforderungen erfüllen. Die folgende Abbildung 1 (LINKS) zeigt vier Varianten für mögliche Designs.

Alle wurden hinsichtlich ihrer Flexibilität für unterschiedliche Spurbreiten und PV-Modulmontagearten bewertet.

Je nach Ost-West- oder Nord-Süd-Verlauf der Verkehrsachse eignet sich aufgrund der Energieausbeute ein Pultdach oder Satteldach besser. Flachdächer haben einen Nachteil bei der Entwässerung, auf ihnen konnte jedoch immer eine energieeffiziente Aufstockung von Photovoltaikmodulen realisiert werden. Konstruktionen mit einer Bogenform sind aufgrund der Energieausbeute und auch der Herstellungskosten nicht geeignet.

Die Auswertung verschiedener Tragwerksformen in Längsrichtung zeigte, dass eine Konstruktion mit vier Stützen und einem auskragenden Dach am besten geeignet ist, siehe Abbildung 1 (RECHTS). Es kann davon ausgegangen werden, dass eine Struktur mit vier Stehern im Falle eines Ausfalls eines Stehers nicht sofort kollabiert. Ein gewisser Abstand zwischen den Stützen hat einen Nachteil in Bezug auf die Anzahl der Fundamente, aber einerseits besteht der Vorteil eines geringeren Materialverbrauchs der Stahlkonstruktion aufgrund der reduzierten Spannweiten.

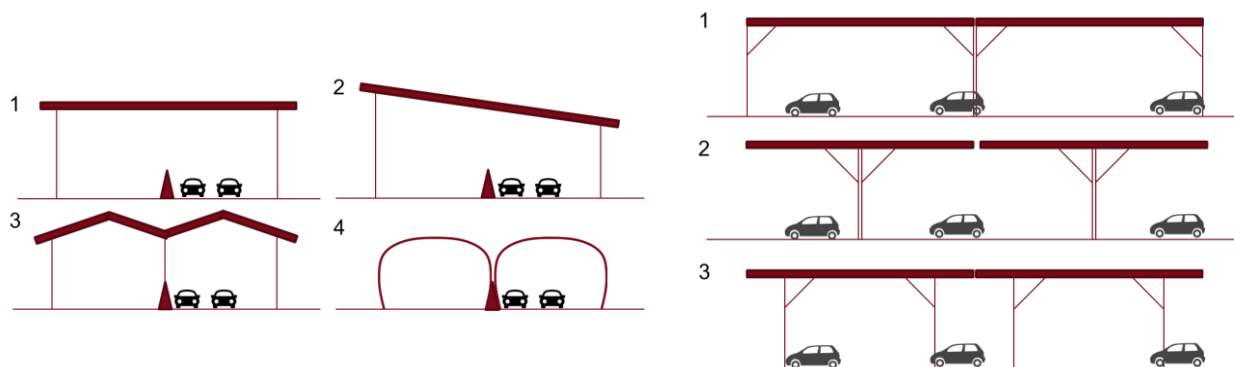


Abb. 1: LINKS: Die vier Varianten, die in der Diskussion über die Gestaltung der Überdachung in Querrichtung betrachtet werden: ein völlig flaches Dach (1), ein in einem unbestimmten Winkel geneigtes Pultdach (2), ein in einem unbestimmten Winkel geneigtes Satteldach (3) und eine Überdachung mit einem gewölbten Kreuzabschnitt (4). RECHTS: Drei Varianten der Überdachung in Längsrichtung: Stützen in den Ecken (1), Stützen in der Mitte (2), Kragarm mit Stützen im Umfang (3).

2.3 Lösung für PV-SÜD

Das Ergebnis ist ein Konzept, das ein 10 m langes Basiselement aus einer Tragkonstruktion aus Stahl bereitstellt, die je nach Straßenausrichtung entweder in Giebeldach- oder Pultdachform angeordnet ist und zur Montage von überkopfzertifizierten Silizium-PV-Modulen verwendet wird, mit Glas/ Glas Konfiguration. Es wurde ein Satteldach für Straßenabschnitte mit überwiegend Nord-Süd-Verlauf und ein Pultdach für Straßenabschnitte mit überwiegend Ost-West-Verlauf gewählt (siehe Abbildungen 2). Sie bieten eine sehr flexible Lösung und beeinträchtigen den Verkehr sowie die Stabilität des Einflusses der Orientierung auf den Energieertrag nicht.

