

# Weniger Komplexität und mehr Zuverlässigkeit hinter jedem Solarmodul

**Franz Baumgartner, Linus Baumann, Alain Widler und Cyril Allenspach**

ZHAW Zurich University of Applied Sciences, School of Engineering,  
Institute of Energy Systems and Fluid-Engineering, CH-8401 Winterthur,  
Technikumstrasse 9, P.O. Box; phone: 0041 58 934 72 32, Switzerland;  
[bauf@zhaw.ch](mailto:bauf@zhaw.ch); <https://www.zhaw.ch/en/about-us/person/bauf/>

**Kurzfassung:** Komplexe Leistungselektronik DC/DC-Wandler, sogenannte Optimizer werden heute sehr oft bei Einfamilienhäusern zwischen Solarmodul und Wechselrichter eingesetzt und stellen global einen Milliardenmarkt dar. Der individuelle Optimizer hinter jedem Solarmodul ermöglicht den optimalen Arbeitspunkt mit maximaler Leistung auch bei unterschiedlicher Beschattung der Module. Bei der herkömmlichen einfachen Serienschaltung der Solarmodul und Speisung des Wechselrichters kann dies nicht immer garantiert werden. Die Arbeiten der ZHAW IEFÉ in den letzten vier Jahren habe jedoch belegt, dass nur bei sehr starker Verschattung auf dem Dach, also einem kleineren Marktanteil, tatsächlich ein relevanter Mehrertrag übers Jahr, gegenüber konventionellen Wechselrichtern erzielt werden kann. Der Grund liegt in den Verlusten dieser DC/DC Wandler selbst, die in der Größenordnung von typisch 2-3% liegen und damit deutlich höher, wie es in den Hersteller Datenblatt angegeben ist. In diesem Beitrag werden die im ZHAW IEFÉ Labor ausgeführten Messungen von Optimizern analysiert. Zusätzlich werden auf Basis dieser realen Verluste mit dem umfangreichen PVshade Simulationsprogramm die Jahreserträge unterschiedlicher Verschattungssituationen berechnet und verglichen.

Aber wie sicher ist diese Versorgung über die Betriebsdauer, und damit wie wirtschaftlich ist die am Haushaltsendkundenmarkt sehr beliebte Solarlösung mit Optimizer. Der Austausch eines einzelnen defekten Optimizers kann in der Schweiz fast die Kosten für die gesamte Leistungselektronik erreichen, wenn dazu spezielle Absturzsicherungen und ein beträchtlicher Arbeitsaufwand nötig werden. Robuste verschattungstolerante Solarmodule, mit mehr als den üblichen drei Bypass Dioden lassen da eine höhere Zuverlässigkeit erwarten. Erst kürzlich haben die ersten Hersteller dies verschattungstoleranten Module vorgestellt und die Simulationen mit dem ZHAW PVshade Tool zeigen vergleichbare Erträge wie mit dem Optimizer Einsatz, auch bei mittlerer und in jedem Fall bei kleiner Verschattung. Optimizer hinter jedem Modul sind heute jedoch für kleiner Anlagen zu empfehlen, die eine beträchtliche Verschattung oder/und unterschiedliche Orientierungen der Solarmodule aufweisen. Optimizer bieten weitere Vorteile wie Spannungsbegrenzung im Fehlerfall am Dach, und individuelles Monitoring der einzelnen Modulerträgen, was aber mit den oben erwähnten Aspekten der 25-jährigen Betriebssicherheit der Optimizer bei Temperaturen von bis zu 70°C auf dem Dach fair gegenübergestellt werden sollte.

**Keywords:** Wirkungsgrad, Performance, Wechselrichter, Optimizer, Verschattung Solarmodul

## 1 Einleitung

„Hat die Solarzelle eine Zukunft?“, hat der Autor vor drei Jahrzehnten als Titel eines e&i Beitrags gewählt und schon damals mit JA beantwortet.[1] Im Jahr 2023 wurden global 413GW Photovoltaik (PV) Leistung neu installiert, was etwa einer Steigerung um den Faktor 3000 seit 1994 entspricht.[2] Die Stromerzeugung aus Photovoltaikmodulen erreicht in einigen Ländern schon die 10% Schwelle des Landesstromverbrauchs und soll sich global bis 2030 verdreifachen, wobei der Großteil der Module in Asien produziert und über die Hälfte auch dort installiert wird.[3] Aktuell gibt es fast kein Land welches nicht entweder Photovoltaik (PV) oder Wind als die dominante Technologie für eine zukünftig, sichere und unabhängige Stromerzeugung einstuft.

Von den PV-Modulen wird Solarstroms über Leistungselektronikwandler ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Neben den traditionellen DC/AC Wandlern, Solarwechselrichtern wurden in den letzten zehn Jahren zusätzlich verstärkt DC/DC Wandler, sogenannte PV Optimizer eingesetzt. Diese Handteller große Photovoltaik Leistungselektronik Komponente, umfasst aktuell pro Jahr ein Weltmarktvolumen von über 3 Milliarden \$.[4] Es sind ca. 200 Millionen Optimizer auf den Dächern weltweit installiert, oft hinter jedem einzelnen Solarmodul meist auf Einfamilienhäusern. Von den Planern und Installateuren werden sie dem Endkunden meist mit ihren überragenden Vorteilen des Mehrertrags im Vergleich zu konventionellen Wechselrichtern, angepriesen. Dies zu belegen, kann aktuell noch nicht mit kommerziellen Photovoltaik Simulationstools mit zufriedenstellender Genauigkeit erreicht werden.

