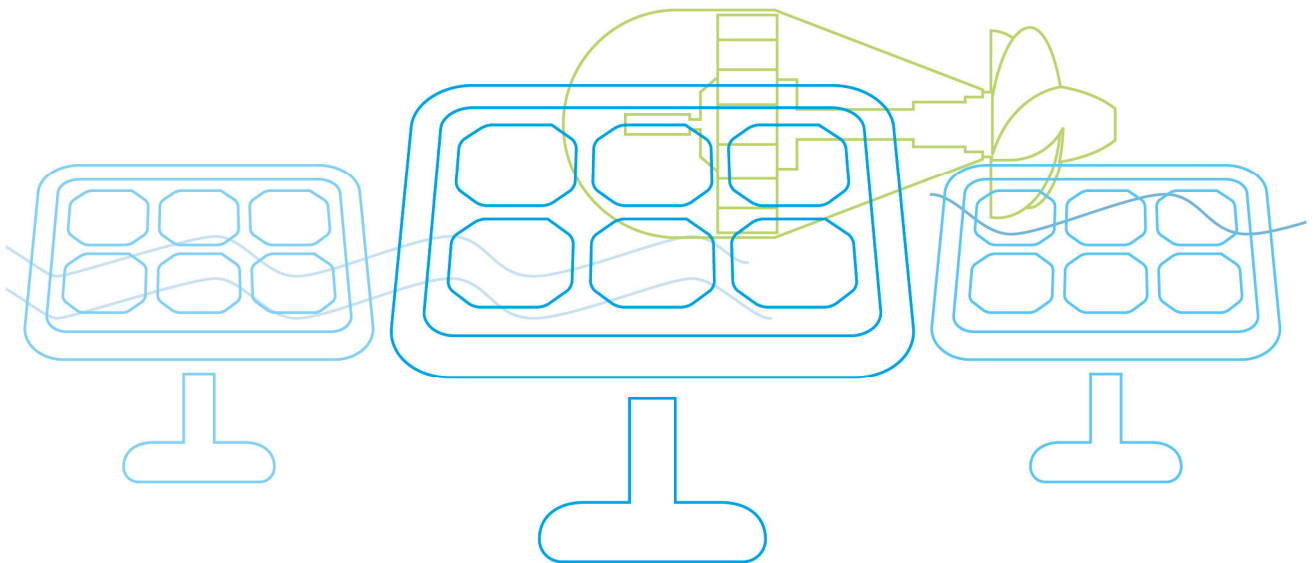




PVpro

Monitoring als Baustein der
Qualitätssicherung für Handwerk und
Kunden



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 „Neue Energien 2020“. 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

Kurzfassung.....	3
Abstract	4
1 Einleitung	5
1.1 Ausgangssituation	5
1.2 Zielsetzung	5
1.3 Methodik der im Projekt durchgeführten Arbeiten.....	6
2 Inhaltliche Darstellung	8
2.1 Standardisierte Systemlayouts von PV-Anlagen.....	8
2.1.1 Bestandsaufnahme der bisher in Österreich realisierten PV-Anlagen- und Monitoringkonzepte bei Herstellern	8
2.1.2 Definition von Kriterien zur Charakterisierung unter Berücksichtigung von Nutzern bzw. Anlagentypen.....	9
2.1.3 Erarbeitung standardisierter Systemlayouts.....	11
2.2 Mindeststandards für Monitoringkonzepte.....	14
2.2.1 Analyse über den Status Quo bei der Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen.....	14
2.2.2 Katalog von Mindestanforderungen an Monitoringkonzepte basierend auf der Nutzerbefragung.....	24
2.3 Expertenworkshops zur Standardisierung der Systemlayouts	27
2.4 Simulation der Gesamtlösungen.....	28
2.4.1 Analyse der Erhebungen sowie Ergebnisse der Simulation	28
2.4.2 Nennleistung des PV-Generators (kWp)	33
2.4.3 Messung der Einstrahlung in die Modulebene in kW/m ² bzw. kWh/m ²	34
2.4.4 Messung der Umgebungs- und Modultemperatur.....	36
2.4.5 Messung der elektrischen Größen auf der Gleichstromseite.....	36
2.4.6 Wechselrichter	36
2.4.7 Messung der elektrischen Größen auf der Wechselstromseite.....	37
2.4.8 Gegenüberstellung der Messunsicherheiten für das Monitoring	37
2.5 Ergebnisse der Simulation und Berechnung – Beispiel analytisches Monitoring	38
2.5.1 Anlagenkonzeption	38
2.5.2 Monitoringsystem.....	38
2.6 Monitoringkonzepte als Baustein zur Qualitätssicherung	41
2.7 Verbreitung der Ergebnisse	42
3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	44

3.1	Schlussfolgerungen zu den optimierten Standardsystemlayouts	44
3.2	Schlussfolgerungen über den Status Quo bei Monitoringsystemen	44
3.3	Schlussfolgerungen des Expertenworkshops	45
3.4	Schlussfolgerungen zur Anlagensimulation	46
4	Ausblick und Empfehlungen	47
5	Abbildungsverzeichnis	48
6	Tabellenverzeichnis	49

Kurzfassung

Momentan werden in Österreich kaum standardisierte Qualitätssicherungsmaßnahmen im Rahmen der Photovoltaik-Anlagenplanung eingesetzt. Für Endkunden bedeutet diese Tatsache „kundenspezifisch“ zusammengestellte Anlagen mit damit verbundenen höheren Investitionskosten sowie einer erhöhten Fehlerwahrscheinlichkeit in der Planung und Ausführung. Für die Datenerfassung gibt es eine Vielzahl an individuellen Systemen und Anbietern, die dem Konsumenten zwar unzählige Anwendungsmöglichkeiten bieten, jedoch aufgrund der Systemeigenschaften nicht universell einsetzbar sind. Im Projekt PVpro wurden daher vereinfachte Anlagenschemata samt passenden Monitoringsystemen entwickelt, die in Informationsbroschüren für Investoren und dem Handwerk verarbeitet wurden. Als gesamtheitliches Regelwerk wurde ein Leitfaden zur Qualitätssicherung erarbeitet, der dem Handwerk als Grundstein für eine umfassende Qualitätssicherungskette von der Planung, über die Auswahl von qualitativ hochwertigen Komponenten bis hin zu einer kostengünstigen und verlässlichen Funktions- und Ertragskontrolle dienen soll. Die Ergebnisse werden dazu beitragen, durch garantierte Qualität die Ertragssicherheit der Photovoltaikanlagen zu steigern und das Investitionsrisiko zu senken.

Abstract

At the moment hardly standardised quality assurance measures are used in Austria. This fact means for end customers „customized“ pv plants, with associated higher capital costs as well as an increased error margin in sizing and installation. For the data acquisition plenty of individual systems and offerers exist on the market. This gives innumerable application possibilities to the consumers; however the systems are not universally applicable due to their characteristics. In the project PVpro simplified plant layouts were developed including suitable monitoring systems, which were processed in information brochures for investors and craftsmen. As a collective set of guidelines for the quality assurance a manual was compiled, which should serve the craftsmen as a foundation for a comprehensive quality assurance chain from the planning of the components to an economical and reliable function and yield control. The project results will contribute to increase the guaranteed quality in the yield of photovoltaic plants and to lower the risk of investment.

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Um die umwelt- und wirtschaftspolitischen Ziele wie z.B. das Kyoto-Protokoll zu erreichen, muss die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energiequellen weiter an Bedeutung gewinnen - Speziell die Photovoltaik als universellste und eleganteste Art der Umwandlung von Solarstrahlung in elektrische Energie entwickelt sich seit über 10 Jahren mit Wachstumsraten von etwa 40% pro Jahr äußerst dynamisch. EPIA (European PV Industry Association) erwartet bis 2015 eine globale Photovoltaik-Leistung von 130 bis 200 Gigawatt (GW). Die österreichische PV Technologie-Roadmap¹ geht für Österreich von vergleichsweise konservativen 20% bis 2050 aus. Fakt ist, dass der gesamte Zubau der weltweit installierten PV-Gesamtleistung rund 40 GW Ende 2010 erreichte. Der Zubau im letzten Jahr alleine lag bei 16,6 GW.²

Die Qualität von PV-Anlagen wird daher in Zukunft einen beeinflussenden Faktor für den vermehrten Einsatz darstellen. Qualität wird durch mehrere Faktoren wie beispielsweise hohe Erträge, hohe Lebensdauer, optische Qualität, Ausbildung, Sicherheit und Anlagenüberwachung bestimmt. Für den optimalen Betrieb einer Photovoltaikanlage und damit auch für die Rendite ist entscheidend, nicht nur eine gute Planung und hochwertige Komponenten sondern auch eine automatisierte Betriebsüberwachung einzusetzen. Dies muss mit Hilfe eines wirkungsvollen Anlagenüberwachungssystems, möglichst ohne viel zusätzlichem Montage- oder auch finanziellem Aufwand, erfolgen.

Momentan werden in Österreich kaum entwickelte und wenig standardisierte Qualitätssicherungsmaßnahmen eingesetzt. Für Endkunden bedeutet diese Tatsache „kundenspezifisch“ zusammengestellte Anlagen mit damit verbundenen höheren Investitionskosten sowie einer erhöhten Fehlerwahrscheinlichkeit in der Planung und Ausführung. Anlagenüberwachung erfolgt derzeit mit Komponenten aus traditionellen und industriellen Anwendungen. Für die Datenerfassung gibt es eine Vielzahl an individuellen Systemen und Anbietern. Die unterschiedlichen Varianten bieten den Konsumenten zwar unzählige Anwendungsmöglichkeiten, jedoch sind die Systeme aufgrund der Eigenschaften nicht universell einsetzbar.

Im vorliegenden Projekt soll der Grundstein für eine umfassende Qualitätssicherungskette von der Planung, über die Auswahl von Komponenten bis hin zu einer kostengünstigen und verlässlichen Funktions- und Ertragskontrolle gelegt werden, was zurzeit bei einem Großteil der Anlagen weder vom Investor noch vom Handwerk bedacht wird.

1.2 Zielsetzung

Ziel des Projekts PVpro war es, ein Portfolio an Qualitätssicherungsstrategien mit Hilfe vereinfachter, leicht handhabbarer und standardisierter Funktions- und Ertragskontrollen zu erarbeiten bzw. weiterzuentwickeln. Wesentliche Teilziele waren daher:

¹ Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich, Fechner et. al, 2007. http://www.energiesderzukunft.at/edz_pdf/0728_pv-roadmap.pdf

² 2015 global market outlook, for photovoltaics until 2015, EPIA. 2012

- Definition von Kriterien zur Systemcharakterisierung im Hinblick auf den Einsatz unterschiedlicher Monitoringkonzepte
- Definition von Mindestanforderungen an das Monitoring (laufende Funktionsüberwachung und Ertragskontrolle) bei Photovoltaikanlagen
- Erstellung eines Leitfadens zur Planung und Installation von Qualitätssicherungsmaßnahmen sowie einer Broschüre für die zukünftige Unterstützung von Kunden und Investoren.

1.3 Methodik der im Projekt durchgeführten Arbeiten

Methodisch wurden mittels einer Stakeholderbefragung, einer Evaluierung bestehender Monitoringsysteme sowie eines Workshops optimierte Systemlayouts entwickelt sowie deren Auswirkung auf Anlagenperformance und -monitoring, die anschließend evaluiert wurden. Folgende methodischen Detailschritte wurden dabei durchlaufen:

- Recherche der am Markt zur Verfügung stehenden Technologien
- Analyse ausgesuchter realisierter Konzepte
- Evaluierung im Rahmen von Expertenworkshops
- Analyse der Gesamtlösungen
- Entwicklung eines praxisnahen Leitfadens für die Planung und Installation eines effizienten Monitorings sowie die Herausgabe von Empfehlungen für Hersteller

Das Projekt PVpro lief über 32 Monate und gliederte sich in 7 Arbeitspakete. Das erste Arbeitspaket beschäftigte sich mit dem Projektmanagement. Die Arbeitspakete 2 bis 5 hatten die Funktions- und Ertragskontrolle sowie die Systemcharakterisierung von Photovoltaikanlagen zum Thema. Das Arbeitspaket 6 beschäftigte sich mit der Unterstützung und Qualitätssicherung des Handwerks, Betreiber und künftiger Investoren. Arbeitspaket 7 widmete sich der Verbreitung der erarbeiteten Ergebnisse.

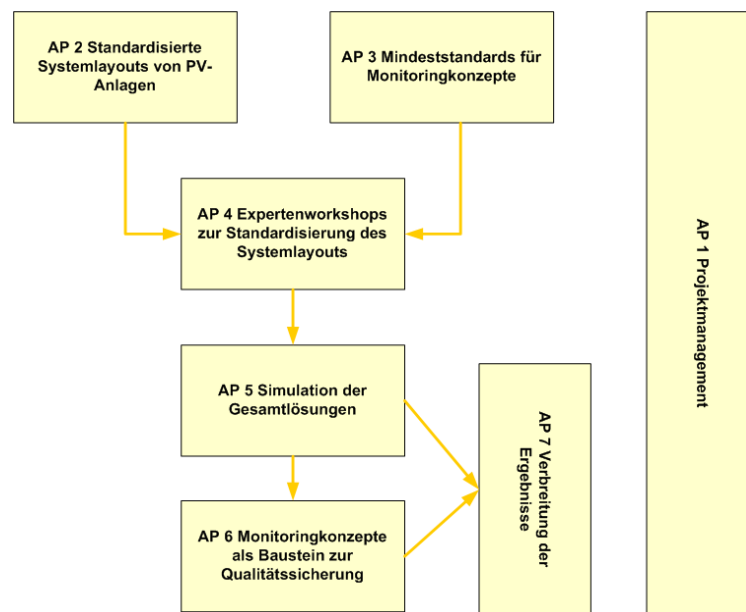


Abbildung 1: PVpro PAP

2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Standardisierte Systemlayouts von PV-Anlagen

Anhand bereits realisierter Anlagenkonzepte in Österreich wurden Kriterien zur Standardisierung der Systemlayouts erarbeitet. Im Zuge interner Projektmeetings wurde eine Vordefinition von Anlagentypen sowie Anlagenbetreibern getroffen. Die angestrebte Reduktion der Komplexität unterstützt die Entwicklung und Anwendung von allgemein gültigen Monitoringkonzepten.

2.1.1 Bestandsaufnahme der bisher in Österreich realisierten PV-Anlagen- und Monitoringkonzepte bei Herstellern

Eine Zusammenfassung repräsentativer, realisierter Anlagenbeispiele wurde erarbeitet. Hierzu wurden 7 PV-Anlagen mit unterschiedlicher Leistung, örtlichen Begebenheiten und Nutzung analysiert. Die analysierten Projekte waren:

- Schiestlhaus (Hybridsystem im Gebirge)
- MPreis (Kaufhaus)
- Trop (Möbelmarkt)
- Sol4 (Passivbürogebäude)
- Energybase (Büro- und Lehrgebäude)
- Technisches Museum Wien
- Kufstein (SDC)

Bei den Projekten wurden folgende Daten analysiert und verglichen:

- Anwendung
- Leistung
- Module (Typ)
- Wechselrichter (Typ, Funktion)
- Messsystem (Aufbau, Komponenten, Funktionsweise)
- Messdaten / -größen

Anhand des Anlagenvergleichs konnten nachfolgende Kernaussagen getroffen werden:

- Derzeit gibt es am Markt viele herstellerspezifische Lösungen
- Leider keine einheitliche Möglichkeit der Einbindung / Datenanbindung (Verwendung unterschiedlicher Sensorik, Datenkabel / -protokolle und Übertragung)
- Keine Möglichkeit einheitliche Aussagen zum Anlagenzustand zu treffen, daher auch keine standardisierte Auswertung

- Zum Teil Verwendung von wenig benutzerfreundlichen Messsystemen; Probleme daher vor allem für Endkunden

Basierend auf den Ergebnissen der Bestandsaufnahme wurden vom Konsortium Anlagentypen mit dazu passenden Messpunkten definiert.

2.1.2 Definition von Kriterien zur Charakterisierung unter Berücksichtigung von Nutzern bzw. Anlagentypen

Für die Charakterisierung der Systemlayouts wurden folgende Rahmenbedingungen definiert:

- Anlagentypen (von typischen Kleinanlagen bis zur Konfiguration mittlerer und großer Anlagen)
- Nutzertypen (die sich durch ihre Interessen an der Anlage unterscheiden)
- Definition wichtiger Messparameter (in Abhängigkeit von der Anlagenkonfiguration und dem Nutzerinteressen)

2.1.2.1 Anlagentypen

Als Kleinanlage werden Anlagen für Ein- und Mehrfamilienhäuser bis zu einer Nennleistung von maximal 10 kWp, bezeichnet. Großanlagen sind Anlagen in gewerblicher oder industrieller Verwendung, die meist auf dem Dach angebracht werden. Die Leistungen können zwischen 10 kWp und einigen 100 kWp schwanken. Freiflächenanlagen im Leistungsbereich von 1000 kWp und mehr gibt es in Österreich bisher nur sehr wenige.

2.1.2.2 Nutzertypen

Das Nutzerverhalten und Interesse, das die Zielgruppen an der Photovoltaik besitzen, ist sehr unterschiedlich. Es können Faktoren wie beispielsweise die Investitionssicherheit, Betriebssicherheit, Erfahrungsgewinn, technisches Interesse oder Anlagensicherheit ausschlaggebend sein.

Für die Charakterisierung der Systemlayouts wurden folgende Interessens- bzw. Nutzergruppen definiert:



- Anlagenbetreiber: Bei dieser Gruppe handelt es sich sowohl um private als auch gewerbliche Anlagenbetreiber. Diese Gruppe kennzeichnet, dass sie nur am sicheren Betrieb und dem Energieertrag interessiert sind.

- Anlagenbetreiber mit technischem bzw. ökologischem Hintergrund: Diese Gruppe interessiert sich im Gegensatz zu „normalen“ Anlagenbetreibern auch für technische Details, wodurch sich die geforderten Messpunkte verändern.
- Planer und Installateure: Diese Gruppe lernt aus Messergebnissen und kann so das Verhalten und Zusammenspiel der unterschiedlichen Komponenten bewerten. Aus diesem Grund hat diese Gruppe erhöhte Ansprüche an den Umfang und die Qualität der Messungen.
- Investoren: Investoren wollen eine Betriebs- und Ertragsüberwachung. Sie besitzen in den meisten Fällen kein Interesse an technischen Details.