Die meisten Anforderungen können mit (zertifizierten) Komponenten erfüllt werden, die für Overhead-Installationen geeignet sind, derzeit in einem wachsenden Angebot für z. B. BIPV-Anwendungen. Die Leistung verschiedener PV-Modulaufbauten wurde anhand von FEM-Simulationen im Einklang mit früheren Studien untersucht [2].

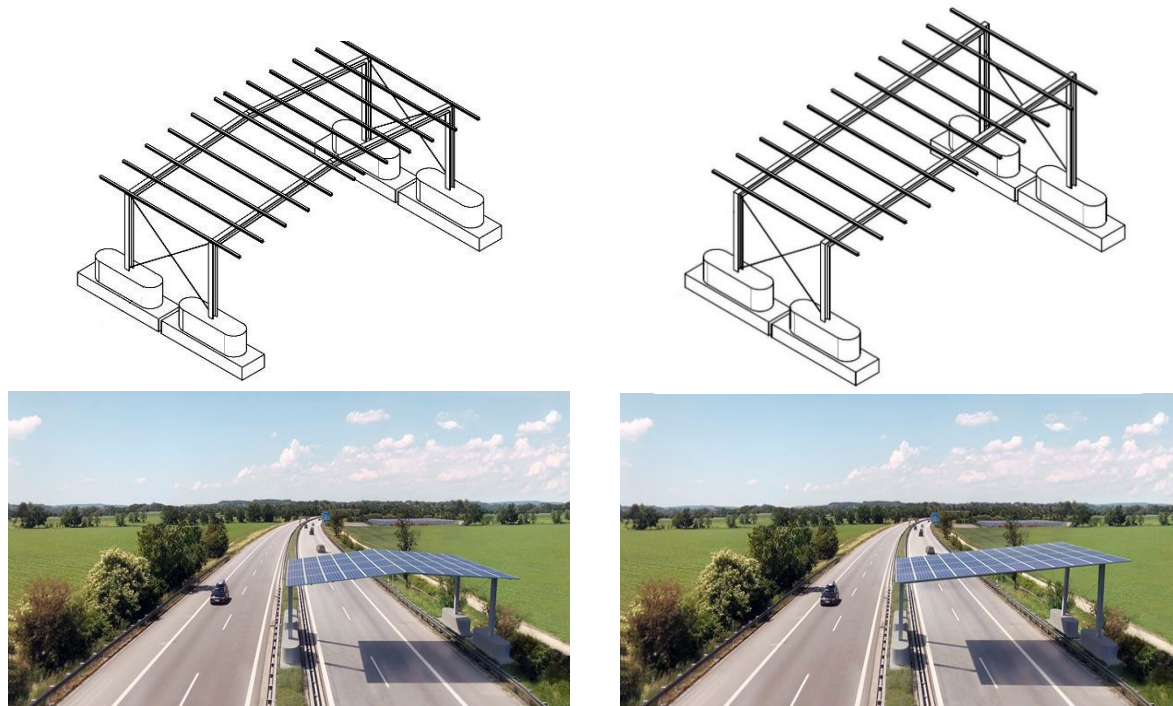


Abb. 2: 3-D-Grafiken des Basiselements für PV-Süd, das je nach Straßenausrichtung als Satteldach (O-W orientiert) oder Pultdach (S-orientiert) ausgeführt wird.

Dieses Konzept wurde im Detail hinsichtlich der erzielbaren solaren Erträge sowie der zu erwartenden Nebenwirkungen auf die Fahrbahn und Ausbreitung analysiert.

3 Ergebnisse

3.1 Ertragssensitivität von PV-Süd

Es wurden Standorte für eine mögliche Positionierung des PV-SÜD-Demonstrators auf Autobahnen in Österreich und Deutschland analysiert. Dazu wurden Ertragssimulationen für die verschiedenen Standorte durchgeführt. Verläuft die Straße Nord-Süd, wurde ein Satteldach mit Ost/West (O/W, oder E/W) Ausrichtung der Dachflächen und damit der PV-Modulfelder gewählt. Verläuft die Straße von West nach Ost, wurde ein Pultdach mit den Dachflächen und damit den nach Süden (S) ausgerichteten PV-Modulfeldern gewählt. Tabelle 1 gibt die Planungsparameter für die Simulation in PV-Sol an. Die Standorte für die Sensitivitätsstudie waren die folgenden in Regionen Österreichs und Deutschlands, verteilt in verschiedenen Regionen im Süden bzw. im Norden.