Gleichzeitig bergen die Optimizer oder die Modulinverters ein hohes Kostenrisiko, wenn sie mit teurer Handwerksleistung ersetzt werden müssen, da die Betriebstemperatur auf dem Dach hinter dem Solarmodul die Betriebsdauer reduzieren kann.[5]

Nachfolgend werden die einfachen Gegebenheiten von Strom, Spannung und Leistung von beschatteten Solarmodulen kurz beschrieben, die es nötig machen, den Arbeitspunkt kontinuierlich anzupassen, will man stets die Maximale Leistung der Module beziehen.

### 1.1 Maximum Power Point bei Teilverschattung eines PV-Moduls

Abb. 1 zeigt für die angegebene Dachsituation mit 13 Solarmodulen die Verschattung des rot markierten Moduls zu drei Zeiten an einem Tag mit wolkenloser Solareinstrahlung (clear sky day). Um von diesem Modul stets die maximale Leistung beziehen zu könne, muss vom Morgen an und auch um 9:05, wenn der Schatten das Modul erreicht die Modulspannung von ca. 32V eingestellt werden. Dies erledigt z.B. der Maximum Power Point (MPP) Tracker des Optimizers, der dann die elektrische Leistung weiter an den DC/AC Wechselrichter liefert. Um 11:05 ändert sich aber die Strom- / Spannungskennlinie des Moduls aufgrund des Schattenzugs und der MPP-Tracker muss jetzt einen neuen Arbeitspunkt bei ca. 19V eigenständig finden. Hingegen muss dann später um 11:50, kurz bevor der Schatten das Modul wieder verlässt, über den gesamten Nachmittag die höhere Spannung von wieder ca. 36V eingestellt werden. Wenn der Schatten das Modul verlassen hat, wandert der Arbeitspunkt dann Richtung 32V, vergleichbar zu Position um etwa 9 Uhr.

In Kapitel 2.2 wird gezeigt, dass Tests im ZHAW IEF Labor an kommerziellen Optimizern aufgezeigt haben, dass dies Suche nach dem optimalen MPP und der rasche Wechsel der Modulspannung nicht immer klappt.



## 1.2 Verschattungstolerante PV-Module

Schon seit mehr als einem halben Jahrhundert, werden Bypassdioden in Solarmodulen eingesetzt, um die Nachteile unterschiedlicher Ströme der Solarzellen in Serie zu vermeiden und vor allem den Stromfluss zwischen den Modulen im Strang aufrecht zu erhalten.[9] In Abb. 2 zeigt dies das Teilbild links. Durch die Beschattung der Zelle unten werden die zwei Reihen, also die gesamten 20 Zellen von der Bypass Diode überbrückt. Damit verliert das Modul ein Drittel der Leistung. Jedoch kann über die Bypassdiode ein hoher Strom geführt werden, der auch dem Strom im optimalen Arbeitspunkt der anderen unbeschatteten Module im Strang genügt. (vgl. Abb. 1 mittlere Beschattungssituation) Wäre ein Optimizer mit diesem Modul verbunden, so würde er hier den gleichen Arbeitspunkt einstellen, damit die Bypassdiode aktiviert ist. Somit kann bei dieser Beschattung mit der simplen Serienschaltung aller Module am Eingang des Wechselrichters, also ohne Optimizer, die gleiche optimale Leistung des Moduls bezogen werden, aber ohne die Eigenverluste des Optimizers. Anzumerken ist, dass in Abb. 1 ab 11:50 nur der Arbeitspunkt mit dem kleineren Modulstrom die maximale Leistung erbringt. Dies dauert aber nur etwa eine halbe Stunde, bis der Schatten vollständig verschwindet und wieder der hohe Strom, der durch die andern unbeschatteten Modul fließt erreicht ist. Hier kann der Optimizer also nur eine halbe Stunde Leistungsvorteile einspielen. Diese Erkenntnis ist zentral warum oft nur geringe Jahresmehrerträge von wenigen % erzielt werden könnten, aber durch die Eigenverluste der Optimizer verspielt wird.

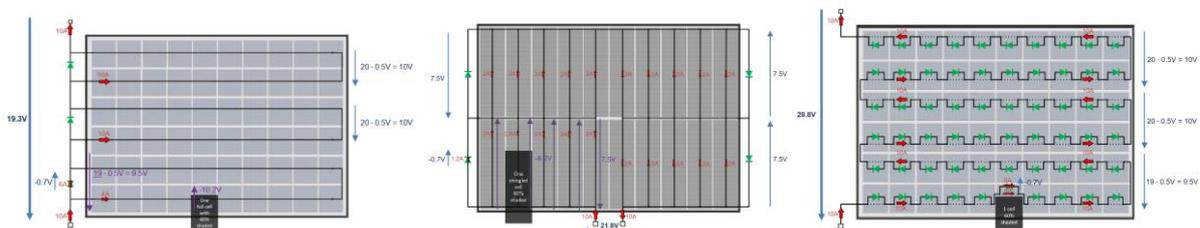


Abbildung 2: Links herkömmliche kristalline Silizium Solarmodule mit 60 Zellen und 3 Bypassdioden wenn eine Zelle zu 60% beschattet wird.[12].

Wird jedoch die Modulfläche von heute typisch zwei Quadratmeter für herkömmliche Solarmodule, mit mehr als drei Bypassdioden geschützt, sinken die Spannungsverluste, wie z.B. im mittleren Teilbild von Abb. 2, mit vier Bypassdioden ersichtlich ist. Ganz rechts ist das Extremum mit je einer Bypassdiode pro Solarzelle dargestellt, was auch nicht zu optimalen Erträgen führt. Der Grund ist, dass mit der Aktivierung mehrere Bypassdioden auch deren Durchlassspannung, zwischen 0.5 und 1V die resultierende Generatorspannung am Solarmodul Ausgang reduziert, was schnell über zehn Prozent der Modulleisten entspricht. Im Kapitel 3.2 werden die Analysierten Jahreserträge dieser Module in Abb. 2 mit und ohne Optimizer verglichen.

