

Schlussbericht, 18. Februar 2019

Auswertung der Langzeit- Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13

1989-2017



energie schweiz
Unser Engagement: unsere Zukunft.

Autoren

Thomas Vontobel, TNC Consulting AG

Thomas Nordmann, TNC Consulting AG

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.

Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

Adresse

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: CH-3003 Bern

Infoline 0848 444 444, www.infoline.energieschweiz.ch

energieschweiz@bfe.admin.ch, www.energieschweiz.ch, twitter.com/energieschweiz

Executive Summary

Deutsch

Im vorliegenden Bericht werden die wichtigsten Resultate der Auswertung Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13 präsentiert. Die PV-Anlage A13 war zum Zeitpunkt der Erstellung 1989 mit 104 kWp Nennleistung die damals grösste Netzverbundanlage der Schweiz und blieb bis 2017 mit den ursprünglichen PV-Modulen in Betrieb. 2005 wurden die Wechselrichter sowie gestohlene PV-Module ersetzt und die Anlage ging vom Bundesamt für Energie an das lokale Elektrizitätswerk Tamins (heute Rhiienergie AG) über. Damit stehen insgesamt 28 Betriebsjahre der ursprünglichen PV-Anlage zur Auswertung zur Verfügung. Nachdem die Erträge der PV-Anlage 2016 im Verhältnis zum ursprünglichen Ertrag um knapp 40% zurückgegangen waren, ist 2017 ein Repowering der PV-Anlage mit neuen PV-Modulen und Wechselrichtern erfolgt. Die Analyse der Ertragsreduktion und Ermittlung der Ursachen sowie Ableitungen von entsprechenden Erkenntnissen und Empfehlungen für den Langzeitbetrieb von PV-Anlagen ist das zentrale Ziel dieses Projekts. Die PV-Anlage A13 eignet sich für diese Untersuchung besonders gut, da bis 2004 eine ausführliche Messkampagne durch TNC durchgeführt wurde, in der Messwerte in hoher Qualität aufgezeichnet und ausgewertet wurden.

15 PV-Module sowie ein Wechselrichter von der ursprünglichen Anlage sind Ende 2018 auf kalibrierten Prüfständen der Fachhochschule Burgdorf (BFH) und dem Flasher der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) in Winterthur ausgemessen worden. Die polykristallinen PV-Module vom Typ Kyocera mit ca. 47 Wp Nennleistung sind auf dem LED-Flasher der ZHAW und ergänzend mit Elektrolumineszenz-Aufnahmen (EL) untersucht worden. Die nicht sonnenexponierten PV-Module (Referenzmodule) weisen weiterhin die ursprüngliche Nennleistung auf, während die Module von der Anlage durchschnittlich 20% Leistungsreduktion, variierend von 15%...37%, aufweisen. Dies entspricht einer jährlichen mittleren Reduktion von 0.55...1.32%. Die EL-Bilder zeigen deutlich beschädigte Zellen in den Modulen mit Leistungsreduktion. Für den auf dem Prüfstand der BFH untersuchten Wechselrichter SolarMax 60SE wurde der europäische Wirkungsgrad von 91.61% ermittelt. Im Vergleich zum messtechnisch ermittelten Wirkungsgrad des Wechselrichters von 92.64% aus den ersten drei Betriebsjahren ist dies eine minimale Reduktion von -1.12%. Die Solarstrahlung in Modulebene wurde 1989-2004 messtechnisch erfasst und für die Periode 1999-2017 anhand der gemessenen MeteoSchweiz-Werte standortspezifisch umgerechnet. Dabei kann über die gesamte Betriebsdauer eine zunehmende Tendenz der vorhandenen Solarstrahlung (+2.9 kWh/m²a) festgestellt werden, welche für die Betriebsperiode 2005-2017 mit +14.3 kWh/m²a deutlich ausgeprägter ausfällt. Anhand einer Computermodellierung der PV-Anlage, welche auf den gemessenen reduzierten Wirkungsgraden der Schlüsselkomponenten PV-Module und Wechselrichter basiert, sind Soll-Ertrags-Szenarien berechnet worden. Diese sind mit den effektiven Erträgen verglichen worden. Die zusätzlichen erheblichen Abweichungen sind höchstwahrscheinlich durch Ausfälle und Fehlfunktionen der Balance of Systems (BoS) Komponenten, also DC-Verkabelung, Klemmen, Sammelkästen, Sicherungselemente, etc., bedingt. Der Einfluss der Degradation der BoS Komponenten ist ähnlich, respektive gegen Ende der Betriebsdauer teilweise sogar grösser, als der Einfluss der Degradation der Module. Die Performance Ratio (PR) der PV-Anlage hat sich während dem stabilen Betrieb in der ersten

Betriebsphase 1990 bis 2004 nur minimal verschlechtert. In der zweiten Betriebsphase ab 2005 bis 2017 ist hingegen mit guter Näherung eine lineare Abnahme von $-0.032/a$ nachweisbar.