- a) ASFINAG Rastplatz Leobersdorf A2 | Koordinaten: 47.910139, 16.208328
- b) A1 Raststation St. Pölten SÜD | Koordinaten: 48.177632, 15.555647
- c) A2 Klagenfurt am Wörthersee | Koordinaten: 46.648452, 14.253953
- d) Radolfzell am Bodensee, an der B 33 | Koordinaten: 47.770195, 8.965138
- e) P+M Anlage Engen an der A 81 | Koordinaten: 47.856474, 8.794141
- f) T+R Anlage Hegau an der A 81 | Koordinaten: 47.862292, 8.785754
- g) Hamburg Seevetal, Rastplatz Sunderblick A1 | Koordinaten: 53.377801, 9.951588

Tabelle 1: Planungsparameter PV-Süd

Component	Techn. data	unit
Structure	ca. 10 x 17	m, L x W
PV generator	11,88 x 16,8	m, L x W
PV area	199,6	m ²
Nr. modules	120	#
Power p. module	315	Wp
PV power	37,8	kWp
Inclination	5	°
Inverter, 3-phase	2 x 17,5	kW AC

Tabelle 2: Standorterträge je Orientierung

Capacity each 37,5 kW	Spec. yield [kWh/kWp]	AC-yield [kWh/Jahr]
Leobersdorf (E/W)	1 016	38 416
St. Pölten (E/W)	992	37 509
St. Pölten (S)	1 034	39 104
Klagenfurt (E/W)	1 132	42 815
Klagenfurt (S)	1 166	44 080
Hamburg (E/W)	836	31 612
Hamburg (S)	872	32 988
Brandbühl (E/W)	1 021	38 614
Brandbühl (S)	1 062	40 177
Engen (E/W)	1 014	38 348
Engen (S)	1 049	39 655
Hegau (E/W)	1 013	38 325
Hegau (S)	1 041	39 379

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse für die Ertragsberechnung für alle Standorte. Diese sind in zwei Ländern vom Meer im Norden bis zum Süden der Alpen verstreut sind. Sie repräsentieren die beiden Lösungen in unterschiedlichen Ausrichtungen.

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass zwei Haupteinflussfaktoren die geografische Höhe und auch die Orientierung (Design) sind.

Vom Breitengrad variieren die Ergebnisse für (S)-Orientierung um ca. 25% vom Maximum in Klagenfurt mit 1166 kWh/kWp und Jahr bis zum Minimum in Hamburg mit 872 kWh/kWp und Jahr. Der Vergleich der (O/W)-Orientierung ergibt fast das gleiche Ergebnis mit einer Abweichung von 26% von Klagenfurt mit 1132 kWh/kWp und Jahr nach Hamburg mit 836 kWh/kWp und Jahr. Die (S)-Orientierung im Vergleich zur (O/W)-Orientierung ergibt pro Standort eine Variation zwischen 2,8% mehr Ertrag für (S) als (O/W) in Hegau bis 4,4% in Hamburg. Dennoch muss die Variation der Breitengrade auch im regionalen Kontext gesehen werden. Beim Vergleich von Standorten nur in Österreich beträgt die Gesamtvariation zwischen allen Standorten und Ausrichtungen maximal nur 15% (Klagenfurt (S) vs. St. Pölten (O/W)). In Deutschland ergibt die gleiche Berechnung eine maximale Gesamtvariation von ca. 5% (Brandbühl (S) vs. Engen (O/W)) ohne Hamburg. Das Ergebnis für Hamburg würde für die (S)-Orientierung 18% und für die (O/W)-Orientierung 22% weniger ergeben als für Brandbühl (S).

Die Ertragswerte für eine Einheit der PV-Süd (10 m Überdachung des Straßennetzes) liegen zwischen 37,5 MWh / Jahr (St. Pölten (O/W) und 44,0 MWh / Jahr (Klagenfurt (S)) - außer 31,6 MWh / Jahr und 33,0 MWh / Jahr für Hamburg (O/W). Die regionalen Jahresertragsplanwerte für Österreich liegen zwischen 37,5 MWh und 44,0 MWh bei einem Mittelwert von 40,4 MWh. Die regionalen Jahresertragsplanwerte für Deutschland liegen zwischen 38,3 MWh und 40,2 MWh mit einem Mittelwert von 39,1 MWh, was nur 1,3 MWh oder 3,2% weniger als die österreichische Standortbewertung ist. Der mittlere jährliche Gesamtenergieplanwert aller Standorte (außer Hamburg) beträgt 39,7 MWh / Jahr und 10 m Einheit.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse eine geringe Variation der regionalen Variation und eine sehr geringe Variation zwischen den verschiedenen Ausrichtungen. Dies beweist, dass die PV-Süd-Konstruktion sehr robust gegenüber den Auswirkungen von Standort und Ausrichtung auf die endgültigen Ertragswerte ist. Diese Erkenntnis

erleichtert die Planung der Energieleistung für mehrere 10 m-Einheiten an verschiedenen Standorten für die endgültige Auslastung der Akteure, die das Straßennetz hosten.