## 1.3 Drei verschiedene String Systeme – Stringinverter versus Optimizer

Am Hausdach werden heute die in Abb. 3 dargestellten Verschaltungsmodi für die Solarmodule am Dach zur Netzeinspeisung verschalten. Die Stärke des Optimizers ist, dass er das Solarmodul am Eingang mit der optimalen Spannung betreiben kann, und gleichzeitig einen am Ausgang von z.B. den anderen Optimizern bzw. dem DC/AC Wandler eingepprägten

Strom liefern kann. Mit dieser Entkopplung können systematische Verluste der Serienschaltung, wie beim Fall ganz links in Abb. 3 vermieden werden. In der Praxis sind die potenziellen Gewinne übers Jahr gemittelt in den meisten Fällen nur im unteren einstelligen Prozentbereich, weshalb Eigenverluste der Optimizer in der Größenordnung von 2% dann für die wirtschaftliche Bewertung wichtig sind. Werden eben nur die zwei Module mit der stärksten Beschattung mit je einem Optimizer ausgestattet, sind auch die gesamten Optimizer kleine gegen den Ertrag der gesamten Anlage.

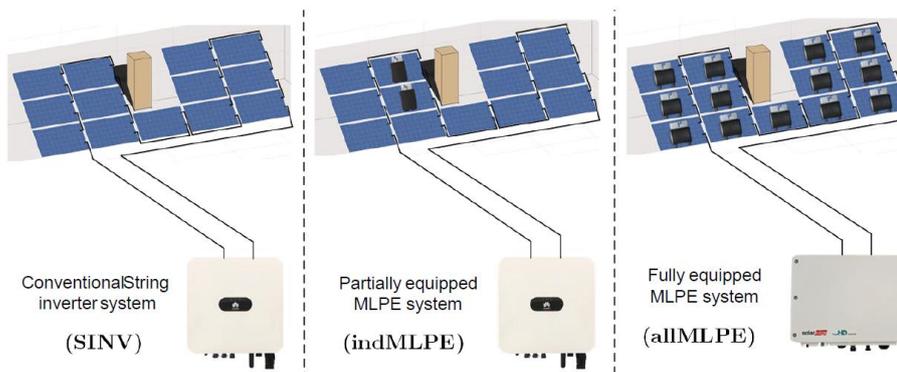


Abbildung 3: Die Solarmodule können wie links nach der herkömmlichen Serienschaltung auf den DC Eingang des Wechselrichters (String Inverters -SINV) verschaltet werden oder dazu entweder nur zwei Optimizer in Serie mit den anderen Module geschaltet werden (indMLPE), wie in der Mitte oder hinter jedem Modul einen Optimizer (allMLPE Module Level Power Electronic) siehe rechts.[7]

## 2 Gemessene Performance kommerzieller Optimizer

Im ZHAW IEFE Labor wurden wie im Normalbetrieb im PV-Kraftwerk typisch 10 Optimizer in Serie geschaltet und dann der Ausgang der Optimizer auf den Eingang des Wechselrichters verschaltet. Die Eingänge der Optimizer wurden einzeln von Solar Array Simulatoren individuell angesteuert. Die so gelieferten Arbeitspunkt, konnten auf die jeweilige zugrunde liegende Verschattung des Moduls zurückgeführt werden. Damit kann auch eine typischer Schattenzug über alle Module emuliert werden.[13]

PV-Wechselrichter	Power Optimizer
SMA SunnyBoy 3.6	Solaredge P370
Solaredge SE3500	Solaredge P370i
Solaredge SE3500H	Solaredge P405
Huawei SUN2000-3.68KTL	Solaredge S500B
Fronius Symo 5kW	Huawei SUN2000-450W-P
	Tigo TS4-A-O



Abbildung 4: Bisher sind im ZHAW IEFE Labor die oben angeführten Wechselrichter und Optimizer vermessen worden. Dabei wurden wie im Normalbetrieb im Kraftwerk typisch 10 Optimizer in Serie betrieben und an den Eingang des DC/AC Wandlers geschaltet. Von jedem einzelnen Optimizer, wurden die Verluste über die zwei Eingangs- und die zwei Ausgangsanschlüsse mit dem PPA1500 gemessen, siehe Bild von zwei Optimizer Typen rechts unten. [13]

## 2.1 Statischer Wirkungsgradverlauf im Arbeitsfeld versus Datenblatt

Die Messergebnisse im ZHAW IEFE Labor an kommerziellen Produkten der beiden Marktführer von DC/DC Optimizer, der Firmen Solar Edge und Huawei, sind in Abb. 6-8 dargestellt. Die GUM-Messunsicherheit beträgt bei 66W typisch 0.3% für  $k=1$ . [7,13]