2.1.2.3 Definition wichtiger Messparameter

Für die Systemlayouts wurden Messpunkte sowie einige -Parameter definiert, welche die Umgebungsbedingungen betreffen.

Diese wären:

- Einstrahlung horizontal
- Einstrahlung Modulebene
- Modultemperatur
- Umgebungstemperatur
- Windgeschwindigkeit

Die Erfassung der horizontalen Einstrahlung erlaubt den direkten Vergleich mit meteorologischen Datenbeständen (von Satelliten und

Messstationen wie z.B. von der ZAMG, der Zentralanstalt für Meteorologie), was zur Vergleichszwecken sehr interessant ist.

Die Messung der Einstrahlung auf die Modulebene lässt auf den anlagenspezifisch höchstmöglichen Ertrag schließen und ist nach der Anlageninstallation eine maßgebliche Referenz, ohne der nur wesentlich unschärfere Aussagen zur Anlagenperformance getroffen werden können.

Die Modultemperatur ist eine wichtige Messgröße, da mit dieser Größe eine Ermittlung der temperaturabhängigen Verluste stattfinden kann. Die Module verringern ihre Leistung bei steigender Temperatur und erhöhen diese bei sinkender Temperatur. Bei Rekordtieftemperaturen ab -20°C besteht, abhängig von der Anlagenauslegung, unter Umständen ein Zerstörungsrisiko für den Wechselrichter, welches durch eine Temperaturmessung erkannt werden kann. Daher ist eine Referenztemperaturmessung ein wichtiger Parameter für die Anlagenqualität.

Die Umgebungstemperatur ist in Zusammenhang mit der Modultemperatur interessant, da sie einen Aufschluss über die Entwicklung der Modultemperatur gibt. In den meisten Fällen sollte aber eine Messung der Modultemperatur ausreichen.

Windgeschwindigkeitsmessungen können aus zwei Gründen interessant sein: Einerseits als Faktor für die Temperatur der Module – je höher die Windgeschwindigkeit ist, desto besser können die Module gekühlt werden und der Ertrag steigt – andererseits können im Laufe der Zeit maximale Windgeschwindigkeiten aufgezeichnet und die Gefahr der Anlagenzerstörung durch abhebbende Module eingeschätzt werden. Maßnahmen zum Schutz der Module sind z.B.: das Anbringen eines

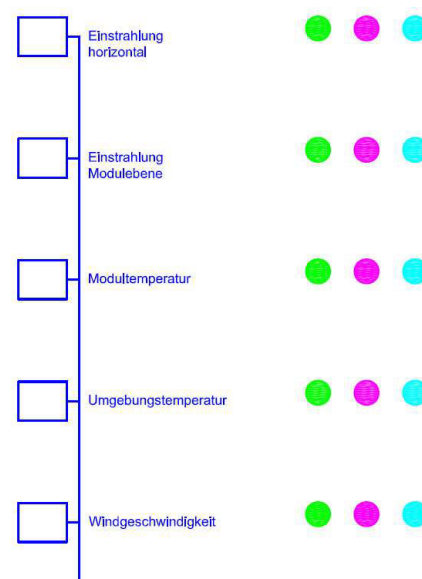


Abbildung 2: Definition wichtiger Messparameter

Windschotts hinter den Modulen oder eine flachere Neigung der Aufständerung. Weiters wird eine Windmessung für nachgeführte Systeme benötigt, da diese statisch nur bis zu einer Grenzgeschwindigkeit ausgelegt sind und im Fall von hohen Windgeschwindigkeiten ihren Anstellwinkel verringern, um möglichst wenig Fläche der Strömung auszusetzen.

Weitere Messwerte, auf die bei einer Anlagenüberwachung nicht verzichtet werden sollte, werden bei den erarbeiteten Systemlayouts im folgenden Abschnitt erklärt.

2.1.3 Erarbeitung standardisierter Systemlayouts

Anhand bereits realisierter Photovoltaikanlagen in Europa wurden verschiedene Grundlayouts erstellt. Die erarbeiteten Systemlayouts unterscheiden sich in den Anforderungen der Kunden, dem Anlagenaufbau sowie der Komplexität. Nachfolgend wird ein repräsentatives Systemlayout für eine Kleinanlage sowie eine Großanlage aus den 11 optimierten Systemlayouts erläutert. Die jeweiligen Messpunkte wurden tabellarisch mit den dazugehörigen Messwerten aufgezählt. Anhand der farbigen Punkte kann das unterschiedliche Interesse an den Messwerten der einzelnen Nutzergruppen erkannt werden.

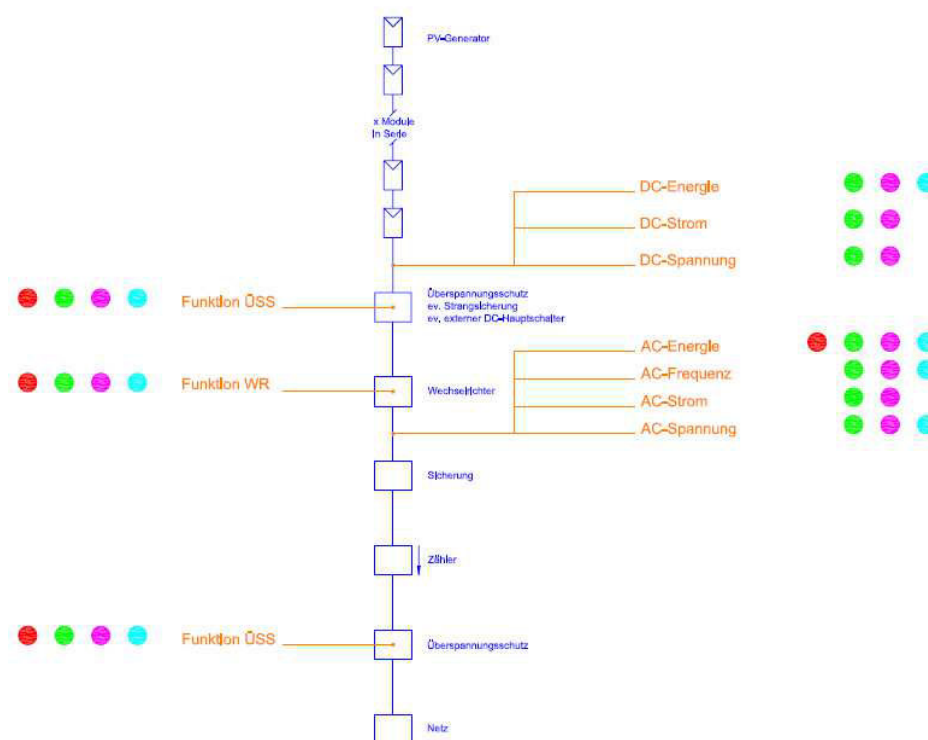


Abbildung 3: System Kleinanlage, 1 Strang

Messpunkt	Messwert			
Modulstrang (DC)	Energie	Strom	Spannung	
Überspannungsschutz (DC)	Funktion			
Wechselrichter	Funktion			
Wechselrichterstrang (AC)	Energie	Strom	Spannung	Frequenz
Überspannungsschutz (AC)	Funktion			

Tabelle 1: System Kleinanlage, 1 Strang

Neue Energien 2020 - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft

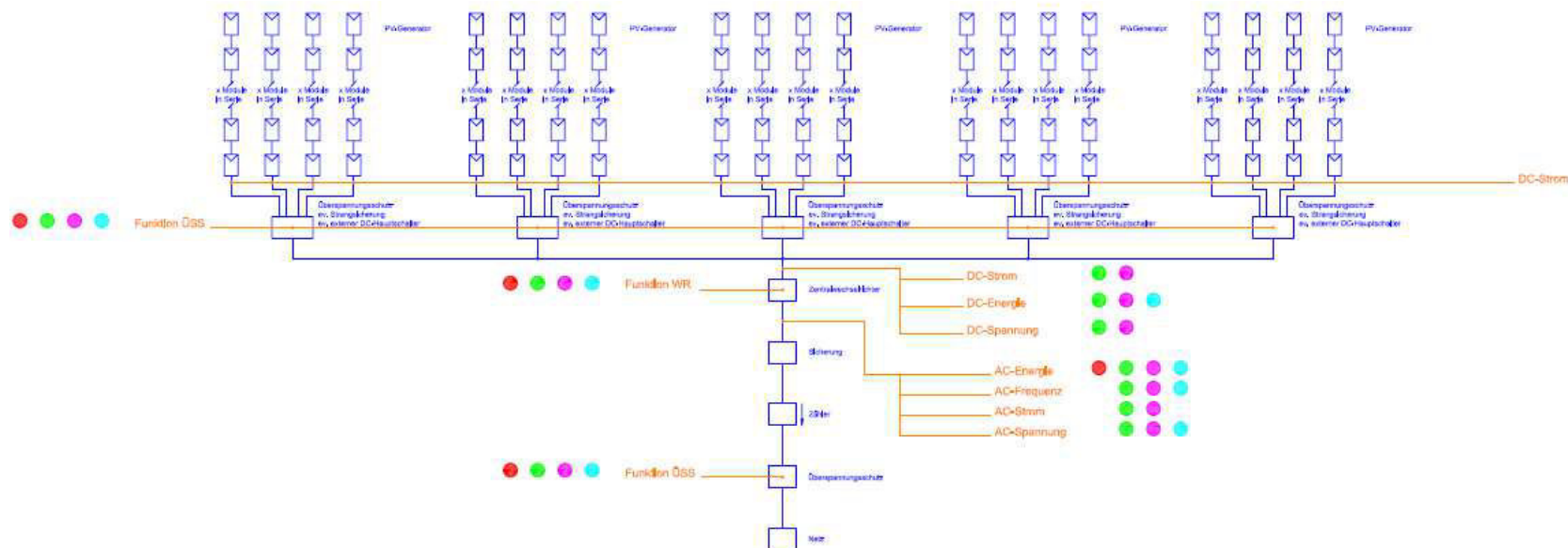


Abbildung 4 System: Großanlage, mehrere (5) Generatoranschlusskästen mit je mehreren (4) Strängen, ein zentraler Wechselrichter

Messpunkt	Messwert			
Modulstrang (DC)	Strom			
Überspannungsschutz (DC) je Generatoranschlusskasten	Funktion			
Wechselrichterstrang (DC)	Energie	Strom	Spannung	
Wechselrichter	Funktion			
Wechselrichterstrang (AC)	Energie	Strom	Spannung	Frequenz
Überspannungsschutz (AC)	Funktion			

Tabelle 2: Großanlage, mehrere Generatoranschlusskästen mit je mehreren Strängen, ein zentraler Wechselrichter

2.2 Mindeststandards für Monitoringkonzepte

Ziel war es, einerseits den Stand der Technik im Bereich Monitoringsysteme für Photovoltaikanlagen aufzuzeigen und andererseits die Ansprüche an ein Anlagenmonitoring für die unterschiedlichen Nutzergruppen zu evaluieren. Dazu wurden im Rahmen einer Recherche die Ansprüche an den Umfang und die Qualität der Messdaten erhoben. Eine Befragung unter den Nutzergruppen „Planer und Installateure“, „Kunden“ und „Investoren“ gab erste Aufschlüsse über die Ansprüche der unterschiedlichen Zielgruppen.

2.2.1 Analyse über den Status Quo bei der Qualitätssicherung von Photovoltaikanlagen

Eine Analyse des Status quo über die Qualitätssicherung bei Photovoltaikanlagen wurde durchgeführt. Um Aussagen über notwendige Messwerte treffen zu können, wurden Ergebnisse diverser Studien herangezogen. Somit konnten Kennwerte in wissenschaftlicher und praktischer Hinsicht definiert werden.

2.2.1.1 Monitoring für Photovoltaikanlagen - Grundlagen

Die Aufgabe eines Monitorings ist es, den gegenwärtigen Status und die Funktion der Photovoltaikanlage zu überwachen. Generell lässt sich diese Überwachung in zwei Bereiche gliedern: Einerseits eine Überprüfung der grundsätzlichen Funktionsfähigkeit der Anlage, andererseits eine Bewertung der momentanen Leistung in Bezug auf die theoretisch mögliche Leistung³. Der erste Punkt ist relativ einfach zu bewerkstelligen:

Die meisten verfügbaren Wechselrichter messen die Ausgangsleistung der Module und können so einen Ausfall der Anlage registrieren. Da Anlagenbetreiber meist nicht täglich die Zahl der Kilowattstunden auf der Anzeige des Wechselrichters überprüfen, ist es sinnvoll diesem die Möglichkeit zu geben, den Betreiber der Anlage zu alarmieren. Die verfügbaren Alarmierungsmethoden reichen von einfachen akustischen Signalen bis zu Meldungen per Email oder SMS. Meist werden diese Methoden von den Herstellern der Wechselrichter in ihre Produkte integriert oder es sind entsprechende Erweiterungen verfügbar.

Weitaus anspruchsvoller ist es dagegen, Teilausfälle oder Ertragseinbußen zu registrieren. Ursachen für Ertragseinbußen können Teilverschattungen, Verschmutzungen oder defekte Module sein. Da Module oft auf dem Dach montiert und daher schwer einsehbar sind, ist eine Sichtprüfung nicht immer möglich. Daher bietet es sich auch hier an, die vom Wechselrichter aufgezeichneten Daten zu nutzen. Das Ablesen des Wechselrichters reicht in diesen Fällen meist nicht aus – außer der Betreiber verfügt über viel Erfahrung und kann Mindererträge aus den erzeugten und abgelesenen Kilowattstunden erkennen. Sinnvoller ist in diesem Fall der Bezug auf Vergleichs- und Referenzwerte.

³ Quelle: DGS, Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 2008

Die Schwierigkeit besteht hier in der Auswahl und Beschaffung dieser Referenzwerte. Eine Möglichkeit wäre es, eine so genannte Referenzzelle zusammen mit den Modulen zu montieren. Diese Zelle ist ein kleines, geeichtes PV-Modul, welches Umgebungsdaten wie momentane Einstrahlung und die Temperatur der Module misst. Oft ist auch der Anschluss zusätzlicher Sensoren wie Windgeschwindigkeitsmesser möglich. Durch die Auswertung dieser Daten lässt sich auf die theoretisch mögliche Einstrahlung schließen.

In Deutschland bestehen einige Onlineplattformen, auf denen große Mengen an Daten von PV-Anlagen veröffentlicht werden. Der Anlagenbetreiber hat die Möglichkeit, durch Vergleich der Daten mit denen der eigenen Anlage Mindererträge zu erkennen. Je größer die Menge und damit Auswahl verfügbarer Daten ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, die Daten einer Anlage in geographischer Nähe zu finden, welche geeignete Schlüsse auf die eigenen Erträge zulässt.

Teilnehmer des Projektes *PV-Sat*, welches von der EU gefördert wird, können auf Wetterdaten zugreifen, die von einem Wettersatelliten aufgezeichnet und übermittelt werden. Einige Hersteller von Monitoringsystemen bieten ebenfalls Satellitendaten zum Vergleich an.

Die Daten der eigenen Anlage können von einem Datenlogger gespeichert werden und sind in Abhängigkeit vom gewählten Monitoringsystem auf dem eigenen Computer oder auf einer Internetplattform einzusehen bzw. auszuwerten. Sowohl Datenlogger als auch eine passende Internetplattform werden meist vom Wechselrichterhersteller zur Verfügung gestellt.

In diesem Bericht werden einige Varianten vorgestellt, welche sich durch ihre Komplexität und ihren Komfort unterscheiden. Es handelt sich hierbei um gängige Schemata, welche in dieser oder ähnlicher Form von fast jedem Wechselrichterhersteller bzw. Anbieter von Monitoringsystemen zur Verfügung gestellt werden.

2.2.1.2 Monitoring im wissenschaftlichen Umfeld

Ispra-Guidelines: Zusammenfassung

Im Jahr 1995 wurde im *Joint Research Center* der *Europäischen Kommission* ein Workshop abgehalten, welcher sich mit dem Monitoring von Photovoltaikanlagen beschäftigte. Ziel des *Joint Research Center* war es, Betriebsdaten unterschiedlicher Anlagen zu sammeln und zu überprüfen, ob die Anforderungen an die Planung erfüllt wurden. Außerdem wurde eine Datenbank mit Anlagendaten erstellt, die bei der Potentialanalyse und der Verbesserung von Photovoltaikanlagen helfen sollte. Ergebnis dieses Workshops waren die *Ispra-Guidelines*, die das Monitoring an sich, aber auch die Aufbereitung der gesammelten Daten beschreiben.

Wissenschaftliches Monitoring

Abhängig von der Anlagengröße empfehlen die *Ispra-Guidelines* zwei unterschiedlich genaue Monitoringkonzepte: Bis zu einer Anlagengröße von 5 kWp wird das *globale Monitoring*, ab 5 kWp das *analytische Monitoring* durchgeführt. Die *Ispra-Guidelines* gehen davon aus, dass das komplette Monitoring nur über einen begrenzten Zeitraum (z.B.: 2 Jahre) ausgeführt wird. Danach wird nur noch ein minimales Monitoring, bestehend aus zum Beispiel Sichtkontrollen der Module und manuellen Ertragsüberprüfungen, empfohlen.

Analytisches Monitoring

Das *analytische Monitoring*, für Anlagen über 5 kWp wird automatisiert mittels eines Computers oder Datenloggers durchgeführt. Die Daten sollen alle Stunden aufgenommen werden, falls die Minutenwerte gemittelt werden können. Das ist dann der Fall, wenn im Zeitraum der Messung keine Extremwerte auftreten und somit die Stundenwerte ein aussagekräftiges Ergebnis liefern. Falls eine Mittelwertbildung nicht möglich ist, sollen die Werte alle 10 Minuten aufgenommen werden. Außerdem wird ein Backupsystem empfohlen, welches die wichtigsten Energieströme misst. Dieses System dient als Ausfallsicherung des gesamten Monitorings und kann auch nach Ablauf der oben genannten Zeit des gesamten Monitorings in Betrieb bleiben.