3.2 Ergebnisse für Demonstratorstandort

Der Standort Hegau (A 81, Engen, LK Konstanz, Coordinates: 47.82292, 8.785754) wurde als Standort für eine echte Demonstration gewählt, da er über ausreichende Verbraucher und geeignete Ein- und Ausfahrtswege verfügt.

Die Positionierung des Systems für die Zwecke der Berechnung ist in Abbildung 3 dargestellt. Für beide Dachtypen (siehe Abbildungen 4) wurde die Energieertragsberechnung im Jahresverlauf durchgeführt. Der monatliche Ertrag der Anlage in beiden Konfigurationen ist in Abbildung 5. Am Standort Hegau erzeugt die PV-Anlage auf dem Pultdach mit 40° Ausrichtung nach Westen in jedem Monat des Jahres mehr Energie als die Variante mit dem Satteldach (O/W), siehe Abbildung 5 und auch Tabelle 2 von oben.

Am Standort Hegau wurden verschiedene PV-Modultechnologien auf einem Pultdach mit Südausrichtung verglichen. Ein 37,8 kWp-System aus monofazialen Modulen wurde mit einem System aus bifazialen Modulen gleicher Nennleistung verglichen. Die Ertragsprognosen und die Systemkennzahlen für beide Varianten sind in Tabelle 2 und 3 und Abbildung 5 zusammengefasst. Mit der Simulation konnte gezeigt werden, dass die bifazialen PV-Module in diesem Fall nur einen geringen Mehrertrag liefern. Auf der anderen Seite bieten Glas-Glas-Module ein höheres Maß an Sicherheit in Bezug auf Überkopfinstallationen.