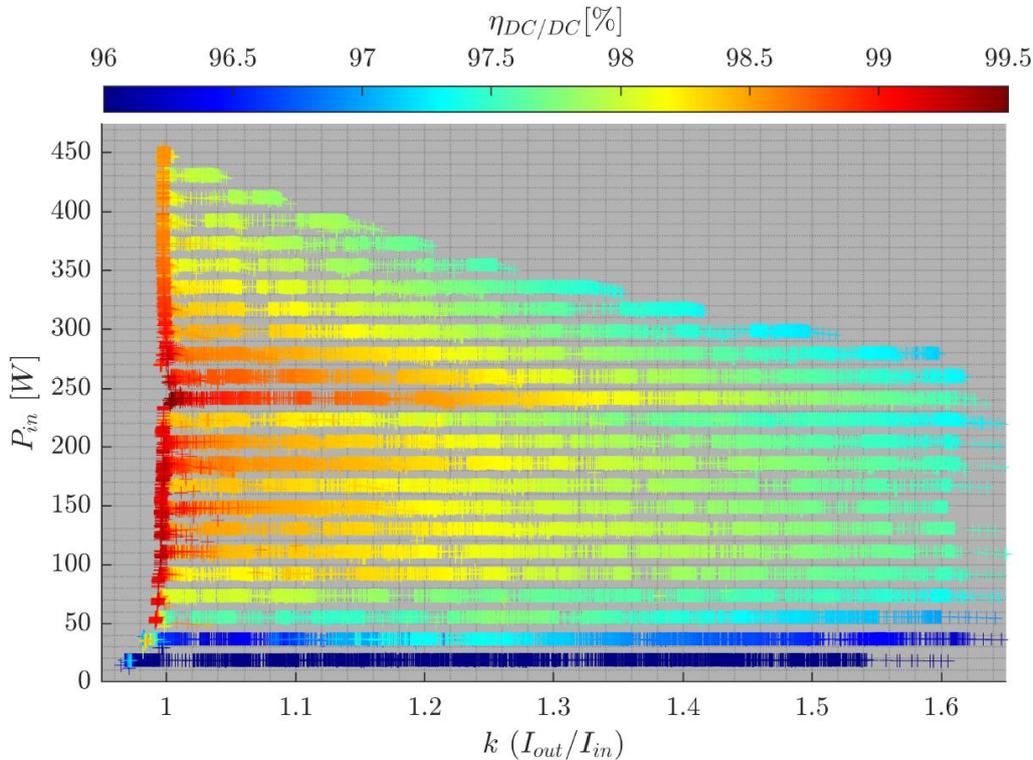


Abbildung 5: Wirkungsgrad Huawei 450W-P bei Eingang 35V als Funktion von  $P_{in}$  und  $k$ . [13]

Es wurden die zwei DC/DC Typen Buck Converter und Buck/Boost vermessen. Buck Converter wie in Abb. 6 liefern am Ausgang des Optimizers immer eine kleinere Spannung wie am Eingang, weshalb das Verhältnis Ausgangsstrom zu Eingangsstrom stets grösser 1 ist. Es gibt noch den Switchless Mode, bei dem der DC/DC nicht als Wandler sondern nur als ohmscher Widerstand fungiert und so minimale Verluste hat. Dies sind in allen Abb. 6 bis 8 die Bereich bei  $k=1$ . Schade, dass die Hersteller in den Datenblätter diese maximalen Werte angeben, und nur bei Teillast bis zu 99.5% erreichen, aber bei Nennleistung abfällt auf 98.5%.

Aktuell gibt keiner Marktführer diese realen Wirkungsgrad im ganzen Arbeitsbereich an, was für einen Weltmarkt von um die 200 Millionen verkaufter Optimizer keine Wertschätzung der Kunden abbildet.

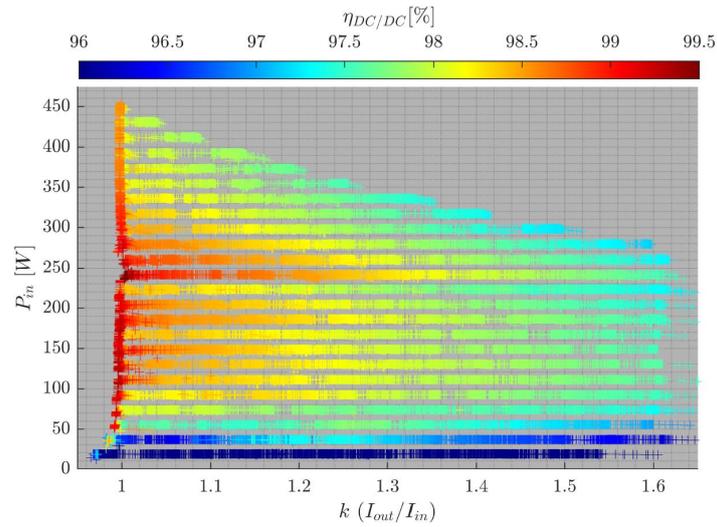


Abbildung 6: Wirkungsgrad des Huawei 450W-P mit 35V am Eingang als Funktion von  $P_{in}$  und  $k$ . [13]

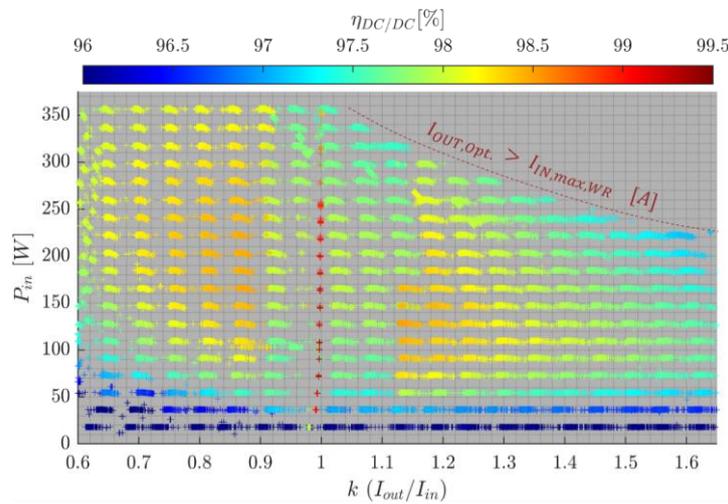


Abbildung 7: Wirkungsgrad des P370 bei Eingangsspannung 35V als Funktion von  $P_{in}$  und  $k$ . Datenblattangaben des Herstellers für den maximalen (99.5 %) und den gewichteten (98.5 %) konnten nur für den Switchless-Mode, rote Punkte bei  $k=1$  gemessen werden. Im Tiefsetzstellerbetrieb sind jedoch die Wirkungsgrade von um die 97.5% vom maximalen Datenblattwert 2% daneben [13]