- Solare Einstrahlung G_I : die solare Einstrahlung beschreibt die Energie, welche von der Sonne zur Verfügung gestellt wird. Sie wird zur Berechnung oder Abschätzung der theoretisch umwandelbaren elektrischen Energie herangezogen.
- Elektrischer Energieverbrauch E_L : dies ist jene Energie, welche vom System selbst verbraucht wird – sozusagen ein Teil der Verlustenergie.
- An das EVU gelieferte Energie E_{TU} : ist die Energiemenge, welche an das Energieversorgungsunternehmen geliefert wird und für die eine Einspeisevergütung bezogen werden kann.
- Vom EVU bezogene Energie E_{FU} : ist die Energiemenge, welche für den Eigenverbrauch vom Energieversorgungsunternehmen zugekauft wird.

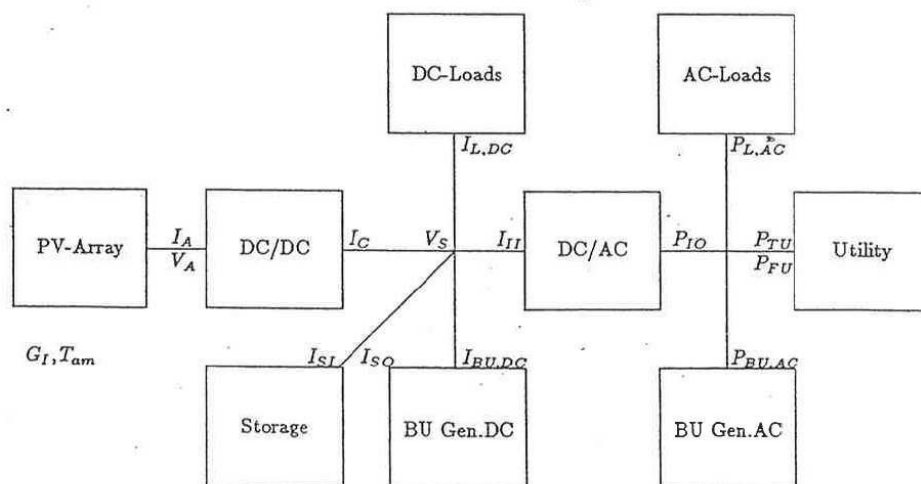


Abbildung 5: Leistungsflussdiagramm des analytischen Monitorings (Quelle: Blaesser, Munro, 1995)

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Aufstellung der gemessenen Größen des analytischen Monitorings. Die Erklärung der jeweiligen Parameter beschreibt den Nutzen der Messwerte für den Anlagenbetreiber.

Parameter	Symbol	Einheit	Erklärung / Nutzen
Globalstrahlung	G_I	W/m^2	Misst die Leistung der Sonnenstrahlung. Zusammen mit der Umgebungstemperatur und der Ausgangsspannung kann die momentane Effizienz der Module ermittelt werden.
Umgebungs- Temperatur	T_{am}	$^{\circ}C$	Die Umgebungstemperatur trägt zur Veränderung der Modultemperatur bei. Dies jedoch nur zu einem kleinen Teil, da die Temperaturänderung noch von anderen Faktoren abhängig ist. Die Temperatur steigt abhängig davon wo das Modul montiert bzw. wie es gestaltet ist. Jedes kristalline Solar-Modul verändert temperaturabhängig seine Leistung. Je heißer es wird, umso stärker sinkt diese. Bei einer Abweichung von $25^{\circ}C$, dieser Wert entspricht den Standardtestbedingungen, kann mit dem Temperaturfaktor – laut Hersteller [%/K] – der temperaturabhängige Minderertrag berechnet werden. Zu dieser Berechnung wird der Temperaturwert benötigt. Der Anlagenbetreiber ist so in der Lage herauszufinden, welcher Teil der theoretischen Maximalleistung aufgrund der Temperaturerhöhung verloren geht.
Ausgangsspannung des Modulfeldes	V_A	V	Spannung, die am Modulfeld anliegt.
Ausgangsstrom des Modulfeldes	I_A	A	Strom, der vom Modulfeld fließt. Zusammen mit V_A lässt sich die Ausgangsleistung berechnen. Unter Berücksichtigung der Einstrahlung, der Wärmeverluste und der Leitungsverluste kann die momentane Effizienz der Module berechnet werden. Im Vergleich mit dem Wirkungsgrad laut Modulhersteller, lässt sich die Größe der nichtidentifizierbaren Verluste, z.B.: durch Verschattung, Montage- und Planungsfehler, ermitteln.
Ausgangsstrom DC/DC Wandler	I_C	A	Strom, der vom Ausgang des DC/DC Wandlers fließt. Im Vergleich mit I_A können die Verluste, welche der DC/DC Wandler und eventuell angeschlossene Messgeräte verursachen, ermittelt werden.
Eingangsstrom in Batterie	I_{SI}	A	Strom, welcher zur Ladung der Batterie zur Verfügung steht. Bei einem Wert größer 0 wird die Batterie geladen.
Ausgangsstrom von Batterie	I_{SO}	A	Strom, der von der Batterie zu Verfügung gestellt wird. Bei einem Wert größer 0 wird die Batterie entladen und

Parameter	Symbol	Einheit	Erklärung / Nutzen
			liefert Strom. Zusammen mit I_{SI} und einer Zeitmessung kann, unter Berücksichtigung der Batteriekapazität, der aktuelle Ladezustand der Batterie ermittelt werden.
Batteriespannung	V_S	V	Spannung an den Klemmen der Batterie. Die Abweichung von V_S bei vollem Ladezustand von ihrer Nennspannung, gibt Aufschluss über die restliche Batterielebensdauer.
Eingangsstrom DC Lasten	$I_{L,DC}$	A	Strom, der für Gleichstromverbraucher verwendet wird. Da V_S auch die Eingangsspannung der Gleichstromverbraucher ist, kann mit $I_{L,DC}$ die momentane Leistung der Gleichstromverbraucher ermittelt werden. Bei gleichzeitiger Zeitmessung kann der Verbrauch der DC - Lasten ermittelt werden.
Eingangsstrom Wechselrichter	I_{II}	A	Strom, der in den Wechselrichter fließt und in Wechselstrom umgewandelt wird. Mit V_S kann die momentane Eingangsleistung berechnet werden.
Ausgangsleistung Wechselrichter	P_{IO}	kW	Gesamte, umgewandelte Wechselstromleistung. Durch die Multiplikation von I_{II} und V_S lässt sich im Vergleich mit P_{IO} der momentane Wechselrichterwirkungsgrad bestimmen.
Eingangsleistung AC Lasten	$P_{L,AC}$	kW	Leistung, die für Wechselstromverbraucher verwendet wird. Bei gleichzeitiger Zeitmessung kann der Verbrauch der AC - Lasten ermittelt werden.
Eingangsleistung öffentliches Netz	P_{TU}	kW	Leistung, die an das öffentliche Netz abgegeben wird. In Verbindung mit einer Zeitmessung stellt diese Messung den Einspeisezähler dar.
Ausgangsleistung öffentliches Netz	P_{FU}	kW	Leistung, die vom öffentlichen Netz bezogen wird. In Verbindung mit einer Zeitmessung stellt diese Messung den üblichen Bezugszähler dar.
Ausgangsleistung AC Hilfsgenerator	$P_{BU,AC}$	kW	Leistung, die von einem Hilfsgenerator zur Verfügung gestellt wird. Zusammen mit P_{TU} und $I_{BU,DC}$, multipliziert mit V_S , kann der energetische Deckungsgrad der PV-Anlage ermittelt werden.
Ausgangsstrom DC Hilfsgenerator	$I_{BU,DC}$	A	Gleichstrom, der von einem Hilfsgenerator zur Verfügung gestellt wird. Mit V_S und P_{TU} kann der energetische Deckungsgrad der Anlage ermittelt werden.

Parameter	Symbol	Einheit	Erklärung / Nutzen
Nichtverfügbarkeit der Ausgangsleistung	t_{NAV}	H	Zeit, in der die Anlage keinen Ertrag gebracht hat. Je geringer dieser Wert, umso höher ist die Ausfallsicherheit der Anlage.

Tabelle 3: Messdaten analytisches Monitoring

Anmerkungen

Alle Messdaten sind stündliche Summen oder Mittelwerte. Die Umgebungstemperatur soll mit einer Genauigkeit von $\pm 2^{\circ}\text{C}$ gemessen werden, alle elektrischen Daten mit einer Genauigkeit von $\pm 2\%$. Die Energie, welche vom Monitoring-System verbraucht wird, soll als externe Last, nicht als interner Verlust eingerechnet werden.

2.2.1.3 Globales Monitoring

Das in den *Ispra-Guidelines* empfohlene *globale Monitoring* wird nicht automatisiert durchgeführt. Das bedeutet, dass z.B.: die Momentanleistung vom Wechselrichterdisplay abgelesen und notiert werden muss. Die zeitlichen Abstände der Messungen dürfen nicht größer als ein Monat sein, sollten aber besser im Bereich eines Tages oder einer Woche liegen. Die folgende Tabelle zeigt die aufgenommenen Messwerte.

Parameter	Symbol	Einheit	Erklärung
Einstrahlung auf Modulebene	H_I	Wh/m^2	Energie, die auf die Modulfläche auftrifft
Theoretische Ausgangsenergie des Modulfeldes	E_P	kWh	Mit Wirkungsgraden und Verlusten ermittelte Ausgangsenergie
Ausgangsenergie des Modulfeldes	E_A	kWh	Tatsächliche Ausgangsenergie
Eingangsenergie Lasten	E_L	kWh	Energie, die für den eigenen Verbrauch benötigt wird.
Eingangsenergie öffentliches Netz	E_{TU}	kWh	Energie, die an das öffentliche Netz abgegeben wird.
Ausgangsenergie öffentliches Netz	E_{FU}	kWh	Energie, die vom öffentlichen Netz bezogen wird.
Ausgangsenergie Hilfsgenerator	E_{BU}	kWh	Energie, die von einem Hilfsgenerator zur Verfügung gestellt wird
Nichtverfügbarkeit der Ausgangsleistung	t_{NAV}	H	Zeit in der die Anlage keinen Ertrag gebracht hat

Tabelle 4: Messdaten globales Monitoring

Anmerkungen

Der Nutzen der Messwerte ähnelt dem der Messwerte des analytischen Monitorings. Die Verknüpfung der Leistungsmessung mit der Zeitmessung ist hier allerdings schon durchgeführt; $\text{Energie} = \text{Leistung} \times \text{Zeit}$.

Die Messwerte sind Energiemengen, welche mit Zählern aufgezeichnet werden können. Der am Zähler ablesbare Wert wird stets mit dem Vorwert addiert und erlaubt die Ermittlung der Energie-Summen über die gewählte Messperiode.

Die theoretische Ausgangsenergie des Modulfeldes beschreibt die Energie, welche sich aus der Einstrahlung und den Modulwirkungsgraden errechnen lässt und stellt so einen Maximalwert unter gegebenen Einstrahlungsbedingungen dar.

Alle elektrischen Daten sollen mit einer Genauigkeit von $\pm 5\%$ gemessen werden.

2.2.1.4 Neue, internationale Guidelines

In letzter Zeit wurde aufgrund der Arbeiten im FP7 PERFORMANCE Projekt ein Update der Monitoring Guidelines publiziert. Die überarbeiteten Monitoring Guidelines geben Hinweise darüber, wie gemessen werden soll, was gemessen werden soll und wie oft. Die überarbeiteten Richtlinien stellen Informationen zur Verfügung, welche Parameter gemessen werden sollten, wie sie gemessen werden und für welche Dauer. Zusätzlich gibt es sinnvolle Hinweise zur Messwertanalyse, um mögliche Probleme zu identifizieren. Die Geschwindigkeit, mit der ein Problem identifiziert werden kann, hängt vom Detailierungsgrad der Messung ab. Ein Fragebogen zum Thema Monitoring ist auf der Webseite⁴ des JRC in Ispra verfügbar. Dabei werden in einem Formular, s. folgende Abbildung, Fragen/Daten zur Anlage eingegeben und ein entsprechendes, daran angepasstes pdf-Dokument erstellt und ausgegeben.

⁴ http://re.jrc.ec.europa.eu/esti/highlights_events/sys_monitoring_guidelines_en.htm



Monitoring Guidelines for Photovoltaic Systems



This web site was set up as part of the **PERFORMANCE** project funded by the European Commission 6th Framework Programme, Contract No: SES-019718.

Welcome to the European Photovoltaic System Monitoring Guidelines: You are requested to answer the questions below on your PV system. Your responses will allow the relevant parts of the guidelines to be presented without giving unnecessary information that applies to other system types.

Please make sure that you answer all the questions that are accessible and then click on Go to Guidelines.

NOTE: This is version 1 of the online Monitoring Guidelines. We are therefore very interested in feedback from users. Comments and suggestions are most welcome, and these should be sent to:
Thomas.Huld(at)jrc.ec.europa.eu.

PLANT/SYSTEM NAME: PVpro	
MONITORING DATE: 2009-2011	
LOCATION: Vienna	
HELP	
GENERAL QUESTIONS:	
1. What is your interest relating to PV system monitoring?	System user
Comment: The guidelines will be different depending on the interest area. Economic footprint for banks, more technical for industry and research, focus on the needful monitoring for families.	
2. What is the rated capacity (size) of the PV system?	5kWp < system < 30kWp
3. What type of photovoltaic system do you want to monitor?	Grid-connected
PV ARRAY	
4. What is the design of your PV array?	More than one sub-array of modules
4a. Do all sub-arrays have the same technical characteristics (e.g. tilt angles, orientation, technology or electrical configuration)?	Yes ☐ No ☒
5. Is it a PV concentrator system (i.e. the sunlight is concentrated by an optical system)?	No
6. Does the array have a tracking system to follow the sun?	No
7. Is the system subjected to / prone to shading losses?	Yes, most probably
POWER CONDITIONING	
8. What type of inverter is connected to your system?	With transformer
9. Is there an additional generator (wind, diesel, etc. in the system (hybrid system)?	No
10. Is it a multi-user system (more than one building/household supplied by the system)?	Yes
11. Does the system produce AC or DC electricity as its final output?	AC
BUILDING INTEGRATED SYSTEM	
12. Is the system building integrated?	Yes, add-on system
Go to the guidelines! (The guidelines will open in a new tab in the browser)	

Abbildung 6: Eingabemaske der Webseite der neuen ISPR Monitoring Guidelines.

http://re.jrc.ec.europa.eu/monitoring/monitoring_main.php

2.2.1.5 Monitoring in der Praxis

Im folgenden Abschnitt werden Monitoringsysteme unterschiedlicher Komplexität und ihre technischen Möglichkeiten aufgezeigt.

Variante 1 – Ausfallalarmierung

Als erste Variante wird eine einfache Alarmierung genannt. Sie registriert die Funktion des Wechselrichters und gibt bei einer Fehlfunktion der Anlage einen Signalton ab. Als Erweiterung kann eine Leuchte angeschlossen werden, die den akustischen mit einem visuellen Alarm verbindet. Dieses Monitoringsystem erkennt jedoch lediglich ob die Anlage Strom liefert oder nicht und kann keine Ertragseinbußen, z.B. durch Verschattung, detektieren.

Variante 2 – Datenlogger

Diese Variante beinhaltet einen Datenlogger, welcher die Betriebsdaten des Wechselrichters aufzeichnet und über eine bestimmte Zeit, z.B.: ein Jahr, speichert. Die Datenlogger verfügen oft über einen standardisierten RS485 Ausgang, an welchem ein Computer zur Datenverwaltung angeschlossen werden kann. Einige Modelle sind auch mit einem Modem ausgerüstet und können so Betriebsdaten an einen Server im Internet schicken.



Abbildung 7: RS485 Verbindung (Quelle: Wescon Technology, Inc., 2009)

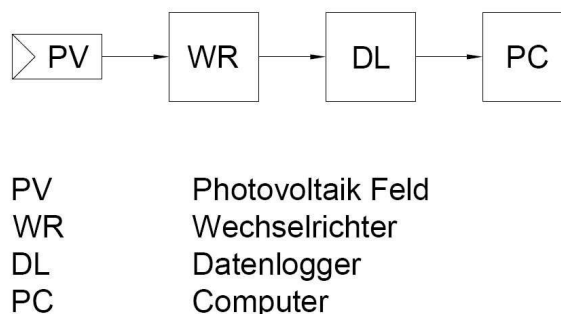


Abbildung 8: Variante 2 - Datenlogger

Variante 3 – Datenlogger mit Referenzzelle

Diese Variante ist eine Weiterentwicklung der vorherigen Variante bei der der Datenlogger die Betriebsdaten des Anlagenwechselrichters aufnimmt und diese für eine gewisse Zeit speichert. Wie in der nachfolgenden Abbildung zu sehen ist, wird das Gerät an einen PC angeschlossen. Außerdem verfügt der Datenlogger in dieser Variante über eine größere Auswahl an Schnittstellen und kann auch externe Daten einlesen und verarbeiten. Daher bietet sich der Anschluss einer Referenzzelle an.

Die Referenzzelle wird bei den Modulen montiert und liefert Referenzdaten, welche das derzeitige Wetter betreffen. In der Standardausführung misst sie die Einstrahlung auf die Modulebene, manchmal auch die Temperatur. Oft verfügt sie über Eingänge an denen zusätzliche Sensoren z.B. zur Windmessung angeschlossen werden können.