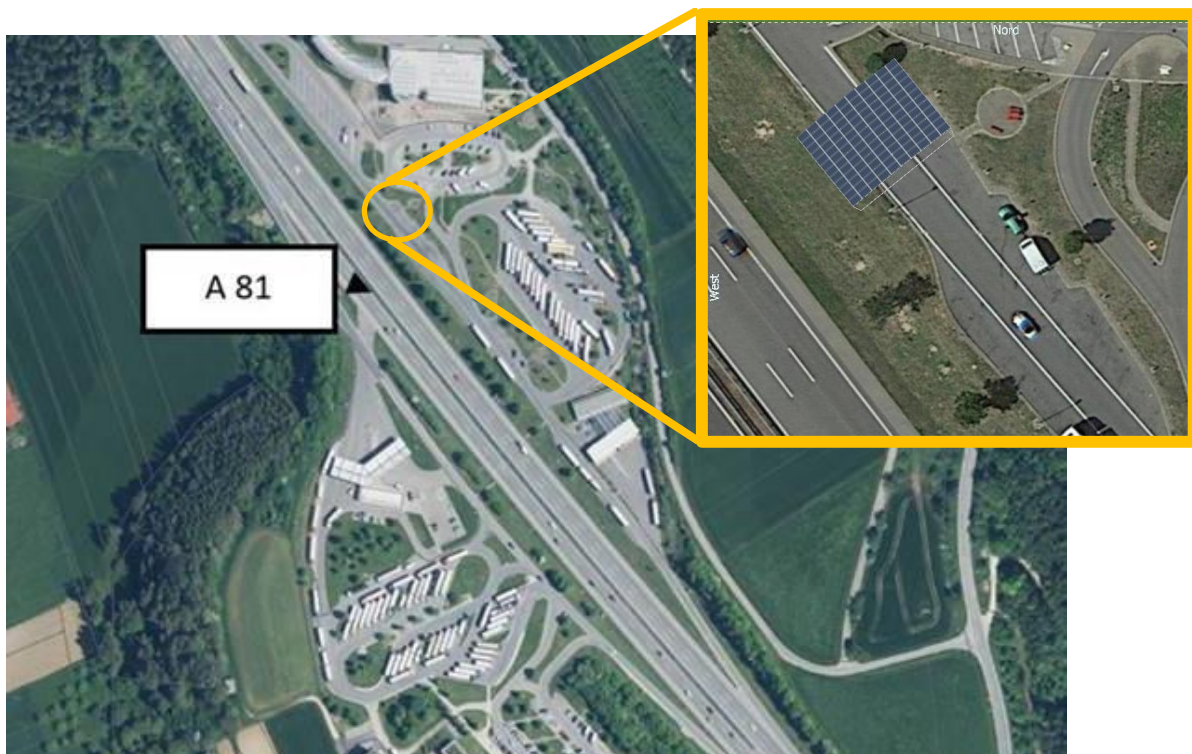


Abb. 3: Position des PV-SÜD Demonstrators am Standort Hegau

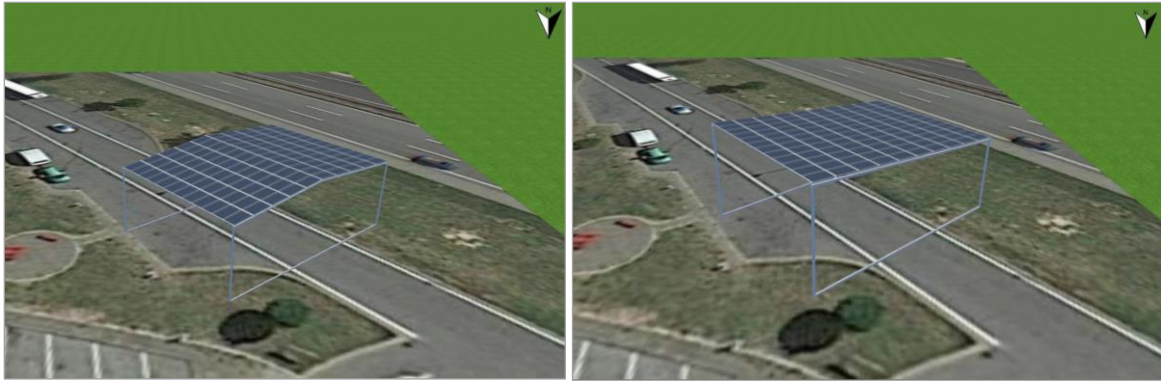


Abb. 4: PV-SÜD-Demonstrator am Standort Hegau: Links Dachtypvariante: Satteldach, Rechts: Dachtypvariante: Pulldach.

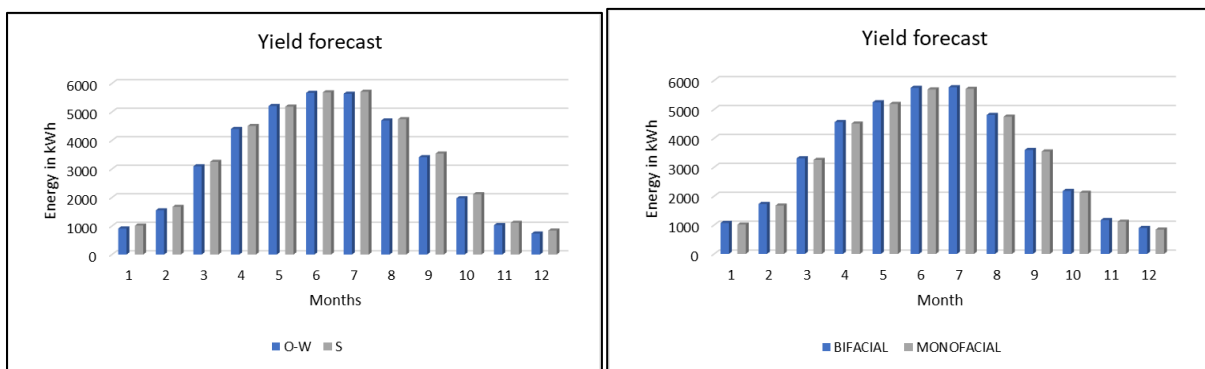


Abb. 5: Links: PV-SÜD-Demonstrator am Standort Hegau: Ertragsprognose für O-W- und S-Orientierung; Rechts: Ertragsprognose pro Monat im Jahresverlauf im Vergleich zwischen monofazialem und bifazialem PV-Modul