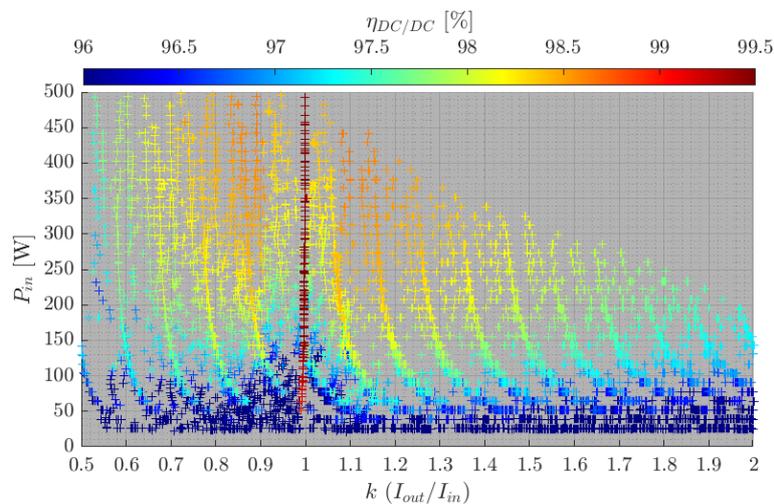


Abbildung 8: Wirkungsgrad des S500B bei Eingangsspannung 35V als Funktion von  $P_{in}$  und  $k$ . [13]

## 2.2 Regelverhalten des MPP Tracker bei Verschattung

Findet der kommerzielle Optimizer SolarEdge-S500B-Optimizers im Verbund mit dem SolarEdge Einphasenwechselrichter vom Typ SE3500H der Firma SolarEdge stets den absoluten MPP?

Hier wurde der kommerzielle Solar Array Simulator (SAS) IT6018C-1500-40 für ein teilbeschattetes Modul mit 3 Bypassdioden parametrisiert und in Serie mit 9 Keysight E4362A SAS betrieben. Nach einer Anregelzeit von ca. 33 Sekunden verharrt der MPP Tracker des S500B für eine Stunde im Nebenminima bei 128W anstatt das absolute Maximum bei 148W und ca. 27V einzustellen. Hier ist keine absolute MPP Suchvorgang erkennbar.

Ähnliche Hinweise würden bei Outdoor PV Kleinanlagen mit den gleichen Optimizer Typ, bei Teilbeschattung beobachtet. Ein Wechsel der Spannung wie hier nötig, oder wie in Abb. 1 es für z.B. eine halbe Stunde nötig wäre, konnte nicht festgestellt werden. Die soll aber noch weiter untersucht werden und auch genauer mit Outdoor Anlagen verglichen werden.

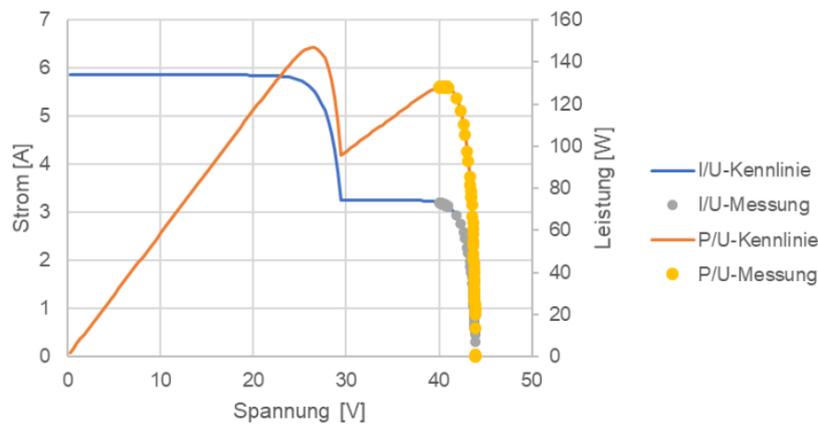


Abbildung 9: Transienter Verlauf des S500B MPP-Trackers während einer Stunde. [14]