Die Resultate zeigen, dass die Qualität, Zuverlässigkeit und erwartete Lebensdauer der BoS-Komponenten für den Ertrag über die gesamte Laufzeit einer PV-Anlage von ähnlicher Relevanz wie die Degradation der PV-Module sind. Die PV-Module und Wechselrichter weisen eine Degradation im erwarteten Rahmen auf. Fortschritte in der Fertigung und der Qualitätssicherung der BoS-Komponenten lassen in diesem Bereich Verbesserungen bei neuen Anlagen erwarten. Eine permanente Anlagenüberwachung in Kombination mit der Erfassung der nutzbaren Solarstrahlung sind für die Erkennung und zeitnahe Behebung von Komponentenausfällen und damit stabile und hohe Anlagenenerträge und -performance essentiell. Mit sinkenden Investitionskosten wird der relative Anteil der Betriebs- und Unterhaltskosten an den Stromgestehungskosten für PV-Anlagen grösser. Ertrags-, Performance- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind entsprechend differenziert durchzuführen.

Français

Ce rapport présente les plus importants résultats de l'évaluation d'une expérience de fonctionnement à long terme du système de protection contre le bruit PV A13. Le système de protection contre le bruit PV A13, d'une puissance de 104 kWp, a été construit en 1989. Il s'agissait alors du plus grand système de réseau de Suisse et fonctionnait jusqu'en 2017 avec les modules PV d'origine. En 2005, les onduleurs et les modules PV volés ont été remplacés et le système est passé de la Confédération à EW Tamins (aujourd'hui Rhienergie AG). Cela signifie que 28 années de fonctionnement du système PV d'origine sont à disposition pour évaluation. Après que les rendements du système photovoltaïque ont chuté de près de 40%, un rééquipement du système photovoltaïque avec de nouveaux modules PV et des onduleurs a été effectué en 2017 (Repowering). L'analyse de la réduction du rendement et la détermination des causes sont au cœur de ce projet, ainsi que l'élaboration d'informations et de recommandations appropriées pour le fonctionnement à long terme des installations photovoltaïques. Le PVA A13 est particulièrement bien adapté à ces enquêtes, car une campagne de mesure détaillée a été menée par TNC jusqu'en 2004, au cours de laquelle les mesures ont été enregistrées et évaluées en haute qualité.

15 modules PV ainsi qu'un onduleur du système d'origine ont été mesurés sur des bancs d'essai calibrés de l'Université des sciences appliquées de Burgdorf (BFH) pour l'onduleur et le clignotant de l'Université des sciences appliquées de Zurich (ZHAW) à Winterthur. Les modules photovoltaïques polycristallins (Kyocera 47 W) ont été testés sur le clignotant à LED du ZHAW et en outre par électroluminescence (EL). Les modules photovoltaïques non exposés au soleil (modules de référence) conservent la puissance nominale initiale, tandis que les modules du système réduisent en moyenne de 20% la consommation d'énergie, varie de 15% à 37%. Cela correspond à une réduction moyenne annuelle de 0,55 à 1,32%. Les images EL montrent des cellules clairement endommagées dans les modules avec réduction de puissance. L'efficacité européenne de 91,61% a été déterminée pour l'onduleur SolarMax 60SE testé sur le banc d'essai BFH. Ceci représente une réduction minimale de -1,12% par rapport au rendement mesuré des 3 premières années de fonctionnement de l'onduleur de 92,64%. Le rayonnement solaire au niveau du module a été enregistré par mesure en 1989-2004 et converti pour la période 1999-2017 sur la base des valeurs MétéoSuisse mesurées par site. Sur l'ensemble de la durée de vie, on constate une tendance à la hausse du rayonnement solaire existant (+2,9 kWh / m²a) qui, pour la période d'exploitation 2005-2017, est nettement plus prononcée avec +14,3 kWh / m²a. Sur la base d'une modélisation informatique du système PV, basée sur les rendements réduits mesurés des composants clés des modules PV et des onduleurs, des scénarios de rendement cible ont été calculés. Celles-ci ont été comparées aux rendements effectifs. Les écarts importants sont probablement dus à des défaillances et à des dysfonctionnements des composants de la balance des systèmes (BoS), c'est-à-dire des câbles à courant continu, des terminaux, des collecteurs, des éléments de fusibles, etc. L'effet de la dégradation des composants BoS est similaire, même supérieur à celui de la dégradation du module vers la fin du temps de fonctionnement. Le rapport de performance (PR) de l'installation photovoltaïque ne s'est que légèrement détérioré au cours du fonctionnement stable de la première phase d'exploitation de 1990 à 2004. Dans la deuxième phase d'exploitation de 2005 à 2017, une diminution linéaire de -0,032 / a pu toutefois être démontrée avec une bonne approximation.

Les résultats montrent que la qualité, la fiabilité et la durée de vie attendue des composants BoS pour un rendement sur toute la durée de vie d'un système PV sont aussi importantes que la dégradation des modules PV. Les modules PV et les onduleurs montrent une dégradation dans la plage attendue. Les progrès réalisés dans la fabrication et l'assurance qualité des composants BoS suggèrent des améliorations dans les nouveaux équipements dans ce domaine. La surveillance permanente du PVA, associée à la détection du rayonnement solaire utilisable, est essentielle pour la détection et la correction rapide des pannes de composants, et donc pour des rendements et des performances système stables et élevés. Avec la diminution des coûts d'investissement, la part relative des coûts d'exploitation et de maintenance dans les coûts de production d'électricité des systèmes photovoltaïques augmente. Les calculs de rentabilité, de performance et de rentabilité doivent être différenciés en conséquence.