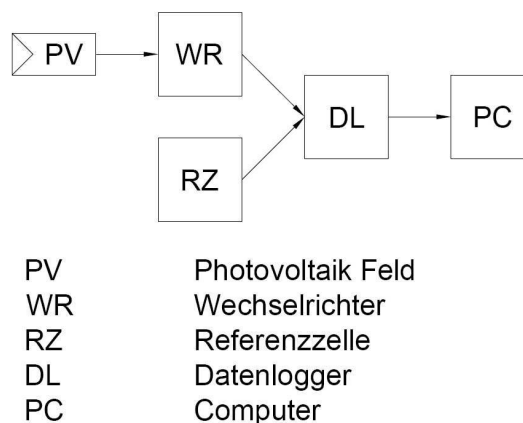
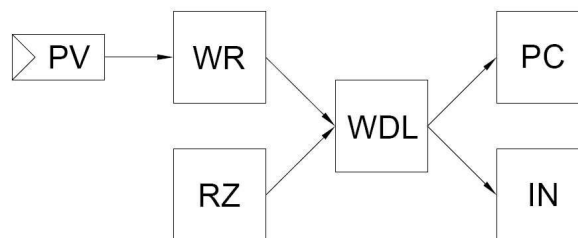


Abbildung 9: Variante 3 - Datenlogger mit Referenzzelle

Variante 4 – Webdatenlogger mit Internetportal des Wechselrichterherstellers

Die Grundlage für diese Variante bildet ein Modem, welches die aufgezeichneten Daten per Internet versenden kann und über die Möglichkeit verfügt das GSM Netz zur Datenübertragung zu nutzen. Die Daten können damit sowohl an einem PC, welcher direkt angeschlossen wird, als auch über ein Internetportal verwaltet werden. Dieses Internetportal wird vom Hersteller des Wechselrichters zur Verfügung gestellt.

Wie schon in der vorherigen Variante kann hier eine Referenzzelle zur Beschaffung von Referenzdaten verwendet werden. Es werden Windgeschwindigkeit, Temperatur und Einstrahlung gemessen.



PV	Photovoltaik Feld
WR	Wechselrichter
RZ	Referenzzelle
WDL	Webdatenlogger
PC	Computer
IN	Internet

Abbildung 10: Variante 4 - Webdatenlogger mit Internetportal des Wechselrichterherstellers

Variante 5 – Externes Internetportal

Die letzte Variante ähnelt der Variante 5 insofern, als dass die Überwachung über eine Internetplattform erfolgt. Jedoch wird die Internetplattform nicht vom Wechselrichterhersteller angeboten, sondern z.B.: von spezialisierten Anbietern von Monitoringsystemen.

Die Daten des Wechselrichters werden über einen Datenlogger an den Server gesendet und dort mit den Wetterdaten verglichen. Dieser Vergleich gibt Aufschluss über die Erträge und kann von jedem internetfähigen Computer aus eingesehen werden.

Diese Variante wird vorwiegend für Großkraftwerke oder für Anlagen, die aufgrund der Distanz oder anderen geographischen Gegebenheiten schwer zu erreichen sind, verwendet.

2.2.2 Katalog von Mindestanforderungen an Monitoringkonzepte basierend auf der Nutzerbefragung

Die Anforderungen der Nutzer an Monitoringsysteme für PV-Anlagen wurden anhand einer Befragung durchgeführt. Befragt wurden die Gruppen „Planer und Installateure“, „Kunden“ und „Investoren“. Die Befragung erfolgte per E-Mail und wurde mittels an die jeweilige Zielgruppe adaptierten Frageleitfäden durchgeführt. Gefragt wurde unter anderem nach Qualitätskriterien und erwünschten Monitoringmessdaten.

2.2.2.1 Ergebnisse der Befragung über die Mindestanforderungen an ein Monitoring

Bei der Befragung zur Definition der Mindestanforderungen an ein Monitoringsystem wurden folgende Ergebnisse erzielt:

Planer und Installateure

85 Fragebögen wurden an die Mitglieder der Photovoltaik Austria per E-Mail verschickt, der Rücklauf lag mit 11 Antworten bei ca. 13%.

Die befragten Personen hatten - bis auf zwei Ausnahmen aus dem Bereich Großhandel bzw. Forschung - mehrjährige Erfahrung in der Installation und Planung von unterschiedlichen PV-Anlagen in einem weiten Leistungsbereich zwischen 1kW und 100kW.

Als wichtigste Qualitätskriterien einer PV-Anlage wurden **hohe Erträge und der Einsatz hochwertiger Komponenten** angegeben. Wichtig waren auch eine hohe Lebensdauer, Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und gute Kenntnisse des Installationsbetriebes. Anlagenüberwachung und optische Qualität wurden ebenfalls mehrfach genannt.

Darüber hinaus wurden noch Gewährleistungsbedingungen und -träger, Leistungsgarantiebedingungen, Gewährleistungsdauer, Wind und Schneelast angegeben.

Die Frage nach dem Stellenwert von Monitoring wurde überwiegend dahingehend beantwortet, dass die **Wichtigkeit des Monitoringsystems mit der Größe der Anlage steigt**. Dazu wurde angemerkt, dass es neben dem Aufzeigen von akuten Mängeln einerseits wichtig ist, die Erträge im Verlauf der Betriebsjahre anzuzeigen und andererseits die Erträge mit den Prognosen vergleichen zu können.

Als wichtigste Messdaten des Monitorings wurden der **tatsächliche Ertrag, die Einstrahlung, Ausfälle und Fehler sowie die AC-Leistung** angegeben. Die Funktionsüberwachung des Wechselrichters, die Außentemperatur und die Zelltemperatur sowie der mögliche Ertrag wurden als wichtig eingestuft. DC-Leistung, Klimadaten wie Windgeschwindigkeit, Funktionsüberwachung des Überspannungsschutzes, DC-Spannung und DC-Strom wurden ebenfalls mehrfach genannt. Angemerkt wurden der Ertrag in €, eine Erzeugungsganglinie, Momentanwerte und Vergleichswerte über längere Zeiträume sowie Wettervorhersage und intelligente Steuerung der Verbraucher.

Die erwünschte Genauigkeit dieser Messdaten wurde überwiegend mit +/- 1% angegeben – zwei Befragte akzeptieren +/- 3%. Angemerkt wurde, dass für wirtschaftliche Betrachtungen grobe Mittelwerte ausreichend sind, die in einem Intervall von 15 Minuten zu erfassen wären.

Bei den Ansprüchen an das Monitoringsystem waren die wichtigsten Faktoren **Messgenauigkeit, Verwertbarkeit der Ergebnisse, Benutzerfreundlichkeit und Zuverlässigkeit**. Aber auch Visualisierungsmöglichkeiten, niedrige Kosten, Erweiterbarkeit und Einfachheit wurden mehrmals genannt. Design, Diebstahlschutz und Internetfähigkeit lagen am Ende der Wichtigkeits-Skala.

Die Kosten für ein Monitoringsystem wurden überwiegend im Bereich zwischen **€ 500,-- und € 5.000,--** angesiedelt. 2 Befragte würden bis zu € 20.000,-- kalkulieren. Angemerkt wurde, dass im Allgemeinen der Betrag 3% der Anlagenkosten nicht übersteigen sollte.

Die Frage nach Problemen mit PV-Anlagen wurde überwiegend mit „nein“ beantwortet. Die angegebenen Probleme betrafen Wechselrichterausfälle, Fertigungsfehler an Modulen und Kontaktprobleme sowie Schwierigkeiten mit Wind und Verschmutzung.

Anlagenbetreiber

Die Fragen wurden über unterschiedliche E-Mail Verteiler verschickt. Daher kann der Rücklauf von 11 Fragebögen nicht prozentuell bewertet werden. Die Fragebögen wurden überwiegend von Privathaushalten beantwortet.

Als Beweggründe für die Installation einer PV-Anlage wurden in erster Linie **Unabhängigkeit, Versorgungssicherheit und Umweltschutz** genannt. Darüber hinaus wurden auch Kosteneinsparungen als Grund angegeben.

Die Fragen nach der Zufriedenheit mit der Anlage wurde von allen Befragten mit ja beantwortet, wobei die Gründe dafür gute **Erträge, Kostenreduktion und Wartungsfreiheit** waren.

Als wichtigste Qualitätskriterien einer PV-Anlage wurden **hohe Erträge**, der **Einsatz hochwertiger Komponenten** und eine **hohe Lebensdauer** genannt. Leichte Bedienbarkeit spielt vor Sicherheit und ästhetischer Qualität eine wichtige Rolle. Darüber hinaus wurden auch Wartungsfreiheit, einfache Montage, Transparenz, hoher Eigenverbrauchsanteil und Anlagenüberwachung mehrfach genannt.

Für die meisten Befragten ist ein Monitoringsystem wichtig. Die wichtigste Messgröße ist der **tatsächliche Ertrag**. AC-Leistung, Ausfälle und Fehler sowie die Funktionsüberwachung des Wechselrichters werden ebenfalls als wichtig eingestuft. Daneben wurden auch der mögliche Ertrag, die Funktionsüberwachung des Überspannungsschutzes, Klimadaten und die Zelltemperatur mehrfach genannt.

Die wichtigsten Ansprüche an das Monitoringsystem sind **Benutzerfreundlichkeit, Messgenauigkeit und Visualisierungsmöglichkeiten**. Die Verwertbarkeit der Ergebnisse, niedrige Kosten, Einfachheit und Zuverlässigkeit wurden ebenfalls mehrfach genannt.

Diejenigen Kunden, die bereits ein Monitoringsystem besitzen, sind damit zufrieden. Die gemessenen Daten werden zur **Ertragskontrolle** und **Optimierung der Anlage bei der Überschusseinspeisung** sowie dem **Ertragsvergleich** eingesetzt. Diejenigen Kunden die noch kein Monitoringsystem besitzen wären überwiegend bereit eines zu installieren. Die veranschlagten Kosten dafür werden mit € **100,-- bis €500,--** angegeben, ein Kunde wäre bereit bis zu €1.000,-- zu kalkulieren.

Das Monitoringsystem sollte bereits **in der Anlagenplanung berücksichtigt** sein und möglichst **drahtlose Übertragung** ermöglichen.

Die Frage nach Problemen mit der PV-Anlage wurde überwiegend mit nein beantwortet. Die genannten Probleme lagen bei Installationsfehlern und Ertragsdifferenzen.

Investoren

Die Fragen wurden über unterschiedliche E-Mail Verteiler an verschiedene Energieversorgungsunternehmen verschickt. Der Rücklauf von 4 Fragebögen kann daher nicht prozentuell bewertet werden.

Als Beweggründe für die Investition in PV-Anlagen wurden die **Investition in eine Zukunftstechnologie** und einen Anteil an **Eigenversorgung** zu erreichen an vorderster Stelle genannt. Dazu werden Unabhängigkeit und Umweltschutz als Argumente gebracht.

Als wichtigste Qualitätskriterien einer PV-Anlage werden der **Einsatz hochwertiger Komponenten** und eine **hohe Lebensdauer** genannt. Wichtig sind zudem hohe Erträge und die Sicherheit. Monitoringsysteme werden als wichtig erachtet, auch was die Überwachung über lange Zeiträume anbelangt.

Bei den möglichen Messdaten ist der **tatsächliche Ertrag** die wichtigste Größe. Die Funktionsüberwachung der Wechselrichter und des Überspannungsschutzes sowie die Erfassung von Ausfällen und Fehlern werden als wichtig genannt. Einstrahlung und AC-Leistung wurden ebenfalls mehrfach angegeben. Angeregt wird eine Stringüberwachung als Diebstahlschutz auch in der Nacht.

Bei den Ansprüchen an das Monitoringsystem sind **Einfachheit, Zuverlässigkeit und Benutzerfreundlichkeit** am wichtigsten. Die Messgenauigkeit wird ebenfalls als wichtig erachtet.

Die möglichen Kosten werden mit **bis zu € 50.000,--** angegeben. Wobei das obere Kostensegment Visualisierung und Alarmweiterleitung enthalten muss. Der Schwerpunkt liegt allerdings bei **bis zu € 5.000,--**.

Die Fragen nach Problemen mit Anlagen wurden überwiegend mit nein beantwortet. Wechselrichter bzw. Stringausfälle sind in einem Fall genannt.

2.3 Expertenworkshops zur Standardisierung der Systemlayouts

Vom Projektteam wurde ein Vorschlag für die Kombination des standardisierten Systemlayouts mit passendem Monitoringkonzept bzw. Messpunkten erarbeitet. Diese Kombinationen wurden in einem nationalen Expertenworkshop mit Vertretern aus Forschung und Industrie diskutiert, auf Vollständigkeit und Praktikabilität überprüft. Die Aufbereitung der Inputs und Ergebnisse des Workshops soll Gesamtlösungen bieten, die in Form von standardisierten Systemlayouts mit abgestimmten Monitoringkonzepten als Basis für die folgenden Simulationen dienen.

Der Expertenworkshop wurde Mitte Jänner 2010 im AIT Wien durchgeführt. Unter den Teilnehmern waren Vertreter der Industrie, Forschung, Lehre sowie der Interessenvertretung der PV-Branche. Das Interesse am Projekt sowie am Themengebiet war mit einer Teilnehmerzahl von 35 größer als erwartet. Im Zuge des Workshops wurden die Teilnehmer in 3 Gruppen unterteilt, um das Thema Monitoring bzw. Anlagensicherheit zu diskutieren und näher zu beleuchten. In den Arbeitsgruppen wurden zudem die standardisierten Systemlayouts diskutiert und weiterentwickelt. Weiters fand ein reger Erfahrungsaustausch mit nützlichen Anregungen hinsichtlich der Verwendung von Monitoringsystemen und deren Messergebnissen statt.

Die wesentlichen Ziele bzw. Arbeitsschritte waren:

- Entscheidungsfällung der standardisierten Systemlayouts durch die Projektpartner
- Abhalten des Expertenworkshops

- Einigung auf standardisierte Systemlayouts durch Experten und die Projektpartner
- Aufbereitung der Ergebnisse: Gesamtlösungen in Form von standardisierten Systemlayouts mit abgestimmten Monitoringkonzepten als Basis für die Simulationen

2.4 Simulation der Gesamtlösungen

Die Systemlayouts und Monitoringkonzepte, die in den vorigen Arbeitspaketen entwickelt wurden, wurden teilweise mit Hilfe von Simulationen (eingesetzte Programme: Matlab, Excel, PV-Pro, PVSyst und Insel) analysiert. Zum Teil wurden auch bereits durchgeführte Arbeiten aus internationalen Forschungsprojekten verwendet, um festzustellen inwieweit die entwickelten Monitoringkonzepte den Ertrag und die Funktion der Anlagen korrekt wiedergeben können.

Die wesentlichen Ziele bzw. Arbeitsschritte waren:

- Einteilung der Systeme in einzelne Komponenten
- Definition der genauen Eingangs- und Ausgangsgrößen
- Analyse der am Markt erhältlichen Programme auf Anwendbarkeit
- Erstellung eventuell fehlender Simulationsmodelle für einzelne Komponenten
- Nachbau der ausgewählten Szenarien
- Ausführen der Simulationen und Analyse der Ergebnisse

2.4.1 Analyse der Erhebungen sowie Ergebnisse der Simulation

Je nach dem Layout der Anlage und des Monitoringsystems ergeben sich unterschiedliche Möglichkeiten, den Betriebszustand einer PV-Anlage zu erfassen und eventuelle Probleme und Fehler zu erkennen. Es wird hier zusammengefasst, welche Kennwerte für ein Monitoringsystem relevant sind und welche Fehler durch die heutigen Messmethoden auftreten können. Diese Messunsicherheiten werden nicht nur vom verwendeten Monitoringsystem beeinflusst, sondern auch von der verwendeten Technologie der PV-Anlage und von den Standortbedingungen. Abhängig von der Anlagenkonzeption und Größe ist, wie in den Systemlayouts definiert, ein mehr oder weniger detailliertes Monitoringkonzept sinnvoll.

Die entwickelten, optimierten Anlagenkonzepte unterscheiden sich wesentlich in ihrem Komplexitätsgrad. Die Varianten reichen von der Kleinanlage, die nur einen einzigen Strang aus einigen Modulen an einem Wechselrichter betreibt, bis hin zu Großanlagen, bei denen mehrere parallele Strings Teilgeneratoren bilden, deren (Zentral-)Wechselrichter über einen Transformator an das Mittelspannungsnetz angebunden sind.

Entsprechend sollte das Mess- und Überwachungssystem einen damit abgestimmten Detaillierungsgrad aufweisen: Einerseits bleibt im einfachsten Fall einer netzgekoppelten Kleinanlage möglicherweise als einzige Maßnahme die Beobachtung der aktuellen Wechselrichter-Einspeiseleistung, der Wechselrichter Statusmeldungen und das periodische Ablesen des

Zählerstandes, um auf die Funktionsfähigkeit der Anlage zu schließen. Andererseits kann vor Ort ein umfangreiches Messsystem installiert sein, das nicht nur die meteorologischen Bedingungen, sondern auch die Anlagenzustände im Detail erfasst. Weiters ist eventuell auch ein Zugriff auf Ertrags-Vergleichsdaten anderer Anlagen oder auf satellitengestützte meteorologische Daten vorhanden.

Die Frage ist nun, wie hilfreich diese Informationen sein können, um die aktuellen Betriebsbedingungen zu erfassen und Probleme zielgerichtet zu erkennen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass einerseits die aktuell von einer PV-Anlage erzeugte elektrische Leistung von einer Vielzahl von Parametern abhängt und diese Parameter und die Zusammenhänge mehr oder weniger detailliert erfasst und modelliert werden können. Die Messung der Größen unterliegt (zum Teil) erheblichen Fehlern, auch die Modellierung kann nicht alle auftretenden Effekte im Detail erfassen.

Um die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Anlagen zu ermöglichen, können die Erträge mit einem Referenz-Strahlungsertrag über gleiche Zeiträume verglichen werden, siehe die nachfolgende Abbildung. Meist werden alle Größen mit der Nennleistung der Anlage in kWp normiert, um unterschiedliche Anlagen und Bedingungen anschaulicher vergleichen zu können.

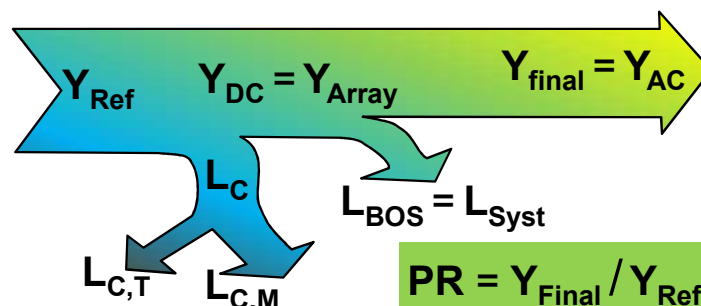


Abbildung 11: Referenzertrag, Verluste und Endertrag in grafischer Darstellung.