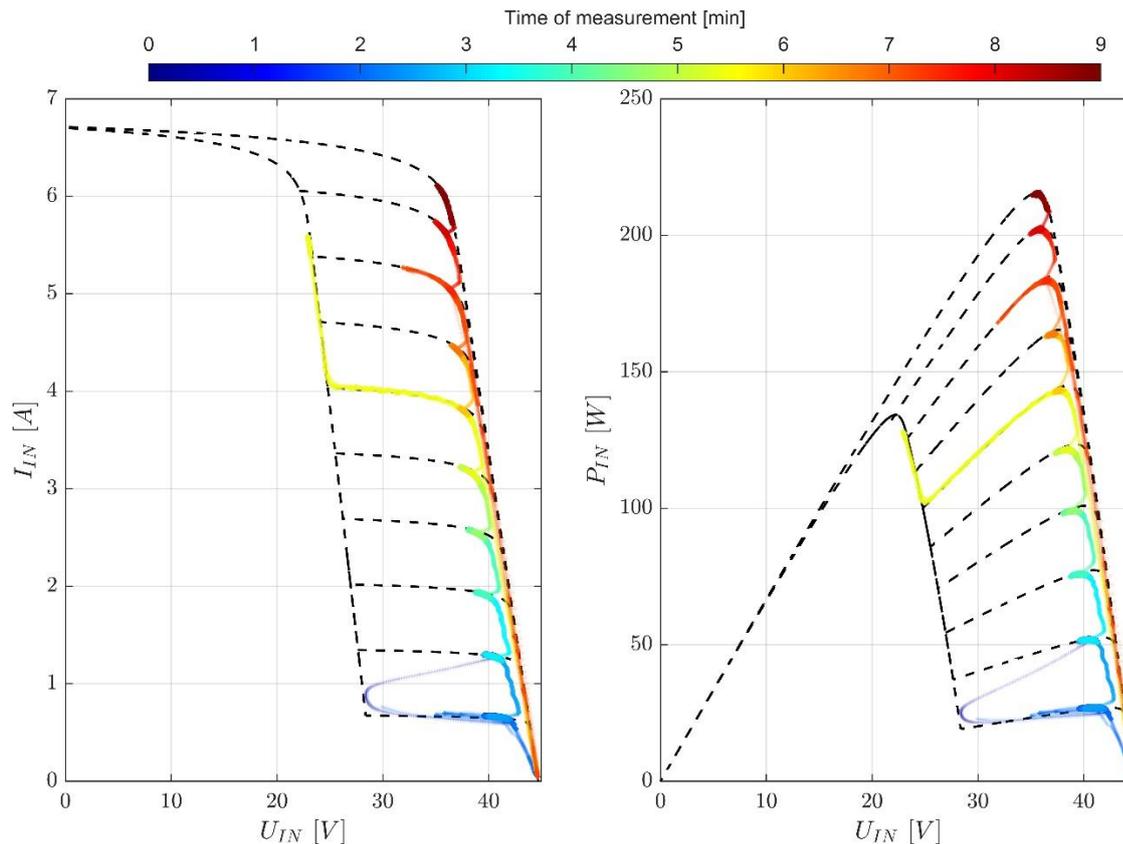


Abbildung 10: Transienter Verlauf des MPP-Trackers des Huawei 450W-P über die Zeitdauer von 9 Minuten bei der die 90% Verschattung einer Zelle in Schritten auf 10% reduziert wurde. [8, 12]

Auch im Test des MPP-Tracking des 450W-P in Abb. 10 muss ein Versagen des globalen Suchvorgangs des Trackers bescheinigt werden, was die ersten 5 Minuten anlangt. Hier hätte der Arbeitspunkt bei kleiner Spannung von 22V gefunden werden müssen.

### 3 Design Empfehlungen Optimizer versus Wechselrichter

#### 3.1 Optimaler Optimizer Ertrag nur wenn die Anzahl im String stimmt

Um die Verluste der Optimizer im Betrieb zu minimieren, speziell im Fall allMLPE (Fig. 3), müssen sie möglichst nahe am optimalen Arbeitspunkt nahe  $k=1$  betrieben werden. Wie stark jedoch der Arbeitspunkt tatsächlich um diese ideale  $k=1$  Linie schwankt ist für einen Sonnentag am Beispiel eines PV-Dachs in Abb. 11 dargestellt. Optimal zeigt sich die Anzahl von 13 Optimizer bzw. Module.

Für das Design von PV-Dächern, muss also darauf geachtet werden, dass die richtige Anzahl Optimizer verwendet wird. Dies widerspricht aber der üblichen einfachen Plug-and-Play-Lösung, bei der nach Herstellerangaben zwischen 8 und 24 Optimizer pro String gewählt werden können für einen typischen Einphasigen Wechselrichter. Die Hersteller geben in ihren Datenblättern an, mit welcher Gleichspannung der Wechselrichter eingangsseitig arbeitet. Der Quotient aus dieser Gleichspannung und der MPP-Spannung des verwendeten PV-Moduls bei der NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) ergibt die optimale Anzahl Optimizer. Da

dies in der Praxis nicht bei jeder Anlage anwendbar ist, z. B. aus ästhetischen Gründen, sollte der Planer darauf abzielen, dass das Optimizer-System im überschatteten Fall bei k-Werten zwischen 0,8 und 1,2 arbeitet. Das bedeutet, dass er 20 % von der optimalen Anzahl nach oben oder unten abweichen kann.[6]