English

This report presents the most important results from the evaluation on the long-term performance of the PV power plant installed along the noise barrier of the A13 highway near Chur (GR). The PV plant at the time of its construction 1989 was the largest PV plant in Switzerland (104 kWp) and remained in operation with the original PV modules until 2017. In 2005, the inverters and several stolen PV modules were replaced and the plant was handed over from the Federal Office of Energy to the regional power provider *Elektrizitätswerk Tamins* (today called *Rhienergie AG*). When the yield of the PV plant around 2016 was reduced about 40% compared to the original yield, it was decided that the PV system was to be repowered with new PV modules and inverters in 2017. Overall, data of total 28 years of operation of the original PV system is now available for evaluation and analysis. The detailed analysis of this overall yield reduction and the evaluation of the possible causes as well as the findings of corresponding insights and recommendations for the long-term operation of PV plants is the central aim of this project. The PV plant A13 is particularly suitable for an in-depth analysis, as a detailed measurement campaign, carried out by *TNC* from the plants start until 2004, provides systematically recorded and evaluated measurement data.

15 PV modules and 1 inverter from the original PV plant were measured at the end of 2018 on calibrated test equipment of the University of Applied Sciences Burgdorf (BFH) for the inverter and a flasher of the Zurich University of Applied Sciences (ZHAW) in Winterthur. The polycrystalline PV modules (type Kyocera with approx. 47 Wp nominal power) have been tested on a LED Flasher and additionally with electroluminescence (EL). The non-solar-exposed PV modules (acting as reference modules) show power ratings on the same level as the original power ratings, while the modules coming from the plant have an average nominal power reduction of 20%, varying from 15% to 37%. This corresponds to an annual average reduction of 0.55 ... 1.32%. The EL images clearly show damaged cells on the modules with power reduction (Cell Cracks). The european efficiency coefficient of 91.61% was determined for the SolarMax 60SE inverter tested on the calibrated BFH test bench. Compared to the measured field efficiency coefficient of 92.64% during the first 3 years of operation, this is a minimal reduction of -1.12%. The solar radiation in module plane was recorded by measurements between 1989-2004 and converted for the period 1999-2017 based on site-specific measured MeteoSwiss data. Over the entire operating period 1990-2017, an increase in solar radiation (+2.9 kWh/m²a) can be shown, which for the operating period 2005-2017 is significantly more pronounced at +14.3 kWh/m²a. Based on a computer modeling of the PV plant, which uses the measured reduced efficiencies of the key components PV modules and inverter, scenarios have been calculated resulting in different target yields. These have been compared to the measured yields. The additional significant deviations are most likely due to failures and malfunctions of Balance of Systems (BoS) components, e.g. DC wiring, terminals, connections, fuse elements, etc. The influence of the degradation of the BoS components is similar or in some cases even greater than the influence of the degradation of the modules on the overall yield. The performance ratio (PR) of the PV plant has only slightly deteriorated during the stable operation period in the first phase from 1990 to 2004. In the second phase of operation from 2005 to 2017, however, a linear decrease of -0.032/a can be demonstrated with good approximation.

The results show that the quality, reliability and expected lifetime of the BoS components are as relevant as the degradation of the PV modules for constantly high yields and PR of a PV plant. The PV modules and inverters show degradation in the expected range. Progress in manufacturing and quality assurance of BoS components suggest improvements for newer PV plants in this area. Permanent monitoring of the PV plant in combination with site-specific solar radiation are essential for the recognition and timely repair of component failures and thus stable and high system yields and performance. With decreasing investment costs of PV plants, the relative share of operating and maintenance costs in the PV electricity generation costs increases. Yield prediction, performance and economic calculations have to be adapted specifically and in detail for high reliability.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
Abbildungsverzeichnis	11
Tabellenverzeichnis	13
1. Ausgangslage	14
2. Projektziel.....	16
3. Die PV-Anlage an der A13.....	18
3.1. Zeitgeschichtlicher Kontext	18
3.2. Beschreibung der ursprünglichen Anlage	21
3.3. Anlagegeschichte in der Betriebsphase 1 (1989-2005)	22
3.4. Beschreibung der Anlage beim Handwechsel 2005.....	24
3.5. Anlagegeschichte in der Betriebsphase 2 (2005-2017)	25
4. Methodik	26
4.1. Datengrundlage 1: Messdaten	26
4.2. Datengrundlage 2: Prüfungsergebnisse 2018 Systemkomponenten.....	26
4.3. Analyse und Auswertung der Daten.....	27
4.4. Umgang mit unterschiedlichen Datenquellen und Lücken in den Datenreihen.....	28
4.5. Unschärfen und Fehlerquellen	30
5. Resultate	31
5.1. Flashermessungen der PV-Module.....	31
5.2. Messungen des Wechselrichters auf dem Prüfstand	37
5.3. Solarstrahlung	40
5.4. Auswertungen mit Standardjahr	44
5.5. Betrachtungen auf Komponentenebene.....	48
5.6. Auswertungen mit Modellierungen	50
5.7. Wartung, Betrieb und Unterhalt.....	55
6. Schlussfolgerungen und Empfehlungen	57
6.1. Solarstrahlung	57
6.2. Degradation der PV-Module	57
6.3. Wechselrichter.....	57