Der „Reference Yield“ Y_{Ref} ist der (gemessene) Strahlungs-Ertrag H_{Gen} in kWh/m² über einen Bezugszeitraum Δt , der in die Generatorebene eingestrahlt wird, geteilt durch die Referenz Bestrahlungsstärke bei den Standard-Testbedingungen STC, $G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$ homogene Einstrahlung mit der spektralen Verteilung des AM1.5 Referenzspektrums. Ist der Bezugszeitraum ein Jahr, so entspricht dieser Wert (kWh/m² zu kW/m²) den Sonnen-Volllaststunden pro Jahr in der Generatorebene. Werden die tatsächlich gemessenen Energien (Momentanleistung x Zeit) mit der Anlagennennleistung normiert, gibt das (kWh/kW) ebenfalls einen Wert für die Zahl der Volllaststunden.

Von den Anlagenkomponenten sind zunächst nur eingeschränkte Informationen über ihr Betriebsverhalten bei wechselnden Bedingungen gegeben. Die Nennleistung des PV-Generators setzt sich aus der Summe der PV-Modulnennleistungen zusammen. Die Nennleistung wird als Punkt maximaler Leistung (MPP) auf der Strom-Spannungskennlinie für die Standard-Testbedingungen STC (1000 W/m² homogene Einstrahlung mit der spektralen Verteilung des AM1.5 Referenzspektrums bei einer Modultemperatur von 25°C) angegeben. Die tatsächlichen

Betriebsbedingungen weichen meist erheblich von diesen idealisierten Verhältnissen ab. Im Vergleich zur Generatornennleistung ergeben sich Abweichungen von diesen idealisierten Verhältnissen. Die Generatorverluste L_C „Capture Losses“ setzen sich aus den temperaturbedingten Verlusten⁵ $L_{C,T}$ und einer Vielzahl, verschiedener, nicht temperaturbedingter Verluste $L_{C,M}$ „Miscellaneous Losses“ zusammen.

Diese nicht temperaturbedingten Verluste haben ganz unterschiedliche Ursachen. Teilweise sind sie durch meteorologische Abweichungen von den STC-Bedingungen verursacht, sind aber oft auch ein deutlicher Hinweis auf Probleme bei der Anlagenqualität, wie Abweichungen der Modulleistung von den Modulnennleistungen, Unterschiede in den tatsächlichen Modulleistungen (Mismatch-Verluste) der zu einem Strang verbauten Module, (Teil-) Abschattungsverluste, aber auch Verluste durch Verschmutzung, Materialalterung und Reflexionen an der Glasoberfläche, Abweichungen der Einstrahlung vom Referenzspektrum bei AM1.5.

Die verbleibende Generatorleistung Y_{Array} , oft auch als die Gleichstromleistung⁶ Y_{DC} bezeichnet, muss noch um die Umwandlungsverluste des Wechselrichters und die Verluste auf der AC-Seite reduziert werden, L_{BOS} „Balance of System Losses“ oder Systemverluste L_{Syst} vermindert werden, um den Endertrag Y_{final} bzw. Y_{AC} auf der Wechselspannungsseite zu erhalten.

Generell geben Datenblätter die Leistungsfähigkeit der Komponenten bei bestimmten Testbedingungen wieder, die von den real auftretenden Bedingungen zum Teil wesentlich abweichen. So wird etwa der Wirkungsgrad eines Wechselrichters durch einen „europäischen Wirkungsgrad“ charakterisiert, der sich aus einem gewichteten Mittel von Wirkungsgraden bei unterschiedlichen Teillastbedingungen zusammensetzt. Für die „Modul-Performance“ ist seit mehr als zehn Jahren ein Normentwurf⁷ in Diskussion, der die reale Leistungsfähigkeit eines Moduls bei wechselnden Betriebsbedingungen ermitteln und vergleichbar machen soll.

Wird ein Modul mit anderen Modulen zu einem PV-Generator verschaltet, wird der aktuelle Arbeitspunkt jedes Moduls auch von den Betriebsbedingungen der anderen Module beeinflusst: Die serielle Verschaltung vieler Module zu einem Strang erzwingt den gleichen Betriebsstrom durch alle Module eines Stranges. Die parallele Verschaltung mehrerer Stränge auf der Gleichspannungsseite zu einem Wechselrichter-Eingang bedingt die gleiche Strangspannung für alle parallelgeschaltete Stränge. Die tatsächlich ins Netz eingespeiste Leistung ist dann abhängig von den Systemverlusten auf der Gleichspannungsseite und vom Arbeitspunkt des Wechselrichters, der nicht nur von der DC-Spannung sondern auch von den Bedingungen auf der Wechselspannungsseite beeinflusst wird. Abbildung 12 stellt die Zusammenhänge schematisch dar.

⁵ Liegt die mittlere Modultemperatur (als über den Betrachtungszeitraum mit der Einstrahlung gewichteter Wert) unter 25°C, können die temperaturbedingten „Verluste“ auch negativ sein, d.h. die Leistungsfähigkeit des Moduls ist größer als bei STC.

⁶ Die aktuelle Leistung auf der Gleichstromseite hängt aber auch vom Betriebspunkt des Wechselrichters ab, bei Abweichungen vom idealen Betriebspunkt entstehen MPP-Tracking Mismatch Verluste.

⁷ IEC 61 853 Photovoltaic Module Performance Testing and Energy Rating, von dem bisher nur Teil 1 (im Jänner 2011) abgeschlossen ist. Grundidee ist es für ein Modul das Betriebsverhalten bei realen Betriebsbedingungen aufgrund von aus Messungen abgeleiteten Parametern zu bestimmen. Der Teil 1 legt Verfahren zur Messung von einstrahlungs- und temperaturabhängigen Parametern fest. Weitere drei Teile sind nach wie vor in Diskussion.

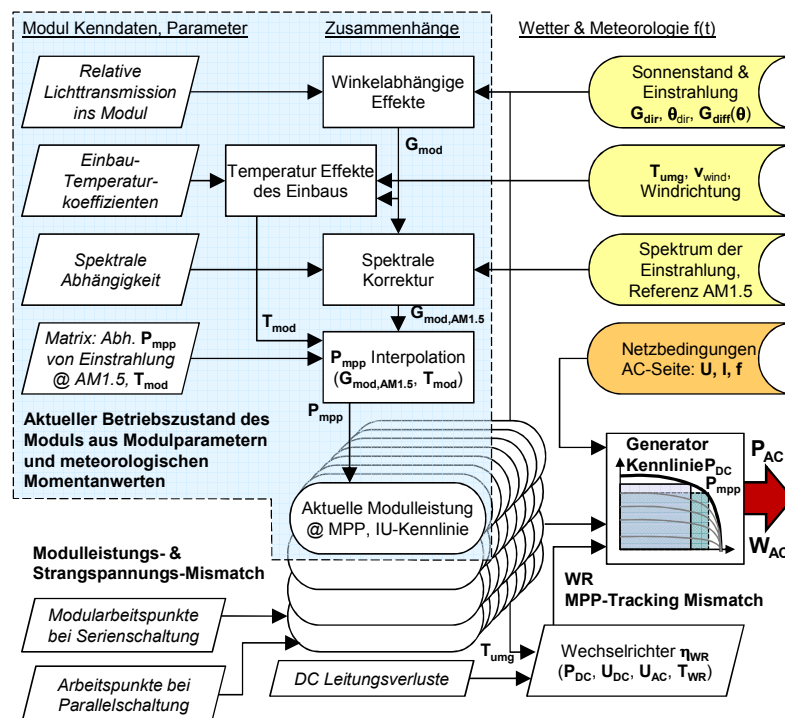


Abbildung 12: Einflußgrößen auf PV-Anlagenleistung: Modul-, Generator-, Systemleistung

Viele Wechselrichter bieten zur besseren Anpassung des Arbeitspunktes an die aktuellen Betriebszustände die Möglichkeit Wechselrichterteile zu- und abzuschalten und das Spannungsniveau durch Umschalten anzupassen (z.B. durch unterschiedliche Wicklungsanzapfungen bei Trafo-Wechselrichtern). Übersteigt die Wechselrichtertemperatur festgelegte Grenzen, so wird die Leistung abgeregelt, um eine Überhitzung zu vermeiden. Damit bestimmt neben Leistung und Spannungsniveaus auch die Umgebungstemperatur die Leistungsfähigkeit eines Wechselrichters.

Erschwerend kommt hinzu, dass die momentane Leistungsfähigkeit einer PV-Anlage nicht nur von den aktuellen Momentanwerten der Messgrößen abhängt, sondern zum Teil auch mit der Vorgeschichte verknüpft ist:

So folgt etwa die Zelltemperatur im Modul nicht unmittelbar aus Einstrahlung, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und -richtung sowie der Größe der abgegebenen Leistung, denn durch die thermische Trägheit ergibt sich eine Zeitkonstante in der Größenordnung mehrerer Minuten.

Je nach Zelltechnologie und Qualität der Verarbeitung kann es mit der Zeit zu irreversibler Leistungsreduktion (Degradation) kommen. Es ist, etwa bei Dünnschicht-Photovoltaik mit amorphem Silizium (a-Si:H), aber neben der lichtinduzierten Degradation, dem Staebler-Wronski Effekt auch eine teilweise reversible Leistungsreduktion zu beobachten, wenn die Zelltemperatur im Sommer hoch genug wird (Annealing), siehe Abbildung 13. Die Leistungsreduktion erfolgt vor allem durch den sinkenden Füllfaktor und auch durch etwas sinkende Leerlaufspannung.

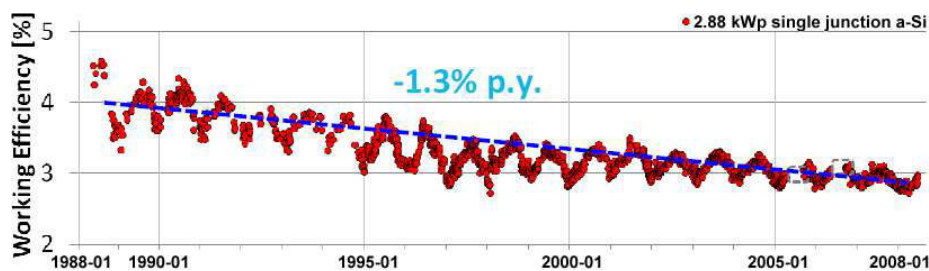


Abbildung 13: 20 Jahre outdoor Degradation und Annealing bei a-Si single junction Dünnschichtmodulen⁸.

Ein weiterer Effekt ergibt sich durch tageszeitliche und saisonale Änderungen im Spektrum der Einstrahlung: Bei gleicher Sonnenhöhe am Vor- und Nachmittag enthält das Nachmittagsspektrum einen höheren Blauanteil und im Sommer ist der Blauanteil höher als im Winter. Dieser saisonale Effekt ist dem Degradations- und Annealing-Effekt verstärkend überlagert. Die Temperaturabhängigkeit der Leistung dämpft durch im Vergleich zum Winter höhere Sommer-Modultemperaturen diese Effekte.

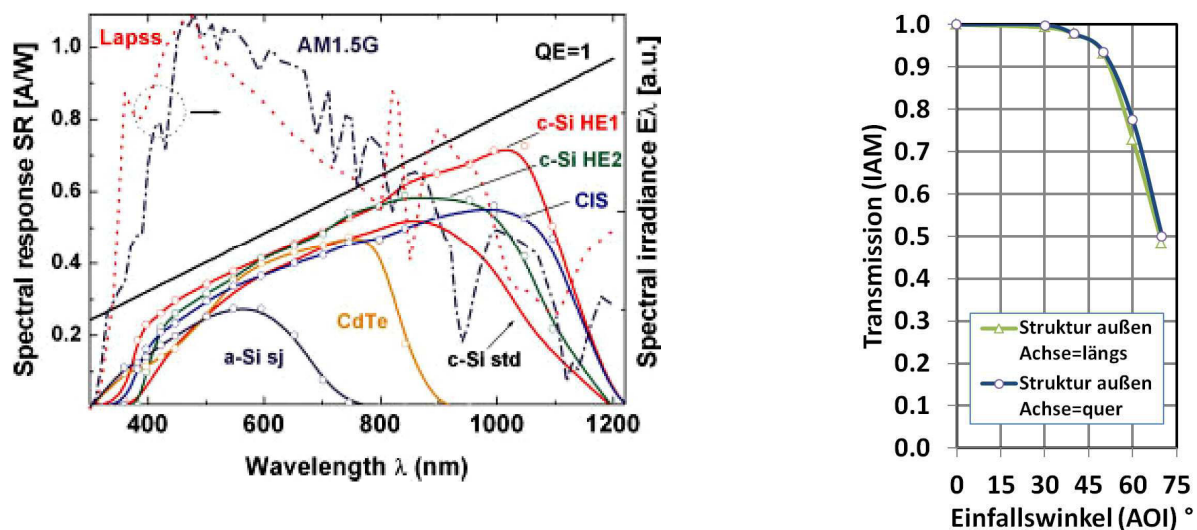


Abbildung 14: Links: Spektrale Abhängigkeit für verschiedene Zelltechnologien, Spektren AM1.5 und vom AAA PASAN Simulator (Lapss) [Virtuani et.al, Prog.Photovolt.Res.App.(19)2011, p.11-20]. Rechts: Transmission - strukturiertes Solarglas [Herstellerdatenblatt für Pilkington SunPlus™ SM/0,02/4,0].

Aus Abbildung 14 (links) ist ersichtlich, dass unterschiedliche Zelltechnologien die solare Einstrahlung in unterschiedlichen Wellenlängenbereichen mehr oder weniger gut nutzen. Entsprechend haben Variationen im Strahlungsspektrum unterschiedlich große Auswirkungen auf die Zelleffizienz. Ebenso hat die räumliche Verteilung der Einstrahlung (rechte Grafik in Abbildung 14) einen Einfluss auf den Anteil des Lichts, das die Solarzellen erreicht. Speziell strukturierte Oberflächen können diese Abhängigkeit verringern.

Für die Entscheidung, ob eine PV-Anlage in einem guten oder fehlerhaften Betriebszustand ist, müssen aktuelle Messwerte oder Zeitreihen mit dem Referenzertrag bzw. daraus abgeleiteten Größen verglichen werden. Eine sehr grobe Analyse zeigt, dass PR-Werte (Performance Ratio) die unter 0,7 liegen, auf Betriebsprobleme der Anlagen hinweisen.

⁸ Nach D. Chianese, ISAAC/SUPSI (CH): „Annealing Effekt von a-Si Systemen“. 6. PV-Modultechnik Workshop, TÜV Rheinland 2009.

Selbst wenn die Einflussgrößen auf die PV-Anlagenleistung unter Berücksichtigung der Zusammenhänge von der Degradation und spektralen Abhängigkeit der Zellenarten etc. im Prinzip exakt bekannt, modellier- und berechenbar wären, stören Messfehler diese Analyse. Die detaillierte Modellierung ist ebenso nicht immer möglich, weil die dazu erforderlichen Parameter und Zusammenhänge oft gar nicht genau genug bekannt oder nur sehr aufwendig zu ermitteln sind. Bei der Nutzerbefragung wurde erhoben, dass das Monitoringsystem eine Genauigkeit von $\pm 1\%$... $\pm 3\%$ aufweisen soll.

Es war daher zu untersuchen, welche Genauigkeit Monitoringsysteme tatsächlich haben und ob die gewünschten Toleranzen erreicht werden können. Interessant ist noch, ob Fehler rein statistisch auftreten oder systematische Messfehler die Ergebnisse stets in gleicher Richtung verfälschen. Solche Abweichungen wirken sich auf die Reproduzierbarkeit⁹ weniger aus wie auf die absolute Genauigkeit der Messungen¹⁰.

2.4.2 Nennleistung des PV-Generators (kWp)

Die Nennleistung der Module wird vom Hersteller¹¹ nach der Fertigung meist mit einem Flasher (gepulster Sonnensimulator) gemessen, die Werte auf STC umgerechnet und die Module nach Leistungsklassen sortiert. Wenn vom Hersteller Listen dieser Flasherprotokolle mit den Modulen geliefert werden, können die Mismatch Verluste durch unterschiedliche Arbeitspunkte der Module eines Stranges etwas verringert werden. Dabei sind die Messfehler die aus der Messung der elektrischen Größen und der Temperaturkorrektur folgen sehr klein. Es dominieren die Fehler, die durch die optischen Bedingungen (Inhomogenität und zeitliche Instabilität der Bestrahlung), die Kalibrierung der Referenzzelle (Vergleichsmessung mit einem primären Standard) und durch spektralen Mismatch (zwischen der Referenzzelle und dem Modul sowie zwischen dem Sonnensimulator und dem AM1.5 Spektrum) verursacht werden. Abweichungen von weniger als 5% sind nur mit großem Aufwand zu erreichen. Dennoch geben die Hersteller meist sehr enge Fehlergrenzen für ihre Messunsicherheit an.

◇ *Sortieren der Module mit ähnlichem Strom im MPP kann die Mismatch-Verluste reduzieren.* ◇

Werden die Module unsortiert installiert, reduziert sich die STC-Leistung nahezu auf die Leistung der schwächsten Module. Abbildung 15 zeigt, dass die tatsächliche Leistung der Module von den Herstellerangaben erheblich abweichen kann. Die Mittelwerte, der im Prüflabor gemessenen Werte, liegen im Bereich von $+1\%$... -4% der Herstellerangaben. Das heißt, dass bei einer Anlage, deren Generator aus Modulen des Herstellers 3 (linke Grafik) besteht, der Referenzertrag allein durch die Abweichung zwischen Soll- und Ist-Leistung bei STC bereits um 4% zu hoch ist.

⁹ Die Reproduzierbarkeit der Messungen der Hersteller sollte wenigstens $\pm 1\%$ betragen, siehe W. Herrmann: „Leistungscharakterisierung und Vergleichbarkeit von Messergebnissen“. 6. Modulworkshop, TÜV Rheinland 2009.