Tabelle 3: Vergleich verschiedener Technologien der Module

	Hegau (S) Monofacial	Hegau (S) Bifacial	Unit
PV-Generator Output	37.8	37.8	[kWp]
Generator Surface	199.6	201.8	[m ²]
Number of modules	120	120	Quantity
Module	60 cells Module size: 1680 mm x 990 mm	60 cells Module size: 1682 mm x 1000 mm	
Spec. Annual Yield	1 041.17	1 058.89	[kWh/kWp]
Performance Ratio	88	89.8	[%]
Grid Feed -in	39 379	40 048	[kWh/Year]

3.3 Wirtschaftlichkeit

Die reinen Investitionskosten sind nur ein Teil der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Die Wirtschaftlichkeit hängt auch davon ab, wie viele Jahre das System betrieben werden muss, um die Investitionskosten und laufenden Betriebskosten durch die Stromkosteneinsparungen (oder Stromeinspeisung) auszugleichen.

Durch den Vergleich des Energieertrages der Photovoltaikanlage und der Art der Nutzung des Stroms (in diesem Fall vollständiger Eigenverbrauch) kann die

Rentabilität der Investition geschätzt werden. Der Photovoltaikertrag ist einer der entscheidenden Faktoren für einen möglichen Return on Investment in ein PV-Dachkonzept. Dem stehen die Anschaffungskosten, ggf. Finanzierungskosten sowie die Kosten für Betrieb und Wartung der Anlage gegenüber. Die Nutzung oder der Verkauf des erzeugten Stroms ist entscheidend. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse für den Standort Hegau (DEU) wurde mit dem Simulations- und Berechnungstool PV*SOL durchgeführt. Die Sensitivitäten für unterschiedliche Stromabnahmepreise (0,12 €/kWh, 0,2 €/kWh und 0,3 €/kWh) und die Gesamtinvestition von rund 185.000 € (Planungskosten 2021) werden in Abbildung 9 verglichen. Hier wird deutlich, dass der aktuelle Strompreis einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage für den Eigenbedarf hat. Unter der Annahme eines Stromkaufpreises von 30 Cent/kWh kann eine Amortisation innerhalb von 16 - 18 Jahren erreicht werden. Es wurde davon ausgegangen, dass der Energieertrag der PV-Anlage vollständig zur Deckung des Eigenbedarfs am Standort genutzt wird und keine Einspeisung ins Netz erfolgt. Dementsprechend wird der Wert jeder erzeugten kWh der Anlage mit dem Stromkaufpreis am Standort gemessen.

Wirtschaftlichkeit für den Verbrauch von Elektromobilität

Als zweite Überlegung wurde der Stromverbrauch für die Elektromobilität auf der Grundlage bestimmter Annahmen zu 100 % ermittelt. Dies würde bedeuten, dass die Ausbeute zum Laden von Elektrofahrzeugen an einer Tankstelle oder Raststätte verwendet wird. In einem vereinfachten Ansatz wurde der Bereich der grundlegenden Wirtschaftlichkeit durch den Vergleich der Elektromobilität mit der konventionellen fossilen Mobilität auf folgende Weise bewertet: Zunächst wurden die Kosten pro kWh für Benzinfahrzeuge mit Benzinpreisen zwischen 0,95 €/l und 2,0 €/l berechnet. Zweitens wurde der Verbrauch von kWh pro 100 km Fahrstrecke für ein fossiles Fahrzeug und ein Elektrofahrzeug verglichen, um den Effizienzgewinn pro kWh Eingangsenergie für einen Elektromotor zu bewerten. Es wurden Werte für Benzinmotoren zwischen 4 l/100 km Verbrauch bis 8 l/100 km Verbrauch und ein Mittelwert für Elektrofahrzeuge von etwa 20 kWh/100 km [3] verwendet.