6.4.	Balance of System (BoS) Komponenten.....	58
6.5.	Betrieb und Wartung	58
6.6.	Beurteilung Ertrag und Performance der PV-Anlage A13	59
6.7.	Anwendbarkeit der gefundenen Resultate	59
6.8.	Künftige Untersuchungen von PV-Anlagen gegen Ende der Betriebsdauer.....	59
7.	Ausblick.....	60
8.	Quellen	62
9.	Anhang	63

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Luftaufnahme der PV-Anlage an der A13 aus dem Jahr 2015 (Quelle: TNC)	14
Abb. 2: Projektorganisation mit Auftraggeber und -nehmer sowie Datenlieferanten	15
Abb. 3: PV-Strategie des Bundes für Schweizer Verkehrsträger (SonntagsZeitung, Okt. 1987)	18
Abb. 4: Standortevaluierung mit Quadranten A-D für Solaranlagen entlang von Verkehrsträgern	19
Abb. 5: Die Anlage an der A13 wurde Ende 1989 in Betrieb genommen	20
Abb. 6: Schematische Darstellung Aufständigung der Module an der Schallschutzwand	22
Abb. 7: Vorderseite Stichprobe-Modul	31
Abb. 8: Rückseite Stichprobe-Modul inkl. technischen Angaben	31
Abb. 9: IV- und PV-Kennlinie (nicht temperaturkorrigiert) des kaum degradierten Moduls SN 91701167 mit einer typischen Kurvenform mit hohem Füllfaktor	33
Abb. 10: IV- und PV-Kennlinie (nicht temperaturkorrigiert) des degradierten Moduls SN 91702365 mit hohem Serienwiderstand und reduziertem Füllfaktor	34
Abb. 11: Häufigkeitsverteilung der Abweichung der gemessenen Nennleistung vom Typenschild der 23 Stichprobe-Modulen	34
Abb. 12: Füllfaktor als Funktion der maximalen Leistung P_{mpp} [W] für die untersuchten PV-Module	35
Abb. 13: Beispiel eines Moduls ohne Auffälligkeiten in den Flashermessungen in der EL-Aufnahme (keine Cell Cracks sind ersichtlich)	36
Abb. 14: Beispiel des Moduls SN 91702365 mit Auffälligkeiten in den Flashermessungen (reduzierter Kurzschlussstrom) in der EL-Aufnahme (verschiedene Cell Cracks sind ersichtlich)	36
Abb. 15: Auszug aus der Messung des statistischen Wirkungsgrades des Wechselrichters (gewichteter europäischer Umwandlungswirkungsgrad: 91.98%)	37
Abb. 16: Umwandlungswirkungsgrad für unterschiedliche Teillasten und totaler europäischer Wirkungsgrad	38
Abb. 17: Auswertung dynamischer Wirkungsgrad für Rampensteilheit von $14 \text{ W/m}^2/\text{s}$	39
Abb. 18: Zusammenstellung der Resultate der dynamischen Wirkungsgradprüfungen für unterschiedliche Prüfprofile	39
Abb. 19: Darstellung der Jahressummen Globalstrahlung in der Modulebene für 1999-2017	42
Abb. 20: Entwicklung der Solarstrahlung über gesamte Betriebsperiode und über Betriebsperiode ab 2005 (bei Instandstellung) mit linearen Trendlinien	43
Abb. 21: Verlauf des spezifischen Ertrags über gesamte Betriebsdauer der Anlage; Ertragsabnahme ab 2011 ist deutlich erkennbar	45
Abb. 22: Datenreihe aus kombinierten Werten der TNC Messkampagne und Angaben der Rhienergie AG	46
Abb. 23: Darstellung des aus den erfassten und ausgewerteten Messwerte ermittelten Wirkungsgrades des Siemens Wechselrichters aus der ersten Betriebsphase	48
Abb. 24: Kurvenverlauf der PV-Lärmschutzanlage A13; Ausrichtungen der einzelnen Arrays und Strings werden im Modell hinterlegt	50

Abb. 25: Validierung des Modells anhand der Betriebsphase 1; Abweichungen in der Produktion in den Jahren 2000/01 sind durch WR-Ausfälle bedingt.....	51
Abb. 26: Anwendung des Modells auf Szenarien ohne Degradation und mit 20% Degradation sowie Vergleich zur gemessenen Produktion	52
Abb. 27: PR-Entwicklung über die Betriebsphasen 1990-2004 und 2005-2017; für lineare Trendlinien sind offensichtliche Ausreisser ausgeschlossen worden	54

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Beschreibung der PV-Anlage bei Inbetriebnahme 1989	21
Tab. 2: Beschreibung der PV-Anlage beim Handwechsel 2005.....	24
Tab. 3: Übersicht der bestehenden Datenquellen für gesamten Betriebszeitraum 1989-2017	29
Tab. 4: Vergleichende Analyse der PV-Module (Herstellerangaben vs. Resultate LED-Flasher)	32
Tab. 5: Zusammenfassung des Vergleichs der berechneten Solarstrahlung im Verhältnis zur in der Messkampagne gemessene Solarstrahlung in der Modulebene für die Jahre 1999-2008	40
Tab. 6: Zusammenfassung der Jahreswerte aus der Messkampagne für die Betriebsperiode 1990-2002 und 2006-2008	44
Tab. 7: Entwicklung der PR ab 2010; die Abnahme der PR ist durch Einfärbungen (grün, gelb, rot) deutlich erkennbar	47