¹⁰ Siehe: ISO/IEC Guide 98-3:2008 Uncertainty of measurement -- Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM) unterscheidet Messunsicherheiten Typ A (Berechnung aus statistischer Analyse) und Typ B (Berechnung mit anderen Mitteln)

¹¹ Siehe dazu: Guidelines for PV Power Measurement in Industry. SP1 PERFORMANCE FP6, JRC Ispra April 2010 EUR24359EN.

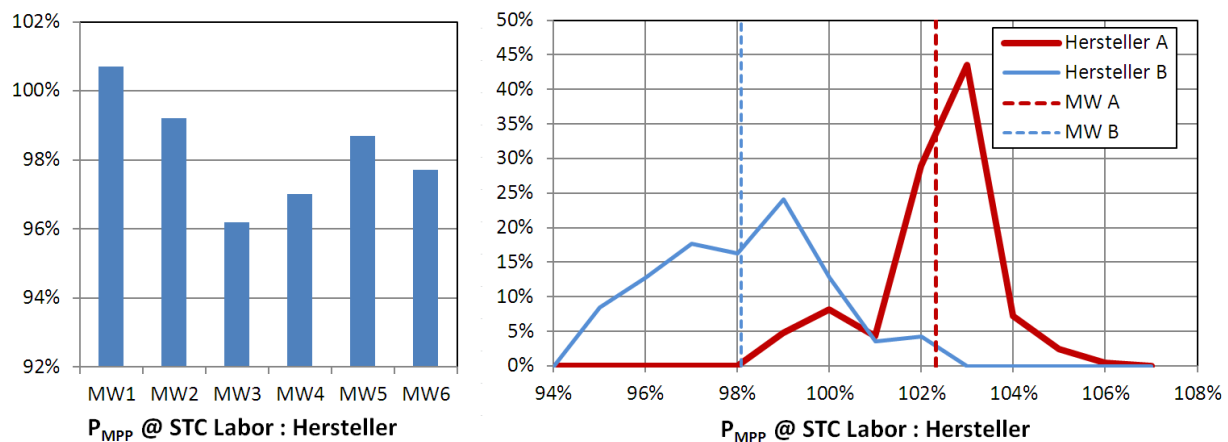


Abbildung 15: Labor Modulleistungsmessung an Modulen (Zelltechnologie kristallines Silizium): PMPP bei STC im Vergleich mit den Nennleistungsangaben der Hersteller¹². *Links*: 6 Modultypen verschiedener Hersteller, Mittelwerte (n = 500). *Rechts*: Häufigkeitsverteilung der Messergebnisse für zwei Hersteller (n = 350).

In Abbildung 15 (rechts) ist die Verteilung der Modulleistungen nach den Labormessungen dargestellt. Bei Hersteller A ist die mittlere Leistung etwas höher als die Herstellerangabe (95% der Module haben eine korrekte Leistungsangabe oder liegen in einer +Toleranz), während bei Hersteller B 79% aller Module eine geringere Leistung als angegeben haben. Die Verteilung ist bei Hersteller A zudem weniger breit als bei Hersteller B, womit die Mismatch Verluste bei der Verschaltung zu einem Generatorstrang bei Modulen des Herstellers A weit geringer sind als bei Hersteller B.

2.4.3 Messung der Einstrahlung in die Modulebene in kW/m² bzw. kWh/m²

Wie schon bei der Modul-Leistungsmessung angemerkt, ist die Einstrahlungsmessung nur mit mehr oder weniger großen Fehlern möglich. Die Messung kann mit einem Pyranometer, einer Referenzzelle oder einem Referenzmodul erfolgen. Pyranometer erfassen in guter Näherung die Gesamtstrahlung, während Referenzzellen und Referenzmodule je nach Zelltechnologie nur einen Teil der Einstrahlung erfassen. So sind die Messergebnisse, siehe Abbildung 16, für die Einstrahlung bei kristallinen Referenzzellen (im orangem Kreis) typischerweise 3% niedriger als bei der Messung mit einem Pyranometer (türkiser Kreis). Die Referenzzellen sind alle kristallin. Eine Zelle (rechts unten) hat zur Anpassung an die spektrale Empfindlichkeit von amorphem Silizium einen Filter, der langwellige Strahlung absorbiert. Dadurch wird der spektrale Mismatch zwischen der Einstrahlungsmessung und Modulen in a-Si Technologie verringert. Das im FP6 PERFORMANCE Projekt erarbeitete Update der Monitoring Guidelines¹³ empfiehlt:

- Kalibrierte Strahlungssensoren mit <5% Genauigkeit (inkl. Signalkonditionierung und Datenverarbeitung), zeitliche Stabilität besser 0,5% pro Jahr.
- Pyranometer oder kristalline Referenzzellen (entsprechend IEC 60904-2 bzw. -6), möglichst durch Filter spektral an die Zelltechnologie angepasst.

¹² Daten aus einem Vortrag der Energiebau Köln beim Kick-Off Meeting des IEA PVPS Task13 in Köln, 2010.

¹³ http://re.jrc.ec.europa.eu/monitoring/monitoring_main.php

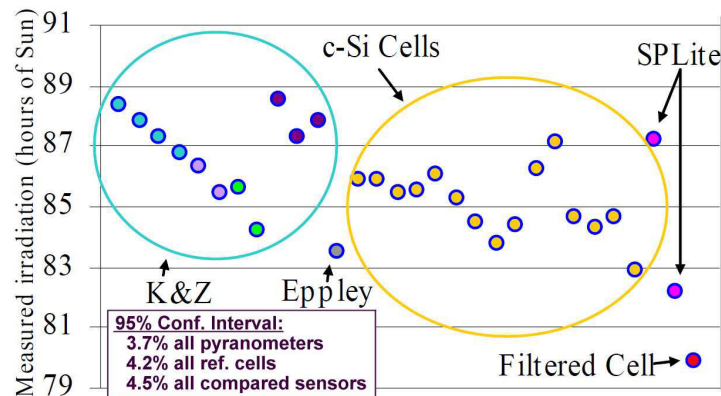


Abbildung 16: Vergleich der Einstrahlungsmessung durch unterschiedliche Strahlungssensoren über einen Zeitraum von 20 Tagen in Cadarache (F) im Rahmen von FP7 Performance (12 Pyranometer, 18 Referenzzellen, siehe A. Guérin de Montgareuil et.al. Proc. 22nd PVSEC 2007, 4AV.3.16, Mailand, p. 2601-2607).

◇ *Strahlungsmesssensor in der Modulebene so angeordnet, dass der Sensor für periodische Reinigung gut zugänglich ist und nicht verschattet wird, selbst wenn Teile der Anlage zeitweilig verschattet werden.* ◇

In der Praxis sind aber auch Messzellen mit abweichenden Spektralverhalten¹⁴ gebräuchlich.

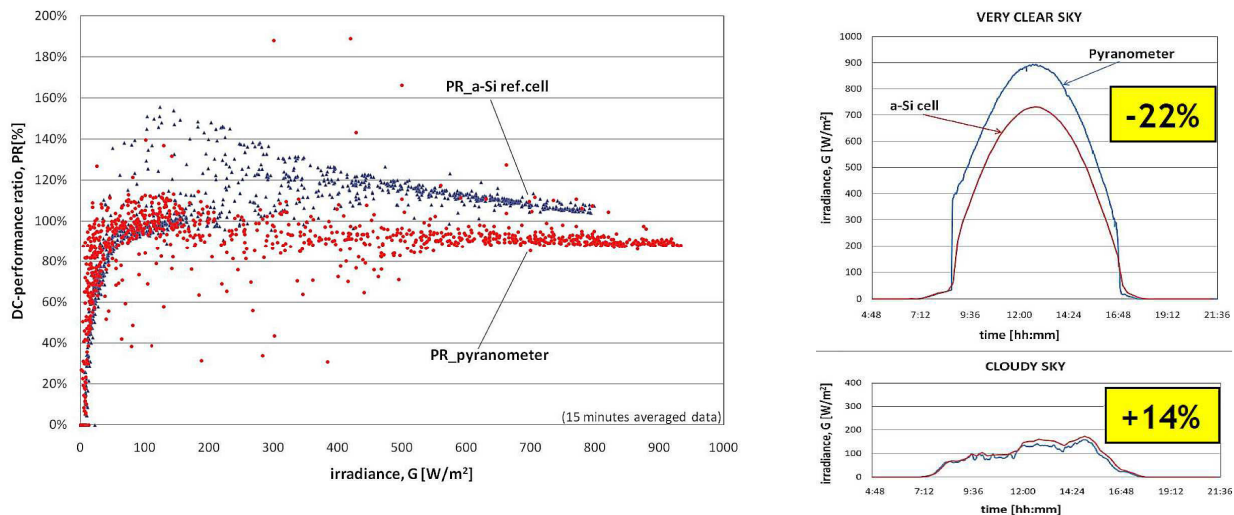


Abbildung 17: Abweichungen durch unterschiedliche Einstrahlungsmessung: Links: Performance Ratio PR mit Y_{Ref} aus Pyranometer- (rot) bzw. a-Si Referenzzellenmessung (blau). Rechts: Vergleich der Einstrahlungsmessung (in Modulebene) für einen sehr klaren und einen bedeckten Tag in Bozen: Pyranometer (blau) und a-Si Referenzzelle (rot). Siehe A. Colli, et.al.: „Comparative Performance of Various PV Technologies in Different Italian Locations“. World Ren. En. Congr. Linköping, 2011

In Abbildung 17 (links) ist die gleichstromseitige PR einer Anlage (Bozen, Februar 2011) auf Basis von Einstrahlungsmessungen in der Modulebene mit (rot) einem Pyranometer und (blau) mit einem a-Si Referenzsensor dargestellt. Rechts ist die Einstrahlungsmessung bei dieser Anlage für zwei Tage gegenübergestellt. Es ist zu sehen, dass die Abweichungen in der Anlagen-PR (Performance Ratio) durch die großen Unterschiede bei der Einstrahlungsmessung bedingt sind.

¹⁴ z.B. Sunny-SensorBox, <http://www.sma.de/de/produkte/monitoring-systems/sunny-sensorbox.html>.

2.4.4 Messung der Umgebungs- und Modultemperatur

Die Temperatursensoren sollen genauer $\pm 1\%$ sein. Die Umgebungstemperatur soll an repräsentativer Stelle gemessen werden und mit einem Schutz vor solarer Einstrahlung sowie Wind versehen sein. Wenn die Modulrückseite zugänglich ist, ist die direkte Messung der Modultemperatur von der Modulrückseite an einem repräsentativen Modul sinnvoll. Der Temperatursensor soll, mit Wärmeleitpaste versehen, etwa in der Zellmitte angebracht werden und nach hinten lokal thermisch isoliert werden, damit die Umgebungstemperatur hinter dem Modul die Messung nicht beeinflusst.

2.4.5 Messung der elektrischen Größen auf der Gleichstromseite

Die Messung der Momentanwerte von Strom und Spannung, jeweils besser $\pm 1\%$, ergeben die DC-Leistung ($\pm 2\%$). Wenn Mittelwerte z.B. über 15min gebildet werden, muss die Leistung aus Mittelwerten der Momentanwerte gebildet werden, nicht aus den Mittelwerten von Strom und Spannung. Messbereiche: Eingangsspannungsbereich 130% der Strang-Leerlaufspannungen, Eingangsstrombereich 150% des Kurzschlussstroms. Sind mehrere parallele Stränge vorhanden, sollte für alle Stränge eine getrennte Strommessung erfolgen, um Strangprobleme erkennen und zuordnen zu können. Es ist zu beachten, dass die DC-Leistung von der Funktion des Wechselrichters abhängt. Nur wenn der WR-Betriebspunkt auch der MPP ist, wird die maximal mögliche DC-Leistung generiert.

2.4.6 Wechselrichter

Der Wechselrichter hat neben seiner Hauptaufgabe, die DC-Leistung des Generators möglichst optimal umzuformen, um sie ins AC-Netz einspeisen zu können, auch die Funktionsüberwachung (z.B. Überwachung des Isolationswiderstands der Anlage gegen Erde) und Statusanzeigen. Für die meist integrierte Messung der DC- und AC-Messwerte durch die WR-interne Messung werden vom Hersteller oft keine Fehlergrenzen angegeben. Generell ist die Genauigkeit im Bereich von $\pm 5\%$ anzunehmen.

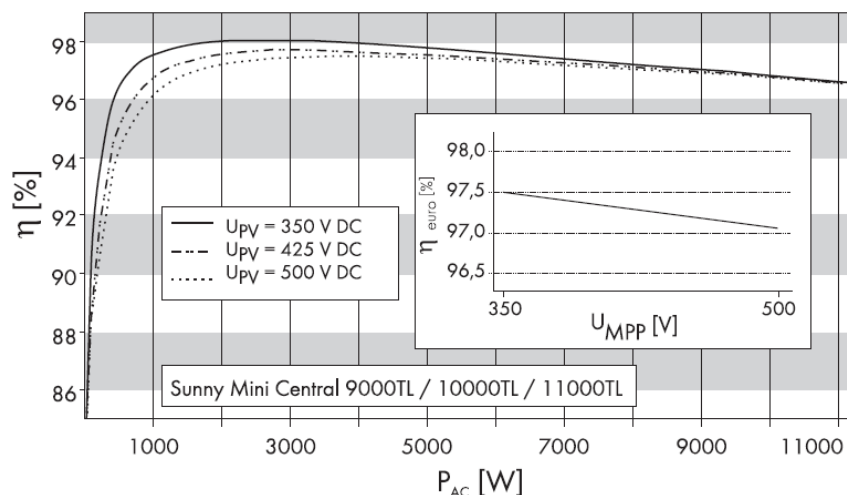


Abbildung 18: Beispiel für einen Wechselrichter Wirkungsgrad lt. Herstellerangabe (SMA, SMC9-11TLRP-IDE092530 | IM-SMCTL_9_10_11 | Version 3.0, s. www.sma.de)

In Abbildung 18 ist zu sehen, dass der Wechselrichter-Wirkungsgrad von der DC-Eingangsspannung abhängt. Für Leistungen im Bereich des maximalen Wirkungsgrads ergeben sich Unterschiede im Wirkungsgrad von etwa -2%, im unteren Leistungsbereich auch mehr, z.B. bei 5% der Maximalleistung etwa -5%.

2.4.7 Messung der elektrischen Größen auf der Wechselstromseite

Die Messung der Momentanwerte von Strom und Spannung sollte besser als $\pm 1\%$ erfolgen und die Wirkleistung besser $\pm 2\%$ gemessen werden. Das Produkt der Momentanwerte von Strom und Spannung ist die Scheinleistung. Das Verhältnis der Wirkleistungsmessung zur Scheinleistung gibt den Leistungsfaktor, der stets sehr nahe an 1 (der WR liefert reine Wirkleistung¹⁵) liegen soll. Die in einem Zeitintervall eingespeiste Energie ergibt sich aus der Integration (bzw. Summation gemittelter) Wirkleistungswerte. Die Energie wird auch über den Zähler mit hoher Genauigkeit, oft besser $\pm 1\%$, erfasst. Die Überwachung des Netzzustandes (Spannung, Strom, Frequenz) ist auch wichtig, um Anlagenausfälle aufgrund von Netzproblemen erkennen zu können. Arbeiten mehrere WR parallel, sind jedenfalls deren Leistungen und Ströme parallel zu erfassen.

2.4.8 Gegenüberstellung der Messunsicherheiten für das Monitoring

Für 3 Standorte in Italien, siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, wird an zwei Standorten (Mailand und Catania) das gleiche Monitoringsystem, in Bozen ein etwas anderes System eingesetzt. Die PV-Anlagen aller Standorte beinhalten sowohl kristalline als auch Dünnschicht Zelltechnologien. Die größten Einzelbeiträge zur Unsicherheit liefern die Strahlungsmessung (Kalibrierung, zeitliche Stabilität, spektraler Mismatch) und die Bestimmung der installierten Leistung. Die kombinierte Messunsicherheit (95% Konfidenzintervall) summiert sich auf ± 5 bis $\pm 13\%$. Besonders ungünstig ist (in Bozen) die Kombination einer a-Si Referenzzelle mit PV-Generatoren (m-Si, HIT, CIGS, CdTe) mit anderer spektraler Empfindlichkeit.

¹⁵ Im „Smart Grid“ könnten Wechselrichter, die momentan mit der Lieferung von Wirkleistung nicht gänzlich ausgelastet sind, aber auch zusätzliche Netzdienstleistungen erbringen. Durch eine Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung im Wechselspannungsnetz kann zusätzlich Blindleistung erzeugt werden, die den Netzbetrieb unterstützen kann.

Uncertainty values for the different PV technologies in the three considered locations.

	Bolzano		Milan&Catania	
Standard uncertainty component	TF	Si	TF	Si
Stability of Reference Device	1.73	1.73	0.58	0.58
Calibration of reference device	4.62	4.62	1.44	1.44
Spectral Mismatch	1.73	4.04	4.04	1.73
Irradiance DAS	0.00	0.00	0.58	0.58
Inverter / DAS	0.58	0.58	0.58	0.58
Installed power	2.31	1.15	2.31	1.15
Combined standard uncertainty	5.7	6.5	5.0	2.7
Expanded standard uncertainty k=2	11.5	13.0	9.9	5.4

Tabelle 5: Messunsicherheit von Monitoringsystemen: aus A. Colli, et.al.: „Comparative Performance of Various PV Technologies in Different Italian Locations“. World Ren. En. Congr. Linköping, 2011

2.5 Ergebnisse der Simulation und Berechnung – Beispiel analytisches Monitoring

Am Beispiel einer ausgeführten Großanlage soll der Wert eines hochwertigen Monitorings demonstriert werden.

Das eingesetzte Monitoring vor Ort besteht aus:

- Windmesser
- Sensor für die Umgebungstemperatur und Modultemperatursensor auf einer Modulrückseite
- Einstrahlungssensor in der Modulebene (ungeeignet, wie die Simulation zeigt)
- Messdatenerfassung und Verarbeitung via Software des WR-Herstellers
- Keine weiteren unabhängigen Messungen, außer der AC-Zähler (via Wandler auf Oberspannungsseite der Trafos).