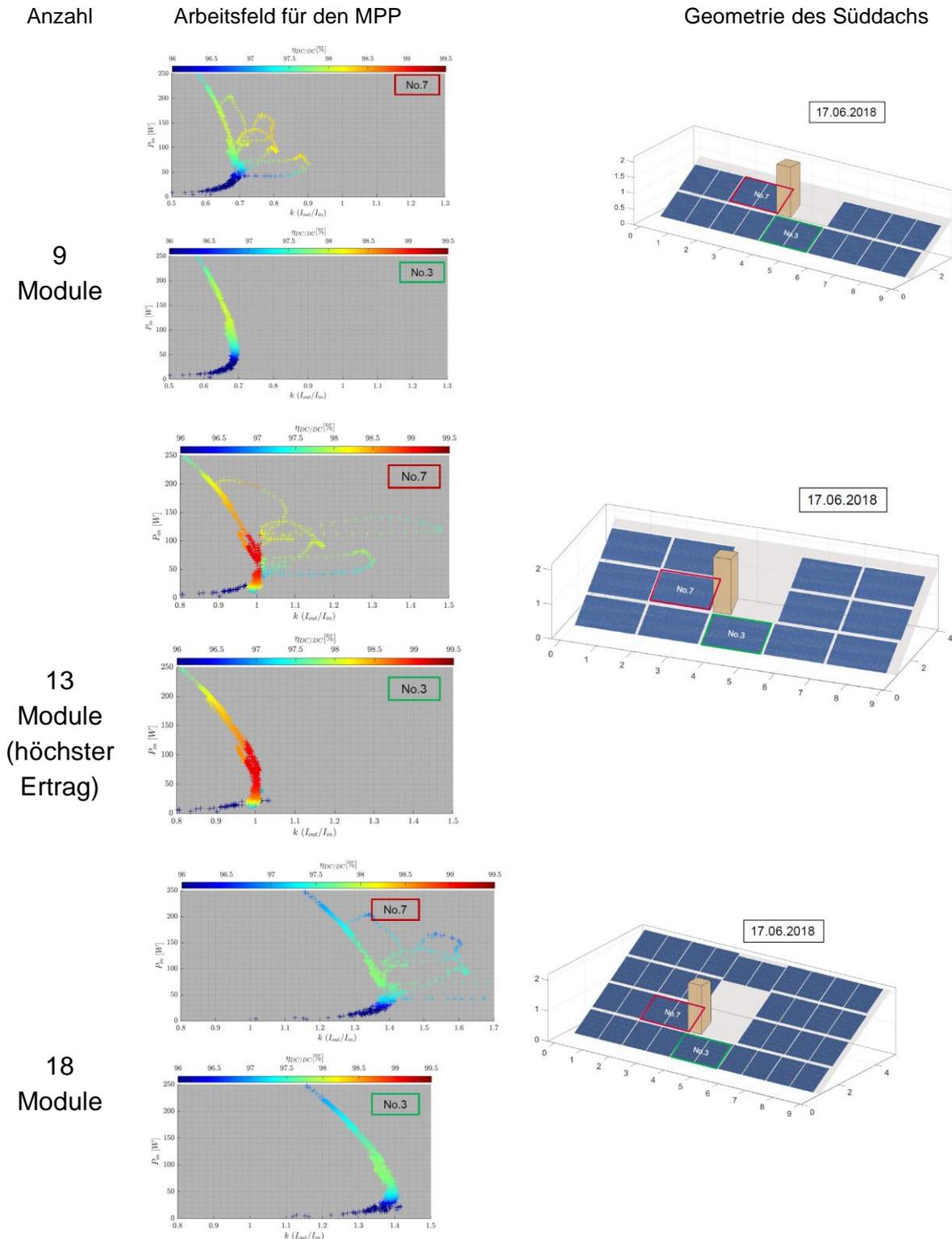


Abbildung 11: Nur mit 13 Module/Optimizer in Serie geschaltet, sind die Optimizer Verluste hier minimal. Modul Nr. 7 wird im Laufe des Tages beschattet, Modul Nr. 3 stets nicht beschattet.

### 3.2 Jahresertragssimulation im Vergleich

Mit der Modellierung der gemessenen Verluste (Kap. 2.1) aller Optimizer im PV System, entsprechend dem jeweiligen aktuellen Arbeitspunkt, kann die Zeitreihe von Schattensimulationen mit dem ZHAW PV Shade mit Schrittweiten von typisch 15 Minuten über ein Jahr simuliert werden. Die Ergebnisse in Abb. 12 zeigen die höchsten Jährlichen Erträge mit 13 Module, wenn nur zwei Optimizer (indMLPE – siehe Abb. 3) und das Shading-resistent Module, mit einer Bypassdiode an jeder Solarzelle (siehe Abb. 2). Es ist um 1.8% hoher im Vergleich zum Standardmodul und ohne Optimizer, da nur ein einfachem traditioneller hoch effizienter Wechselrichter (SINV in der Zeile der Tabelle) zum Einsatz kommt. Dabei spielt selbstverständlich der gewichtete Wechselrichterwirkungsgrad ebenfalls eine entscheidende Rolle.[7, 10] Eigentlich müsste der Kunde entscheiden, was ihm mehr zusagt. Mehr Ertrag oder eine robuste Lösung mit minimaler Wahrscheinlichkeit für einen Arbeitseinsatzes auf dem Dach in den nächsten 25 Jahren. Wenn jedoch die Variante ohne Optimizer nach Abb. 12 gewählt wird, kann mit einem verschattungstoleranten Modul mit vier Bypassdioden (Abb. 2 Mitte) die Ertragsminderung zum Maximum mit Optimizer, auf nur 0.8% reduziert werden. Werden im Vergleich zum Optimum nicht nur 2 Module mit Optimizer belegt sondern alle (allMLPE) dann sinkt sogar, wegen der zusätzlichen Verluste in den anderen 11 Optimizern der Jahresertrag um 0.6% ab.

In Abb. 12 ist zum Vergleich noch ein zweites PV-Dach Design analysiert worden, mit einem weiteren Modul hinter dem Schornstein, also auf der Nordseite. Da jetzt der Verschattungsgrad von 2% auf 3% erhöht wurde bringt der Einsatz der Optimizer deutlich höhere Mehrerträge relativ zum traditionellen String Inverter. [10]

Zu hoffen ist, dass bald auch kommerzielle Anbieter von PV-Planungssoftware ihre Jahresertrags Simulationen fit machen zur Feinanalysen der Jahreserträge bei Teilbeschattung. Obwohl diese Berechnung deutlich komplexer ist, als der Einsatz von nur String Inverter, sollte dies mit realistischen Verlustmodellen und schattentoleranten Modulen mit Abweichungen von deutlich weniger als 10% erfolgen, damit es dem Endkunden für die Entscheidungshilfe nützlich ist.