1. Ausgangslage

Die 1989 gebaute Photovoltaikanlage an der Autobahn A13 zwischen Felsberg und Domat/Ems im Kanton Graubünden war die weltweit erste an einer Schallschutzwand installierte PV-Anlage überhaupt, mit 104 kWp (Nennleistung) die damals grösste Photovoltaik-Netzverbundanlage der Schweiz. Finanziert wurde das Pionierprojekt durch das Bundesamt für Energie BFE (damals Bundesamt für Energiewirtschaft) aus dem Kredit "Pilot- und Demonstrationsanlagen des Bundes". Die Umsetzung der Anlage geht auf eine Initiative der TNC Consulting AG zurück, welche bereits einige Jahre zuvor beim BFE einen Projektvorschlag mit Photovoltaik entlang von verschiedenen Verkehrsträgern einreichte. Basierend auf diesem Vorschlag wurde eine vom BFE finanzierte Machbarkeitsstudie erarbeitet, welche schliesslich zur effektiven Standortwahl von Felsberg und Domat/Ems für eine Pilotanlage führte. Für die Projektleitung, die Umsetzung, den Betrieb sowie ein umfassendes Monitoring wurde ebenfalls die TNC Consulting AG beauftragt. Nach 15 Jahren Betrieb verkaufte das Bundesamt für Energie die Netzverbund-Anlage 2005 an das lokale Elektrizitätswerk Tamins, welches fortan auch den Betrieb der Anlage übernahm. 2009 wurde das EW Tamins in die Rhienergie AG überführt¹.



Abb. 1: Luftaufnahme der PV-Anlage an der A13 aus dem Jahr 2015 (Quelle: TNC)

Nach insgesamt 28 Jahren Betrieb wurde die Anlage im Jahr 2017 durch die Rhienergie AG vollumfänglich erneuert. Das "Repowering" umfasste den Ersatz aller Module, der zwei Wechselrichter sowie der gesamten Gleichstromverkabelung. Die Unterkonstruktion der ursprünglichen Anlage wird weiter-

¹ Rhienergie stellt sich vor < <http://rhienergie.ch/firma>>. 15.2.2019.

hin genutzt. Diese Gesamterneuerung bietet nun Anlass, um einen Rückblick mit vertiefter Analyse des Verlaufs von Betrieb, Performance und Nutzungsgrad der PV-Anlage vorzunehmen um damit aus den fast 30 Jahren Anlagebetrieb wertvolle Erkenntnisse für die Zukunft zu ziehen. Gleichzeitig ermöglicht die Analyse einen Vergleich mit der neuen PV-Anlage am selben Standort. Anstoss für die Erneuerung der Anlage war laut der Rhienergie AG der Umstand, dass die Anlage nur noch 60% der ursprünglichen Leistung erbrachte [1]. Ziel der Analyse ist es, diese Messresultate zu überprüfen sowie die Ursachen für den Leistungsrückgang zu eruieren. Im Fokus stehen dabei technische Komponenten und Aspekte des Betriebs sowie der Wartung der Anlage.

Vom Projektstart 1989 bis 2005 wurde von der TNC Consulting AG ein ausführliches Monitoring vorgenommen, in dessen Rahmen die Betriebsaktivitäten regelmässig protokolliert sowie die Performance- und Leistungsergebnisse jährlich analysiert und rapportiert wurden. Es sind detaillierte Messwerte erfasst und ausgewertet worden. Das Monitoring ist ab 2005 von der Rhienergie AG in stark reduzierter Form weitergeführt worden.

Im Rahmen dieses Projektes im Auftrag des BFE wurden nach dem Rückbau der ursprünglichen Anlagekomponenten 2017 ursprüngliche PV-Module und ein Wechselrichter auf kalibrierten Prüfständen ausgemessen. Ein Sample der ursprünglichen PV-Module wurde 2018 von der Züricher Hochschule der angewandten Wissenschaften (ZHAW) in Winterthur mittels Flasher ausgemessen und analysiert. Einer der beiden ursprünglichen Wechselrichter wurde an der Fachhochschule Burgdorf (FBH) auf dem Prüfstand ausgemessen. Diese Resultate zusammen mit den Betriebsdaten der Rhienergie AG dienen als wichtige Grundlage für die Beurteilung des Zustands dieser Schlüsselkomponenten zum Ende der Betriebsdauer der PV-Anlage A13.