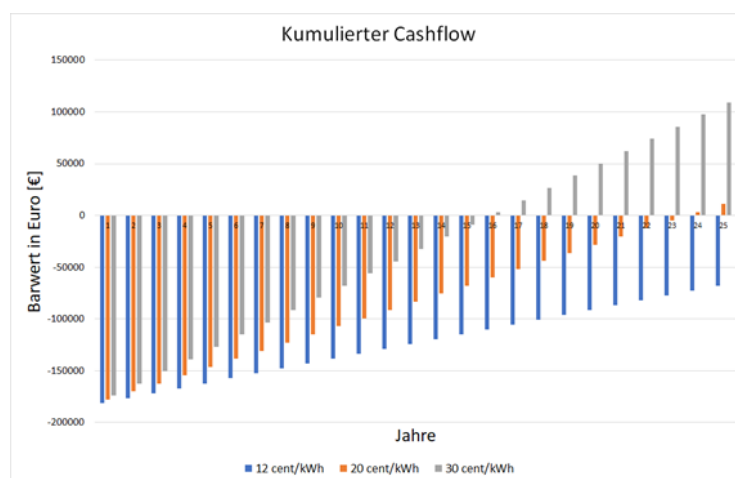


Abb. 6: PV-SÜD Demonstrator am Standort Hegau: Anlagenrentabilität für eine Einheit unter Annahme unterschiedlicher Stromverbrauchskosten und 100% Eigenverbrauch.

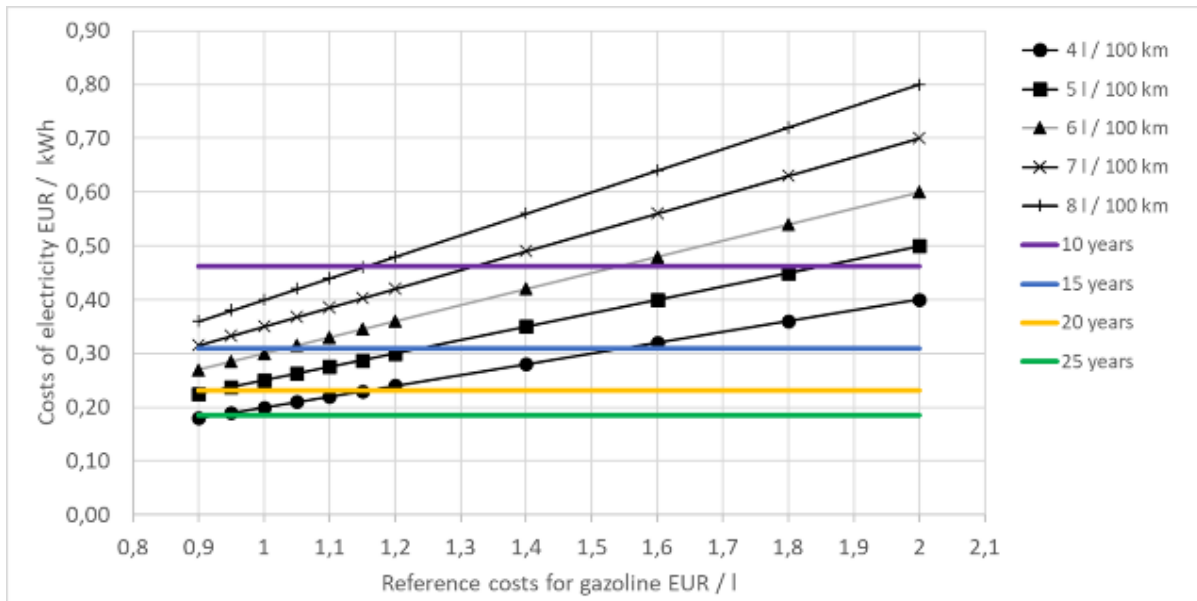


Abb. 7: Kostengrenze der Wettbewerbsfähigkeit für Elektrofahrzeuge, die direkt zu 100% mit PV-Süd-Strom gespeist werden. Schwarze Linien geben die elektrischen Bezugskosten zu einem Benzinmotor eines bestimmten Verbrauchs zu einem bestimmten Benzinpreis. Farbige Linien ergeben die Stromgestehungskosten für PV-Süd.

Drittens wurde die Obergrenze für die Kosten der Stromerzeugung aus der PV-Süd-Einheit berechnet, um die gleichen Kosten pro kWh in der Elektromobilität wie beim Benzinfahrzeug zu erreichen. Das Ergebnis in Abbildung 10 zeigt Kosten für unterschiedliche Verbrauchswerte von Benzinfahrzeugen (l/100 km) und Benzinpreise pro Liter für fossile Fahrzeuge als schwarze Linien. Die farbigen Linien geben die Stromgestehungskosten der PV-Süd-Einheit an, berechnet für unterschiedliche Werte der Lebensdauer (10 Jahre bis 25 Jahre) und die geplanten Installationskosten des Demonstrationsgeländes (Planungskosten 2021). Für alle Werte oberhalb einer farbigen Linie ist das benzinbetriebene Fahrzeug teurer als das mit 100% PV-Süd-Strom gespeiste Elektrofahrzeug. Für Werte unterhalb einer farbigen Linie ist die PV-Süd-Variante nicht konkurrenzfähig zu einem benzinbetriebenen Fahrzeug.