2.5.1 Anlagenkonzeption

Eine größere PV-Freifeldanlage in der Tschechischen Republik mit über 3 MWp mit monokristallinen Modulen hat ein dezentrales Wechselrichterkonzept, in dem die WR unter dem PV-Generator im Freien installiert wurden. An hunderte WR mit je 11,4 kW (DC) sind jeweils fünf Stränge direkt verbunden. Wechselspannungsseitig werden 2 Drehstromsysteme gebildet, die über zwei Transformatoren ins 35 kV Mittelspannungskabelnetz einspeisen.

2.5.2 Monitoringsystem

In der Modulebene ist eine Referenzzelle montiert. Die Modultemperatur wird an einem Modul über einen Sensor an der Modulrückseite gemessen. Die Datenerfassung und die Messung auf der DC-

und AC-Seite erfolgt über die Wechselrichter, die mit RS485 mit der Zentrale kommunizieren¹⁶. Als aggregierte Daten sind Stundenmittelwerte der Wechselrichterdaten, der meteorologischen Daten und der Summen-Einspeiseleistung aus den Einspeisezählern auf der Mittelspannungsebene – auch über das Web-Portal des Wechselrichterherstellers – verfügbar. In Abbildung 19 sind die Ergebnisse für vier unterschiedliche Tage zusammengestellt.

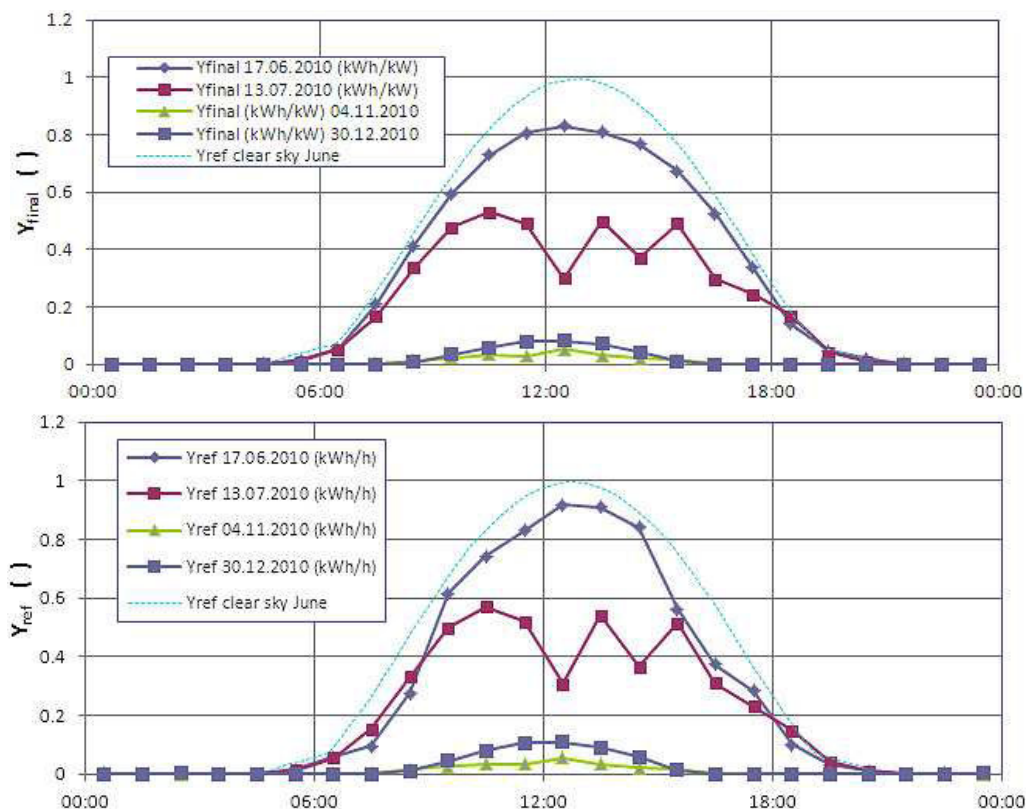


Abbildung 19: Beispiel für den spezifischen Anlagenenertrag (final Yield, obere Grafik) und Referenzertrag (Einstrahlung, Reference Yield, untere Grafik) für 4 unterschiedliche Tage im Jahr 2010: klarer und bedeckter Sommertag, klarer und bedeckter Wintertag. Die dünne strichlierte Linie ist der Referenzertrag für klaren Junihimmel nach PVGIS für den Anlagenstandort und Südorientierung bei 32° Neigung.

Es ist zu sehen, dass am 17. Juni (klarer Sommertag ohne Bewölkung) die Erzeugung sehr gleichmäßig erfolgt, während die Einstrahlung scheinbar einen weniger gleichmäßigen Verlauf zeigt. Zum Vergleich ist auch der Referenzertrag für einen klaren Junitag nach der PVGIS Datenbank für den Standort der PV-Anlage (strichlierte dünne Linie) dargestellt. Da der Gesamtertrag besser zu diesem Referenzertrag passt, muss ein Fehler bei der Strahlungsmessung vermutet werden.

Wird von der gelieferten AC-Energie mit einer Simulation der Gesamtanlage entsprechend Berechnung des Referenzertrags auf die theoretische DC-Leistung gerechnet, kann die PR ermittelt werden.

¹⁶ Weicht die Leistung einzelner WR deutlich von der mittleren Leistung aller WR ab, werden automatisch Warnmeldungen generiert.

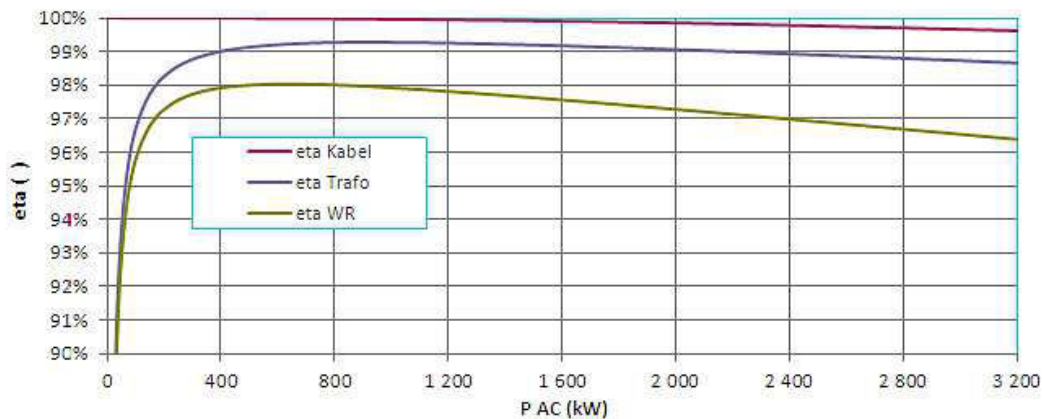


Abbildung 20: Anlagenwirkungsgrade: gesamte Leitungsverluste (DC+AC bis zum Einspeisetrafo), Trafo- und Wechselrichterwirkungsgrad (nach Herstellerangaben und eigenen Berechnungen).

In der obenstehenden Abbildung sind die Wirkungsgrade der Komponenten in Abhängigkeit von der Momentanleistung dargestellt. Damit mit dem Temperaturkoeffizienten der Module ($-0,0048 / ^\circ\text{C}$, Modultemperatur aus Messung vor Ort) und angenommenen Zusatzverlusten (miscellaneous Losses) von nur 2,5%, wurde die komplette Anlage simuliert. Die PR-Werte, auf Basis der PVGIS-Datenbank (gefüllte Rauten) sind in einem weiten Leistungsbereich im Bereich von 0,8 bis 0,95, woraus auf eine (sehr) gut funktionierende Anlage geschlossen werden kann. Die PR-Werte aufgrund der lokalen Einstrahlungsmessung (leere Rauten) liefert dagegen stark schwankende und zum Teil unrealistisch hohe Werte.

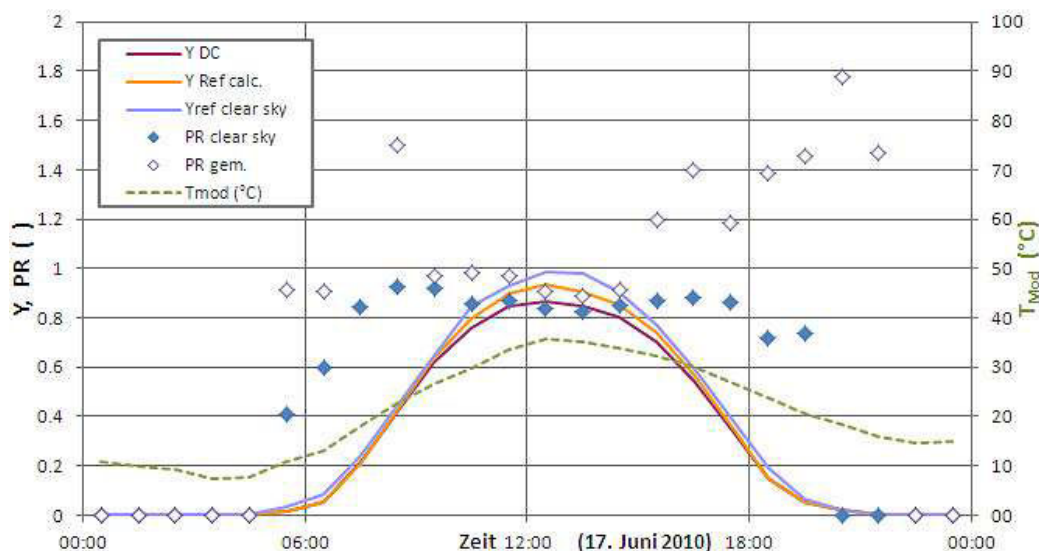


Abbildung 21: Linke Achse: Aus gemessener gelieferter Energie am 17. Juni 2010 über die Verlustbilanzen errechneter Referenzertrag (orange) und Vergleich mit dem Referenzertrag nach PVGIS (blau). PR gerechnet aus der vor Ort gemessenen Einstrahlung (leere Rauten), und mit den PVGIS-Daten für klaren Himmel, für den Anlagenstandort. Rechte Achse: Modultemperatur aus Messung.

2.5.2.1 Empfehlungen für Komponentenhersteller

- Da auch schon bei der Nenn-Modulleistung auf hohe Genauigkeit geachtet werden muss, wird den Herstellern empfohlen, eine verlässliche Leistungsmessung in der Produktion mit wenigstens $\pm 1\%$ Wiederholbarkeit zu gewährleisten, die regelmäßig überprüft wird¹⁷. Nach Untersuchungen im EU FP7 PERFORMANCE Projekt, an dem auch der Antragssteller beteiligt war, wurden die Messungen von 6 europäischen PV-Labors analysiert. Bei einer erweiterten Messunsicherheiten von 2 bis 4% tatsächliche Abweichungen vom Mittelwert bei der STC-Leistungsmessung ergab sich bei unterschiedlichen kristallinen Modulen im STC-Bereich eine Abweichung von +1,6% bis -2%. Die Unterschiede bei Vergleichsmessungen an Dünnschichtmodulen sind etwas größer, weil hier der Einfluss von spektralen Abweichungen größer ist und die Leistung auch von Metastabilitäten beeinflusst wird¹⁸.
- Um genaue Referenzaussagen der Einstrahlungsdaten zu bekommen, sollten vernünftige Einstrahlungssensoren verwendet werden. Empfohlen wird der Einsatz von:
 - Kalibrierten Strahlungssensoren mit $< 5\%$ Genauigkeit (inkl. Signalkonditionierung und Datenverarbeitung), zeitliche Stabilität besser 0,5% pro Jahr.
 - Pyranometer oder kristalline Referenzzellen (entsprechend IEC 60904-2 bzw. -6), möglichst durch Filter spektral an die Zelltechnologie angepasst, wenn erforderlich.
- Es ist wünschenswert, eine benutzer- und bedienerfreundliche Anlagenüberwachung mit einheitlichem Format für die Kommunikationsprotokolle der Wechselrichter z.B. XML einzuführen, um dem Kunden eine größere Produktflexibilität zu gewährleisten.
- Die Kommunikation der einzelnen Geräte einer PV-Anlage soll über drahtlose Verbindungen hergestellt werden.
- Wesentlich ist die Datenerfassung über einen herstellerunabhängigen, webbasierten Server. Detaillierte Anlagendaten sollten für die Allgemeinheit zugänglich und nicht nur auf der Website der Hersteller abrufbar sein. Damit können die Logdaten sicher erfasst und im Fehlerfall Ertragsunterschiede festgestellt werden. Da Photovoltaik Anlagen fast ausschließlich mit Unterstützung durch die öffentliche Hand (Investitions- oder Tarifförderung) errichtet werden, könnte daraus auch abgeleitet bzw. gefordert werden, dass ein öffentliches Interesse an den Monitoringdaten von Anlagen legitim ist.

2.6 Monitoringkonzepte als Baustein zur Qualitätssicherung

Ausgehend von den definierten Mindestanforderungen und den vorgeschlagenen Konzepten zur Realisierung dieser wurden vom Projektteam effiziente und kostenoptimierte Monitoringkonzepte für standardisierte Systemlayouts entwickelt. Die Ergebnisse der Arbeitspakete 2 – 5 werden eine

¹⁷ Zweckmäßig ist es, für jede Modultype Referenzmodule des gleichen Typs zu verwenden, die sorgfältig behandelt und regelmäßig von akkreditierten Prüflaboren überprüft werden. Damit kann der Einfluss der Alterung der Flasher-Lampe auf die Messergebnisse verringert werden und Fehler im Messaufbau erkannt werden.

¹⁸ Siehe: W. Hermann: „Leistungscharakterisierung und Vergleichbarkeit von Messergebnissen“. 6. Modulworkshop, TÜV Rheinland 2009.

einfache und leicht handhabbare Ertrags- und Funktionskontrolle ermöglichen, die den Anwendern in Form eines Leitfadens für die Planung und Installation zur Verfügung gestellt werden. Im Leitfaden werden weitere Qualitätssicherungswerkzeuge aufgezeigt, mit denen sich der Betreiber technische und wirtschaftliche Sicherheit garantieren lassen kann.

Zusätzlich wurde eine Broschüre zur Unterstützung zukünftiger Kunden und Investoren „Gesicherter Ertrag durch Photovoltaik-Anlagenüberwachung“ sowie eine weitere Broschüre „Leitfaden zur Planung und Installation eines effizienten Monitorings für standardisierte Photovoltaikanlagen in Österreich“ für Praktiker erarbeitet.

Der Leitfaden sowie die zwei Broschüren stehen als Download unter www.pvaustria.at zur Verfügung.



Abbildung 22: Beispielhafte Darstellung der Broschüre zur Unterstützung zukünftiger Kunden und Investoren „Gesicherter Ertrag durch Photovoltaik-Anlagenüberwachung“ sowie der „Leitfaden zur Planung und Installation eines effizienten Monitorings für standardisierte Photovoltaikanlagen in Österreich“.

2.7 Verbreitung der Ergebnisse

Nach Abschluss der Arbeitspakete 2 - 6 wurde mit einer intensiven Verbreitung der Ergebnisse begonnen.

Die wesentlichen Ziele bzw. Arbeitsschritte sind:

- Verbreitung der Broschüre „Gesicherter Ertrag durch Photovoltaik-Anlagenkontrolle“ und des Leitfadens „Leitfaden zur Planung und Installation eines effizienten Monitorings für standardisierte Photovoltaikanlagen in Österreich“

- Bewerbung der Broschüren über Mailings, Aussendungen sowie begleitende Pressearbeit in den relevanten Fachmedien
- Abhalten von je einem Workshop für Förderstellen, Vertreter von Photovoltaikfirmen sowie Endkunden
- Präsentation der Ergebnisse auf der nationalen sowie auf mindestens einer internationalen Photovoltaiktagung
- Publikation in einschlägigen Medien

Folgende wesentliche Ergebnisse konnten bereits erzielt werden:

- Publikation der Broschüren „Gesicherter Ertrag durch Photovoltaik-Anlagenüberwachung“, „Leitfaden zur Unterstützung von Praktiker und Investoren Gesicherter Ertrag durch Photovoltaik-Anlagenüberwachung“ sowie des Leitfadens für das Handwerk in elektrischer Form auf der Verbandshomepage des Verbands Photovoltaic Austria unter <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=64>
- Die gedruckte Version des Leitfadens wird aktuell als Beilage in der Weiterbildung zum Zertifizierten Photovoltaiktechniker bzw. –planer benutzt.¹⁹
- Präsentation des Projektes auf einem Poster auf der Intersolar in München im Juni 2009 sowie Juni 2010, der größten internationalen Solar- und Photovoltaiktagung
- Information über das Projekt sowie Möglichkeit zum Download der erarbeiteten Ergebnisse auf der Homepage der Projektpartner, vor allem auf der Homepage der Interessensvertretung Photovoltaic Austria.
- Weiters werden Endkunden bzw. Professionisten über gezielte Aussendungen (Mailings) über die vorgeschlagenen neuen System- und Monitoring-Standards und die weiteren Ergebnisse des Projekts informiert.
- Posterpräsentation der vorläufigen Ergebnisse auf der nationalen Photovoltaiktagung im Oktober 2009
- Präsentation des Projekts und der Ergebnisse anhand eines Vortrags im Zuge der Praktikertagung in Vösendorf im April 2011 mit über 400 Teilnehmern.

In Zukunft soll aus den Ergebnissen des Projekts ein zusätzliches Weiterbildungsmodul zum Thema „Monitoring und Anlagenqualität“ entstehen, welches in das vom AIT angebotene Weiterbildungsprogramm integriert werden soll.

¹⁹ Momentan führt AIT Energy 16 Kurse pro Jahr für Praktiker und Planer im Bereich Photovoltaik durch.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

3.1 Schlussfolgerungen zu den optimierten Standardsystemlayouts

Die Funktion des Wechselrichters wird in allen Systemlayouts als einzelne Messung vorgeschlagen. Diese Messung könnte jedoch entfallen, wenn die Ausgangsenergie des Modulfelds gemessen wird. Sollte der Datenlogger keine Messdaten bekommen, das Modulfeld aber Energie bereitstellen, ist das auf einen defekten Wechselrichter zurückzuführen und eine zusätzliche Funktionsmessung des Wechselrichters erübrigt sich.