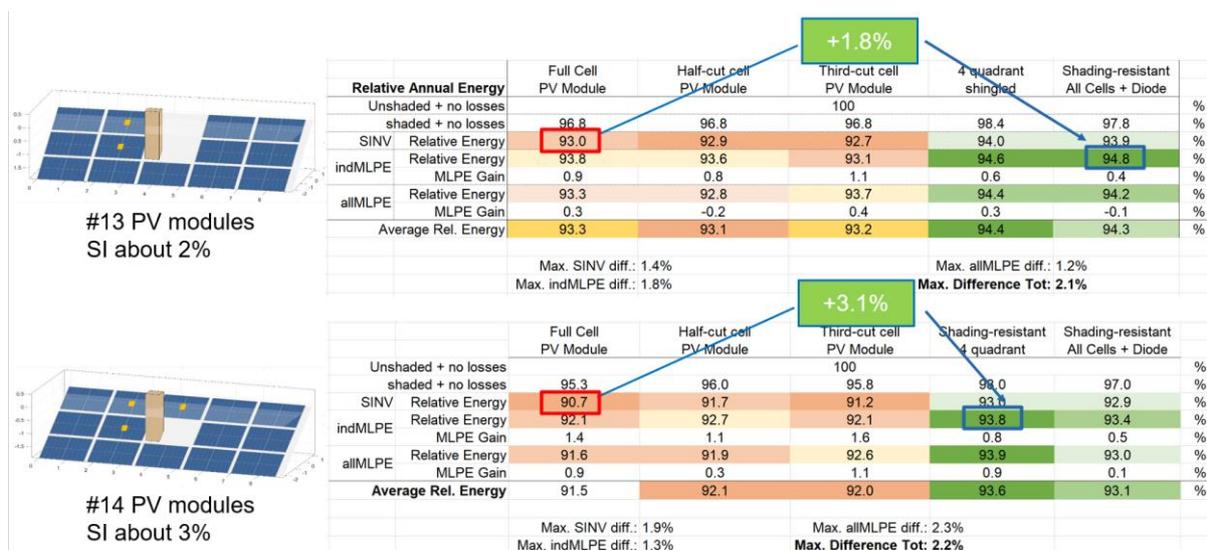


Abbildung 12: Nur wenn 13 Module in Serie geschaltet sind können.[10]

Im Rahmen der internationalen Arbeitsgruppe der IEA PVPS Task 13 wird noch im 2024 ein Report erstellt, mit einem langjährig erfahrenem zehnköpfigen Expertenteam das vom Autor dieses Beitrags koordiniert wird, zur Fragestellen der Performance von möglichen PV Systemen bei Teilbeschattung.[12]

Die ZHAW wird in diesem Jahr die Webseite ausbauen um Ergebnisse von Detailanalysen, bzw. Jahressimulation öffentlich für Planer bzw. Interessierte bereitzustellen.[15]

## 4 Referenzen

- [1] F. Baumgartner, e&i Jg. 112, H 10 (1995)
- [2] Bloomberg, Marktanalyse, <https://about.bnef.com/blog/global-pv-market-outlook-4q-2023/>, besucht am 31.1.2024
- [3] A. Jäger-Waldau: et al.: EPJ Photovoltaics 14, 23 (2023)
- [4] Allied Market Research, <https://www.alliedmarketresearch.com/power-optimizer-market-A16429> , besucht am 31.1.2024
- [5] F. Baumgartner, bulletin.ch 5 / 2021, S62, <https://youtu.be/yKz-zbxijFU>  
<https://www.zhaw.ch/en/about-us/person/bauf/>
- [6] F. Carigiet, C. Allenspach, F. Baumgartner, bulletin.ch 10 / 2022  
<https://www.bulletin.ch/de/news-detail/optimales-design-mit-oder-ohne-optimizer.html>
- [7] C. Allenspach, F. Carigiet, A. Bänziger, A. Schneider and F. Baumgartner, « Power Conditioner Efficiencies and Annual Performance Analyses with Partially Shaded Photovoltaic Generators Using Indoor Measurements and Shading Simulations», Wiley Solar RRL 2200596, [Online] DOI: doi.org/10.1002/solr.202200596 (2022).
- [8] C. Allenspach, master thesis, ZHAW IEFE, Switzerland 2023;  
[https://digitalcollection.zhaw.ch/bitstream/11475/27358/3/2023\\_Allenspach\\_Cyril\\_MSc\\_SoE.pdf](https://digitalcollection.zhaw.ch/bitstream/11475/27358/3/2023_Allenspach_Cyril_MSc_SoE.pdf)
- [9] R. Hollaus et. al., 1986, US 4 567 316, Patent Siemens
- [10] F. Baumgartner, EUPVSEC, Lisbon Sept 2023; <https://userarea.eupvsec.org/proceedings/>
- [11] " Maximizing photovoltaic system performance: Insights on partial shading and power electronics", <https://www.pv-magazine.com/2023/11/09/maximizing-photovoltaic-system-performance-insights-on-partial-shading-and-power-electronics/> (Aufgerufen 9.Nov, 2023).
- [12] F. Baumgartner et. al; Report T13 Shading (2024); <https://iea-pvps.org/research-tasks/>
- [13] F. Baumgartner, et.al., Schlussbericht BFE Forschungsreport EFPVSHADE, Dez 2023, No SI/502247-01; <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=71181&Load=true>
- [14] A. Widler, L. Baumann, ZHAW IEFE, Projektarbeit Dez. 2023
- [15] ZHAW Webseite zur Veranschaulichung der PVShade Zeitreihen Analysen von definierten PV Verschattungsszenarien (Es ersetzt nicht ein kommerzielles PV Planungstool)  
<https://srv-lab-t-579.zhaw.ch/#>