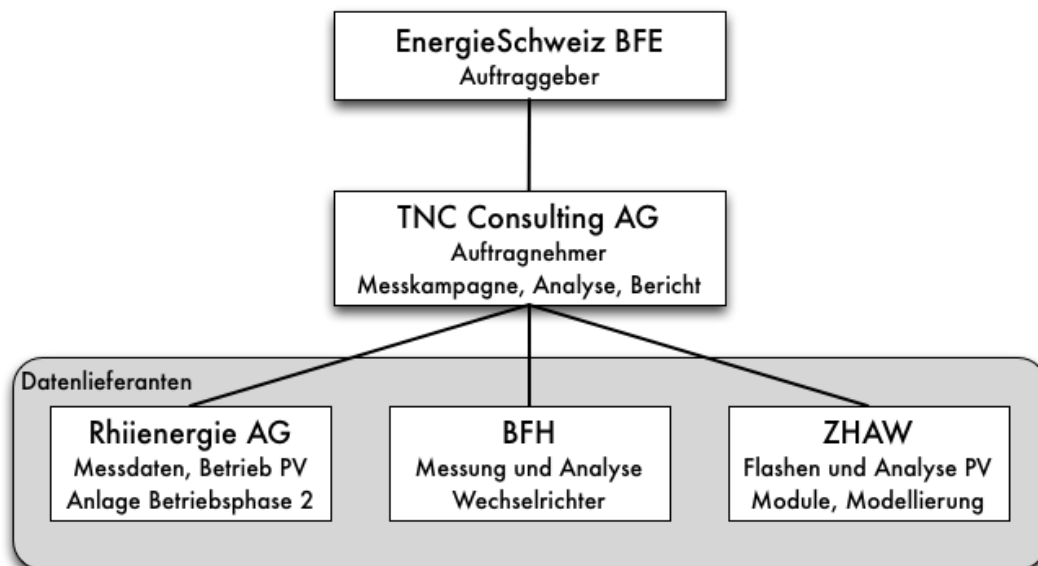


Abb. 2: Projektorganisation mit Auftraggeber und -nehmer sowie Datenlieferanten

2. Projektziel

Die PV-Anlage an der A13 gehört weltweit zu den wenigen Produktionsanlagen, welche über fast drei Jahrzehnte in Betrieb waren und (in der ersten Betriebshälfte) ausführlich ausgemessen und dokumentiert wurden. Diese Ausgangssituation bietet deshalb die seltene Möglichkeit, langfristige Effekte in einer PV-Anlage zu untersuchen und besser zu verstehen sowie verwendete Annahmen und Modelle zum Langzeitverhalten von PV-Anlagen zu überprüfen und zu verifizieren. Neben den jährlichen Betriebsprotokollen und den Ausmessungen der wichtigsten Komponenten (PV-Module und Wechselrichter) 2018 stehen für die Analyse auch die Ertragsdaten und die standortspezifischen Solarstrahlungsdaten (basierend auf Daten der Messkampagne und gemessenen MeteoSchweiz-Daten) über den gesamten Zeitraum zur Verfügung. Die Auswertung bildet das erste von zwei Teilprojekten zur PV-Anlage an der A13. Im zweiten Teilprojekt wird 2019 in Zusammenarbeit mit Rhienergie AG und dem Kanton Graubünden ein Direktvergleich zwischen der alten und der neuen PV-Anlage an der A13 gemacht werden.

Auf dieser Grundlage stehen folgende Fragestellungen im Fokus:

1. Analyse und Beurteilung **der Ertragsentwicklung, der Performance und verschiedener Degradationseffekte** der Einzelkomponenten (Module, Wechselrichter, etc.) sowie des Gesamtsystems während 28 Jahren Betrieb
2. Untersuchung des **Einflusses der Schlüsselkomponenten** und Ermitteln von zusätzlichen **nicht erfassten Einflüssen** zur besseren Quantifizierung und Beschreibung der Performance-Entwicklung
3. **Messtechnische Überprüfung der Nennleistung der PV-Module** als Schlüsselkomponenten nach 28 (bzw. 12) Jahren Betrieb im Flasher. Vergleich zu (ursprünglichen) Out of the Box-Modulen (Referenzmodule); **Analyse der Degradation** für die PV-Module über die Gesamtbetriebszeit
4. **Messtechnische Ausmessung der eingesetzten Wechselrichter** als weitere Schlüsselkomponenten nach 12 Jahren Betrieb; Grundlage für die **Beurteilung der Degradation** auf Komponentenebene
5. **Analyse der bisherigen Auswertungen** im Rahmen der Messkampagne zur Identifikation, Beschreibung und wenn möglich Quantifizierung von zusätzlichen Faktoren, welche Ertrag und Performance beeinflussen
6. Synthese der Erkenntnisse zur **Degradation der Schlüsselkomponenten** sowie der ermittelten zusätzlichen Faktoren um das Gesamtsystem über die ganze Betriebsdauer zu analysieren

7. Beurteilung der Stromproduktion der untersuchten Anlage unter Berücksichtigung der **spezifischen Standorteigenschaften** (u.a. Alpenraum mit höherer Sonneneinstrahlung und Schneemenge, Nähe zu Verkehrsträger etc.)
8. Einschätzung der gefundenen Resultate und **Schlussfolgerungen** zu folgenden Fragen: Wie hat sich die untersuchte PV-Anlage im Langzeitbetrieb verhalten? Welche der gefundenen Resultate lassen sich auf andere PV-Anlagen übertragen und welche Phänomene sind anlagenspezifisch? Welche Faktoren können beeinflusst werden? Was muss berücksichtigt werden um eine PV-Anlage möglichst lange und mit hoher Performance betreiben zu können?
9. **Empfehlungen** bezüglich **Langzeitbetrieb von PV-Anlagen**

Im Teilprojekt 2 wird 2019 ein Vergleich von Ertrag und Performance zwischen der ursprünglichen und der nach 28 Jahren sanierten PV-Anlage gemacht werden. Grundlage für diesen Vergleich werden u.a. die Auswertungen und Resultate des hier vorliegenden Teilprojekts 1 bilden.