Des Weiteren wird die Messung der Frequenz und der Spannung auf der Wechselstromseite vorgeschlagen, um im Falle von Abschaltungen des Wechselrichters zu erkennen, ob der Grund für die Abschaltung im Bereich des Netzes (Spannungs- bzw. Frequenzschwankungen) zu suchen ist.

Die Energieströme der Gleichstromseite werden in manchen Systemlayouts direkt nach den Modulen und vor dem Überspannungsschutz gemessen, in anderen Layouts nach dem Überspannungsschutz und unmittelbar vor dem Wechselrichter. Die Wahl des Messpunktes richtet sich nach den gewünschten Ergebnissen. Soll der Ertrag der Module genau überprüft werden, empfiehlt sich eine Anordnung der Messstelle unmittelbar nach den Modulen. Wenn die Funktion und die Verluste des Wechselrichters im Vordergrund stehen, sollte eine Messstelle nach dem Überspannungsschutz gewählt werden.

Die Überwachung etwaiger Überspannungsableiter dient dem Schutz und der Betriebssicherheit der PV-Anlage sowie der Elektro-Installation im Gebäude. Dabei wird aber nur die Funktion der Schutzelemente überwacht.

Die Überwachung der einzelnen Strangströme macht vor allem in Großanlagen mit Zentralwechselrichtereinheit Sinn. Da der Ausfall einzelner Stränge vom Wechselrichter nicht erfasst werden kann, muss in diesem Fall der Strom der einzelnen Stränge erfasst werden. Weicht ein Strang von den vorgegebenen Parametern ab, wird mittels Datenbus eine entsprechende Meldung an das Monitoring weitergegeben.

Aufgrund der Vielzahl an Systemlayouts müssen auch entsprechend viele Lösungen für Monitoringkonzepte angegeben werden, welche die Unterschiede der Systeme sowie die unterschiedlichen Ansprüche der Nutzer berücksichtigen.

3.2 Schlussfolgerungen über den Status Quo bei Monitoringsystemen

Der Workshop in Ispra²⁰ wurde schon vor einiger Zeit durchgeführt wodurch einige Maßnahmen und Forderungen nicht mehr zeitgemäß sind. Dennoch ist die daraus entwickelte Vorschrift IEC 61724:1998 bzw. die ÖVE/ÖNORM EN 61724:1999 „Überwachung des Betriebsverhaltens

²⁰ Im Jahr 1995 wurde im *Joint Research Center* der *Europäischen Kommission*, ein Workshop abgehalten, welcher sich mit dem Monitoring von Photovoltaikanlagen beschäftigte. Ziel des *Joint Research Center* war es, Betriebsdaten unterschiedlicher Anlagen zu sammeln und zu überprüfen, ob die Anforderungen an die Planung erfüllt wurden. Außerdem wurde eine Datenbank mit Anlagendaten erstellt, die bei der Potentialanalyse und der Verbesserung von Photovoltaikanlagen helfen sollte. Ergebnis dieses Workshops waren die *Ispra-Guidelines*, die das Monitoring an sich, aber auch die Aufbereitung der gesammelten Daten beschreiben.

photovoltaischer Systeme - Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse" bis heute ohne Neuausgabe in Kraft. Dazu gehört zum Beispiel die Annahme, dass das Monitoring nur über eine begrenzte Zeit läuft oder die Tatsache, dass für Anlagen kleiner 5 kWp kein automatisiertes Monitoring empfohlen wird. Durch die heutzutage günstige Verfügbarkeit von Monitoringsystemen können diese über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten betrieben werden und aufgrund der Tatsache, dass PCs schon flächendeckend eingeführt wurden, ist eine Automatisierung problemlos zu bewerkstelligen.

Der grundsätzliche Aufbau einer PV-Anlage hat sich in den letzten Jahren jedoch nicht verändert. So können die ausgewählten Messdaten, vor allem die des analytischen Monitoring, problemlos übernommen werden.

Als wesentliche Erweiterung des Monitorings kann die direkte Messung der Modultemperatur angesehen werden. Andere Erweiterungen sind die Messung der Windgeschwindigkeit²¹ und der Frequenz des AC-Ausgangsstroms.

In der Praxis zeigt sich allerdings, dass PV-Anlagen gut und zuverlässig funktionieren, wenn nach dem Zählerstand die eingespeiste Energie betrachtet wird. Ohne intaktes Monitoringsystem inklusive Einstrahlungserfassung ist das aber eine bloße Behauptung, da zwischen gleichen Monaten bis zu $\pm 40\%$ und $\pm 15\%$ in Ertrag verschiedener Jahre wetterbedingte Schwankungen auftreten. Das vorhandene Monitoringsystem findet oft nur wenig Beachtung und wird nicht gewartet.

3.3 Schlussfolgerungen des Expertenworkshops

Im Workshop konnten folgende Schlussfolgerungen aus den Gruppenarbeiten bzw. den Dialogen mit den Teilnehmern generiert werden:

- Um die Anlagenqualität zu erhöhen, einen Mindeststandard in der Ausführung zu erreichen und in weiterer Folge die Anlagenpreise zu senken, sollte die Anlagensicherheit an die Vergabe von Förderungen geknüpft werden.
- Es besteht die Problematik, dass Anlagendaten bei Wechselrichterherstellern, öffentlichen Stellen oder EVUs gespeichert bzw. vorhanden sind, jedoch für die Photovoltaikbranche kein Zugang möglich ist²². Somit können sich keine Lerneffekte bzw. Produktweiterentwicklungen ergeben. Es gibt daher die Forderung nach einer offiziellen Stelle oder standardisierten Schnittstellen, um die Erkenntnisse nutzen zu können.
- Um eine größere Produktflexibilität zu gewährleisten, besteht die Forderung nach einem einheitlichen Format für die Kommunikationsprotokolle der Wechselrichter z.B. XML. Auch dieser Schritt würde zu einer weiteren Verbreitung der Erkenntnisse führen.

²¹ Die Abschätzung des Einflusses von Windgeschwindigkeit und Windrichtung ist auch Teil des Normentwurfs IEC 61853.

²² Das Missverhältnis, dass in Datenbanken von Wechselrichterherstellern wertvolle Datenbestände liegen, die nutzbar gemacht werden sollten, ist auch Thema im internationalen IEA PVPS Task 13 und 14. Ein positives Beispiel bietet Schweden, wo die Daten öffentlich geförderter Anlagen auch für alle öffentlich unter <http://solcell.nu> zugänglich sind.

- Zwischen der Haustechnik und dem Anlagenmonitoring besteht eine fehlende Schnittstelle, die es umzusetzen gilt.
- Da Photovoltaikanlagen während ihrer Lebensdauer einer Wartung bedürfen, besteht die Forderung nach verpflichtenden periodischen Überprüfungen durch Fachleute. Dabei könnten schleichende Anlagenfehler, die zwar nur geringe Ertragseinbußen hervorrufen, die jedoch stetige Verluste verursachen, besser erkannt werden. Der Elektrotechniker kann mit dem Kunden im Rahmen von Wartungsverträgen eine längere Bindung eingehen. Dadurch wird eine Vertrauensbasis aufgrund der Überprüfbarkeit von Erträgen bzw. der Anlagenperformance geschaffen.
- Für den Kunden muss ein System geschaffen werden, an dem er einfach, schnell und übersichtlich die Ergebnisse der Anlagenüberwachung präsentiert bekommt.
- Die Anlagenqualität einer PV-Anlage wird durch mehrere Aspekte wie beispielsweise dem Einsatz qualitativ hochwertiger Produkte (Langlebigkeit, geringe Degradation), einer perfekten Montage am Dach bzw. Hinterlüftung der Photovoltaikmodule, guten und schnellen Support im Schadensfall oder einer vorrausschauenden Planung bestimmt. Von der Branche gibt es die Forderung nach der Vergleichbarkeit der Erträge. Als Kenngrößen wurden in diesem Zusammenhang der Performance Ratio (einstrahlungsgerichteter Energieertrag), die Investitionskosten / kWh oder die Investitionskosten / kWp genannt. Als weiterer Rückschluss würde ein jährlicher Vergleich der erwarteten zu den tatsächlichen Erträgen dienen.
- Auch der Vergleich der Performance der eigenen Anlage mit Anlagen in der Nachbarschaft ist sehr hilfreich, wie das z.B. in Deutschland und Schweden über Internetplattformen möglich ist. In Österreich ist dazu die Zahl verfügbarer Vergleichsanlagen noch gering.

Die Anregungen der teilnehmenden Personen wurden im Leitfaden verarbeitet.

3.4 Schlussfolgerungen zur Anlagensimulation

Bei der Untersuchung der Messunsicherheiten spielen viele Faktoren eine Rolle. Die größten Einzelbeiträge zur Unsicherheit liefern die Strahlungsmessung (Kalibrierung, zeitliche Stabilität, spektraler Mismatch) und die Bestimmung der installierten Leistung. Die kombinierte Messunsicherheit (95% Konfidenzintervall) kann sich sogar auf ± 5 bis $\pm 13\%$ summieren. Besonders ungünstig scheint die Kombination von diversen Referenzzellen mit einem PV-Generator, der aus unterschiedlichen Zellen besteht (m-Si, HIT, CIGS, CdTe), da eine andere spektrale Empfindlichkeit gegeben ist.

Wie aus der Simulation der realen Anlage hervorgeht, ist es wesentlich, dass im Sinne des Qualitätsmanagements der Anlagen- und Monitoringzustand möglichst bereits bei Inbetriebsetzung der Anlage sorgfältig bestimmt wird. Dann ist es möglich, aus dem Anlagenmonitoring Änderungen zu erkennen, wertvolle Rückschlüsse auf die Funktion der Anlage zu ziehen und gezielt Fehler beheben zu können.

Mit der Modellierung dieser Anlage konnte gezeigt werden, dass hier beim Vergleich der realen Einspeiseleistung mit dem Referenzertrag aus den Daten der Climate-SAF PVGIS Datenbank in

einem vernünftigen Anlagenverhalten (brauchbarer Performance Ratio) resultiert. Im Klartext heißt das, die Anlage funktioniert ordentlich, jedoch ist die Einstrahlungsmessung vor Ort fehlerhaft.

4 Ausblick und Empfehlungen

Im Projekt PVpro wurde der Status der Qualitätssicherung am Markt sowie völlig neue Konzepte von einer einfachen Verbesserung der PV-Anlagenqualität bis hin zu komplexen Zusatzsystemen analysiert. Die vorliegenden Erkenntnisse sind ein Konsens der beteiligten Vertreter der PV-Branche.

Während der Analyse wurde sehr deutlich, dass die einzelnen Systeme der Hersteller wenige Gemeinsamkeiten aufweisen, Daten nur schwer für außenstehende zugänglich sind und sich die Systeme sehr an den Bedürfnissen der Benutzer orientieren. Weiters konnte aufgezeigt werden, dass die Nutzer durchaus bereit sind, in die PV-Anlagenüberwachung zu investieren, bis jetzt jedoch relativ wenige Systeme verwirklicht wurden.

Die Ergebnisse des Projektes werden daher den heimischen Handwerkern und Kunden als Wegbegleiter dienen, um ein standardisiertes Qualitätsniveau in der Anlageninstallation zu garantieren. Zusätzlich werden Investoren in ihrer Entscheidung für eine Photovoltaikanlage unterstützt, da sich mit den erarbeiteten Kontrollmöglichkeiten das Investitionsrisiko minimieren lässt.

Das Projekt war seiner Zeit zu einem gewissen Grad voraus. Die Erkenntnisse aus dieser Arbeit fließen auch in weitere Betrachtungen ein und werden bei laufenden Aktivitäten, wie etwa der Zusammenarbeit in nationalen und internationalen Normungsgremien sowie kooperativen Projekten, in denen Antragsteller und Projektpartner eingebunden sind, herangezogen werden.

Jedenfalls werden die Themen Anlagenqualität und das Anlagenmonitoring als wichtiger Baustein der Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung²³ auch in Zukunft wichtig bleiben beziehungsweise noch wichtiger werden.

²³ Dies zeigt auch die inzwischen gültige ÖVE/ÖNORM EN 62446:2010: *Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme - Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen*. Und das *Muster-Anlagenbuch für Photovoltaikanlagen* das von der Bundesinnung der Elektrotechnik herausgegeben wurde, sowie die internationalen Aktivitäten im IEA PVPS Task 13 und die Neufassung der ISPRA-Guidelines.

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: PVpro PAP	7
Abbildung 2: Definition wichtiger Messparameter	10
Abbildung 3: System Kleinanlage, 1 Strang	11
Abbildung 4 System: Großanlage, mehrere (5) Generatoranschlusskästen mit je mehreren (4) Strängen, ein zentraler Wechselrichter	13
Abbildung 5: Leistungsflussdiagramm des analytischen Monitoring (Quelle: Blaesser, Munro, 1995)	16
Abbildung 6: Eingabemaske der Webseite der neuen ISPRA Monitoring Guidelines. http://re.jrc.ec.europa.eu/monitoring/monitoring_main.php	21
Abbildung 7: RS485 Verbindung (Quelle: Wescon Technology, Inc., 2009)	22
Abbildung 8: Variante 2 - Datenlogger	22
Abbildung 9: Variante 3 - Datenlogger mit Referenzzelle	23
Abbildung 10: Variante 4 - Webdatenlogger mit Internetportal des Wechselrichterherstellers.....	24
Abbildung 11: Referenzertrag, Verluste und Endertrag in grafischer Darstellung.....	29
Abbildung 12: Einflußgrößen auf PV-Anlagenleistung: Modul-, Generator-, Systemleistung	31
Abbildung 13: 20 Jahre outdoor Degradation und Annealing bei a-Si single junction Dünnschichtmodulen.	32
Abbildung 14: <i>Links</i> : Spektrale Abhängigkeit für verschiedene Zelltechnologien, Spektren AM1.5 und vom AAA PASAN Simulator (Lapss) [Virtuani et.al, Prog.Photovolt.Res.App.(19)2011, p.11-20]. <i>Rechts</i> : Transmission - strukturiertes Solarglas [Herstellerdatenblatt für Pilkington SunPlusTM SM/0,02/4,0].	32
Abbildung 15: Labor Modulleistungsmessung an Modulen (Zelltechnologie kristallines Silizium): PMPP bei STC im Vergleich mit den Nennleistungsangaben der Hersteller. <i>Links</i> : 6 Modultypen verschiedener Hersteller, Mittelwerte (n = 500). <i>Rechts</i> : Häufigkeitsverteilung der Messergebnisse für zwei Hersteller (n = 350).	34
Abbildung 16: Vergleich der Einstrahlungsmessung durch unterschiedliche Strahlungssensoren über einen Zeitraum von 20 Tagen in Cadarache (F) im Rahmen von FP7 Performance (12 Pyranometer, 18 Referenzzellen, siehe A. Guérin de Montgareuil et.al. Proc. 22nd PVSEC 2007, 4AV.3.16, Mailand, p. 2601-2607).	35
Abbildung 17: Abweichungen durch unterschiedliche Einstrahlungsmessung: Links: Performance Ratio PR mit Y_{Ref} aus Pyranometer- (rot) bzw. a-Si Referenzzellenmessung (blau). Rechts: Vergleich der Einstrahlungsmessung (in Modulebene) für einen sehr klaren und einen bedeckten Tag in Bozen: Pyranometer (blau) und a-Si Referenzzelle (rot). Siehe A. Colli, et.al.: „Comparative Performance of Various PV Technologies in Different Italian Locations“. World Ren. En. Congr. Linköping, 2011	35
Abbildung 18: Beispiel für einen Wechselrichter Wirkungsgrad lt. Herstellerangabe (SMA, SMC9-11TLRP-IDE092530 IM-SMCTL_9_10_11 Version 3.0, s. www.sma.de)	36
Abbildung 19: Beispiel für den spezifischen Anlagenenertrag (final Yield, obere Grafik) und Referenzertrag (Einstrahlung, Reference Yield, untere Grafik) für 4 unterschiedliche Tage im Jahr 2010: klarer und bedeckter Sommertag, klarer und bedeckter Wintertag. Die dünne strichlierte Linie ist der Referenzertrag für klaren Junihimmel nach PVGIS für den Anlagenstandort und Südorientierung bei 32° Neigung.....	39
Abbildung 20: Anlagenwirkungsgrade: gesamte Leitungsverluste (DC+AC bis zum Einspeisetrafo), Trafo- und Wechselrichterwirkungsgrad (nach Herstellerangaben und eigenen Berechnungen).....	40
Abbildung 21: Linke Achse: Aus gemessener gelieferter Energie am 17. Juni 2010 über die Verlustbilanzen errechneter Referenzertrag (orange) und Vergleich mit dem Referenzertrag nach PVGIS (blau). PR gerechnet aus der vor Ort gemessenen Einstrahlung (leere Rauten), und mit den PVGIS-Daten für klaren Himmel, für den Anlagenstandort. Rechte Achse: Modultemperatur aus Messung.....	40

Abbildung 22: Beispielhafte Darstellung der Broschüre zur Unterstützung zukünftiger Kunden und Investoren „Gesicherter Ertrag durch Photovoltaik-Anlagenüberwachung“ sowie der „Leitfaden zur Planung und Installation eines effizienten Monitorings für standardisierte Photovoltaikanlagen in Österreich“.42

6 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: System Kleinanlage, 1 Strang	12
Tabelle 2: Großanlage, mehrere Generatoranschlusskästen mit je mehreren Strängen, ein zentraler Wechselrichter.....	13
Tabelle 3: Messdaten analytisches Monitoring	19
Tabelle 4: Messdaten globales Monitoring	19
Tabelle 5: Messunsicherheit von Monitoringsystemen: aus A. Colli, et.al.: „Comparative Performance of Various PV Technologies in Different Italian Locations“. World Ren. En. Congr. Linköping, 2011	38

IMPRESSUM

Verfasser

AIT Austrian Institute of Technology

Gundula Tschernigg

Giefinggasse 2, 1210 Vienna

Tel: +43 (0) 50 550-6374

Mail: gundula.tschernigg@ait.ac.at

Web: www.ait.ac.at

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