Die PV-Süd-Anlage wäre für die Stromerzeugung für die Elektromobilität sehr wettbewerbsfähig. Bei einer Lebensdauer von 25 Jahren ist nur das 4l/100km Benzinfahrzeug mit einem Preis unter 0,90 €/l günstiger. Selbst mit einer sehr kurzen Lebensdauer von 10 Jahren sind fossile Fahrzeuge mit mehr als 7 l/100km und 8 l/100km teurer für Benzinpreise über 1,35 €/l bzw. 1,15 €/l.

Gerade in Bereichen schwacher Netzanbindung könnte dies helfen, bessere und wettbewerbsfähige Ladekapazitäten aufzubauen.

Berücksichtigung der positiven Auswirkungen auf die Lebensdauer der Fahrbahnoberfläche:

Für den Standort Hegau ergibt sich eine Einsparung von 62 Euro/Jahr, wenn davon ausgegangen wird, dass die Fahrbahnoberfläche alle 23 Jahre erneuert wird. Bei einer Erneuerung nach 26 Jahren ergibt sich eine Einsparung von 109 Euro/Jahr.

Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung von Skalierungseffekten:

Die gesamtwirtschaftliche Berechnung unter Berücksichtigung von Skalierungseffekten zeigt aufgrund der Nebenwirkungen auf die Infrastruktur einen geringen Einfluss und hängt hauptsächlich von den Investitionskosten und den angewandten Strompreisen ab, unter der Annahme, dass der erzeugte Strom für den Eigenverbrauch der Straßenbetreiber verwendet wird [4].

4 Zusammenfassung

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die technische Machbarkeit einer PV-Überdachung im hochrangigen Straßennetz grundsätzlich mit der derzeit verfügbaren Technologie gegeben ist und einen relevanten, kurzfristigen Beitrag zur nachhaltigen Energieerzeugung im zugehörigen Energiesektor leisten kann.

Die Randbedingungen und Herausforderungen eines Standorts müssen berücksichtigt werden. Im Hinblick auf die solare Energieerzeugung der Überdachung und die Auslegung der Konstruktion konnte ein robustes Konzept gefunden werden, das nicht standortabhängig ist und auch auf bereits versiegelten Flächen recht hohe Sonnenenergieerträge verspricht, aufgrund der meist horizontalen Ausrichtung der PV-Module. Im Hinblick auf die Dauerhaftigkeit und den Zustand der Fahrbahnoberfläche weisen die Vergleichsstudien auf zusätzliche positive Effekte der Bedachung hin.

Schließlich wurde im Rahmen bestimmter Annahmen gezeigt, dass die PV-Süd-Anlage nicht nur technisch machbar ist, sondern auch wirtschaftlich wettbewerbsfähig zu anderen Energiequellen betrieben werden kann. Die Nutzung kann sowohl für die Versorgung von Ruhebereichen als auch für die Versorgung der Elektromobilität sein.

Referenzen:

[1] H. Wirth et al., "Potenziale der Integrierten Photovoltaik in Deutschland," in 36. PV-Symposium. (<https://www.pv-symposium.de>)

[2] A. J. Beinert, P. Romer, M. Heinrich, M. Mittag, J. Aktaa and D. H. Neuhaus, "The Effect of Cell and Module Dimensions on Thermomechanical Stress in PV Modules," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 10, no. 1, pp. 70-77, Jan. 2020, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2949875

[3] The values were based on data sheet values of Nissan Leaf, Tesla Modell S, Skoda ENYAQ iV 60, Audi e-tron S, Hyundai Kona, which were reduced to 2/3 of battery capacity and then the mean value was taken.

[4] Weninger-Vycudil, A., Simanek, P., Haberl, P., Rohringer, T. (2009) Straßenforschungsheft Nr. 584 Handbuch Pavement Management in Österreich 2009, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie BMVIT. Wien

Danksagung: Die Forschungsprojekte PV-SÜD-K und PV-SÜD-D werden im Rahmen der D-A-CH-Kooperation Verkehrsinfrastrukturforschung 2019 vom Bundesministerium für Digitalisierung und Verkehr (Deutschland), dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie finanziert (BMK) (Österreich) und das Bundesamt für Strassen ASTRA (Schweiz).