3. Die PV-Anlage an der A13

3.1. Zeitgeschichtlicher Kontext

Im Dezember 1989 wurde an der Autobahn A13 (damals N13) in der Nähe von Chur (GR) die schweizweit erste 100 kWp Netzverbund-Photovoltaikanlage in Betrieb genommen. Pioniercharakter hatte die Anlage zu diesem Zeitpunkt nicht nur wegen ihrer Nennleistung, sondern auch weil weltweit zum ersten Mal eine Photovoltaikanlage an einer bestehenden Autobahn-Schallschutzwand installiert wurde. Damit konnte beispielhaft demonstriert werden, wie ertragsmässig relevante erneuerbare Stromquellen ohne zusätzlichen Landverbrauch realisiert werden können. Diese Doppelnutzung Schallschutz-Photovoltaik hat sich bewährt, im darauffolgenden Jahrzehnt international ausgebreitet und sich technisch laufend weiterentwickelt. Die Anlage an der A13 wurde jedoch zu einem Zeitpunkt gebaut, als die öffentliche Meinung Solarenergie noch immer als primär kostspielig und technisch unsicher einstufte.

2
NACHRICHTEN SCHWEIZ
SonntagsZeitung, 4. Oktober 1987

Solarstrom von der Autobahn

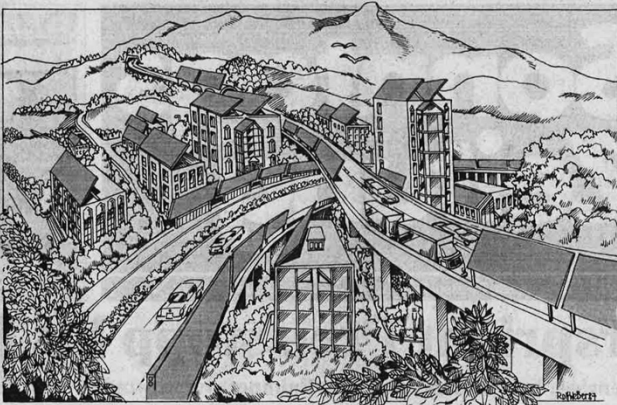
Bund will ab Lärmschutzwänden Energie wie ein halbes Kernkraftwerk produzieren

VON ANDRES BÜCHI

BERN/CHUR – Das Schweizer Autobahn- und Schienennetz soll künftig zur Stromproduktion eingesetzt werden: Bis 1990 will der Bund an den Lärmschutzwänden längs der Verkehrsachsen vier Solarkraftwerke bauen. In den nächsten beiden Wochen werden auf der N13 im bündnerischen Felsberg erste Fotopaneln montiert. Das Fernziel der Forscher: Eine jährliche Stromproduktion, die der Hälfte des Kernkraftwerks Leibstadt entspricht. Dazu wäre eine dezentrale Installation von insgesamt 17 Quadratkilometer Sonnenzellen notwendig.

Die bereits fortgeschrittenen Studien werden leise und hinter verschlossenen Türen vorangetrieben. Gerhard Schriber, Sektionschef beim Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW), zur *SonntagsZeitung*: «Wir lassen prüfen, wieviel Sonnenenergie auf bundeseigenen Einrichtungen gewonnen werden kann. Insbesondere wird abgeklärt, inwiefern Lärmschutzwände entlang von Autobahnen und SBB-Linien zur Energiegewinnung genutzt werden können.» Das hat seinen Grund: Als eines der grössten Hindernisse der Solarenergie gilt – bedingt durch den grossen Flächenbedarf – die «Verschandelung» der Landschaft. So wird beispielsweise für das Elektrowatt-Projekt eines alpinen Solarkraftwerkes mit 500 Kilowatt Spitzenleistung mit einem Platzbedarf von gegen 8000 Quadratmetern gerechnet. Ein Solarkraftwerk gleicher Leistung fände Platz auf einer Lärmschutzwand von gut einem Kilometer Länge!

Mit dem Vorprojekt des Bundesamtes, das von der Bündner Energieberatungsfirma TNC-Consulting realisiert wird, soll jetzt das qualitative und quantitative Potential zur Platzierung von Fotovoltaikfeldern



Eine Vision, wie wir zur Gewinnung von Solarstrom Hausdächer und Lärmschutzwände ausnutzen könnten

entlang von Schienennetzen und Nationalstrassen eruiert werden. Untersuchungen werden auch die verkehrstechnischen und ästhetischen Integrationsprobleme sowie die elektrische Einbindung der Anlagen in das schweizerische Verbundnetz.

Bringt das jetzt anlaufende Vorprojekt in Felsberg die erwarteten Resultate, soll danach mit der grossen Kelle angerichtet werden: Im Jahresabstand sollen bis 1990 nacheinander vier Pilotanlagen gebaut werden. Durch das fortschreitende Know-how sollen die Projektkosten gemäss TNC-Consulting von 1,8 Millionen Franken für die erste Anlage auf 700 000 Franken für das Kleinkraftwerk gesenkt werden. Damit kann auch der Preis pro Kilo-

wattstunde – ohne Finanzierungs- und Abschreibungskosten – von einem Franken auf rund 24 Rappen gesenkt werden.

Die Standorte sind bereits grob evaluiert. Schriber: «Aufgrund meteorologischer Abklärungen wurden Autobahnabschnitte im Wallis, Tessin, in Graubünden und der Westschweiz ausgeschieden.» Diese Strassen sind alle ost-west ausgerichtet und liegen meist auf der Nordseite eines Tal. Die Lärmschutzwände werden so während des ganzen Tages von der Sonne beschienen. Notwendig für eine 100-Kilowatt-Anlage wäre eine rund 200 Meter lange und fünf Meter hohe Schallschutzwand. Daraus resultiert eine Jahresproduktion von rund 100 000 Kilowattstunden – ungefähr der Strombedarf von 20 Haushalten.

Noch nicht besonders weit sind dagegen die Abklärungen zum Einbezug des Schienennetzes gediehen, obwohl das Nutzpottential gross ist, wie ein am Freitag vorgestelltes Projekt des freisinnigen Zürcher Umweltpartners Robert Chanson ausweist: «Eine Vollüberdachung des Rangierbahnhofes Limmattal mit Solarzellen könnte rund 50 000 Haushalte mit Strom versorgen» – abgesehen davon, dass der Solardeckel auch als Lärmschutz wirksam würde! SBB-Pressesprecher Urs Haller: «Wir werden das Projekt einer Teilüberdachung beim Rangierbahnhof Spreitenbach ernsthaft prüfen.»

TELEX

SVP BL: Anspruch bekräftigt
LIESTAL/BERN – Die SVP Baselland hat ihren Anspruch auf die Nachfolge von Bundesrat Leon Schlumpf bekräftigt. Nach Hans-Rudolf Nebiker, dem Chef der Nationalratsfraktion der Schweizerischen Volkspartei, hat nun auch der basellandschaftliche Regierungsrat Werner Spitteler sein Interesse an einer Bundesratskandidatur angemeldet.

Nestlé verlegt Arbeitsplätze
LAUSANNE – 150 Arbeitsplätze im Marketingbereich der Zürcher Nestlé Produkte AG werden am 1. September 1988 von Zürich nach La Tour-de-Peilz bei Vevey verlegt. Moderne Kommunikationsmittel hatten den einstigen Standortvorteil Zürichs vermindert.

Wieder durchgehend
CHUR – Die Unwetterschäden an der Bahnlinie im Bündner Oberland sind behoben. Nach über zwei Monaten Unterbrechung verkehrt der Glacier-Express zwischen St. Moritz und Zermatt wieder durchgehend.

NA gegen Kulturzentrum
ZÜRICH – Das Zürcher Kulturzentrum Rote Fabrik ist der Nationalen Aktion (NA) ein Dorn im Auge: Die NA ergriff gegen einen kürzlich vom Zürcher Gemeinderat bewilligten Baukredit von 9,6 Millionen Franken für die Rote Fabrik das Referendum.

Versuch mit ausländischen Aktien
ZÜRICH – Morgen Montag wird die Zürcher Börse versuchsweise mit dem permanenten Handel von 14 ausländischen Aktien beginnen. Es handelt sich dabei um Aktien von Anglo American, BP, BASF, Bayer, Daimler-Benz, Deutsche Bank, Hoechst, Siemens, Volkswagen, Philips, Royal Dutch, Unilever, Norsk Hydro und Elf Aquitaine.

Preis für Schweizer Filmer
LES DIABLERETS (VD) – Dem Schweizer Pierre-Antoine Hiroz wurde gestern in Les Diablerets für seinen Sahel-Streifen «Seo» der Grosse Preis des 18. Internationalen Festivals des alpinen Films zugesprochen.

Überfall auf Postbüro
KREUZLINGEN (SG) – Bei einem Raubüberfall auf das Postbüro Kurzrickenbach in Kreuzlingen haben gestern zwei unbekannte Männer 3600 Franken Bargeld erbeutet.

Abb. 3: PV-Strategie des Bundes für Schweizer Verkehrsträger (SonntagsZeitung, Okt. 1987)

Im Auftrag des Bundesamts für Energie führte die TNC Consulting AG 1987/88 eine Machbarkeitsstudie für potenzielle PV-Grossanlagen entlang von Schweizer Verkehrsträgern (d.h. an Strasse und Schiene) durch und entwickelte in diesem Rahmen und basierend auf der gemessenen Solarstrahlung sowie der Anzahl Kilometer Verkehrsträger ein Flächenkataster für den Standort Schweiz (siehe Abbildung 4). Basierend auf dieser Analyse wurden innerhalb des als "optimal" eingestuft

Quadranten A (mit hoher, d.h. $>1200 \text{ kWh/m}^2$, Sonneneinstrahlung pro Jahr und rund 1000 km Verkehrsträger) vier Standorte definiert, wo Solar-Messstationen eingerichtet wurden um die Faktoren (a) Solar-einstrahlung, (b) Umgebungstemperatur, (c) Modulertrag und (d) Modultemperatur präzise zu messen und zu evaluieren.

Nach der Standortevaluierung und Anlageplanung an der A13 folgte 1988 eine ausführliche Testphase, die während 12 Monaten mit 8 Modulen auf der bestehenden Schallschutzwand auf Höhe der Gemeinde Felsberg durchgeführt wurde. Im Herbst 1989 konnte die PV-Anlage schliesslich an der Schallschutzwand der A13 zwischen den Gemeinden Felsberg und Domat/Ems montiert und daraufhin im Dezember desselben Jahres in Betrieb genommen werden. Drei Jahre später, 1992, wurde in Magadino (TI), an einem zweiten Standort mit Solar-Messstationen, entlang der Bahnstrecke eine weitere Grossanlage realisiert.

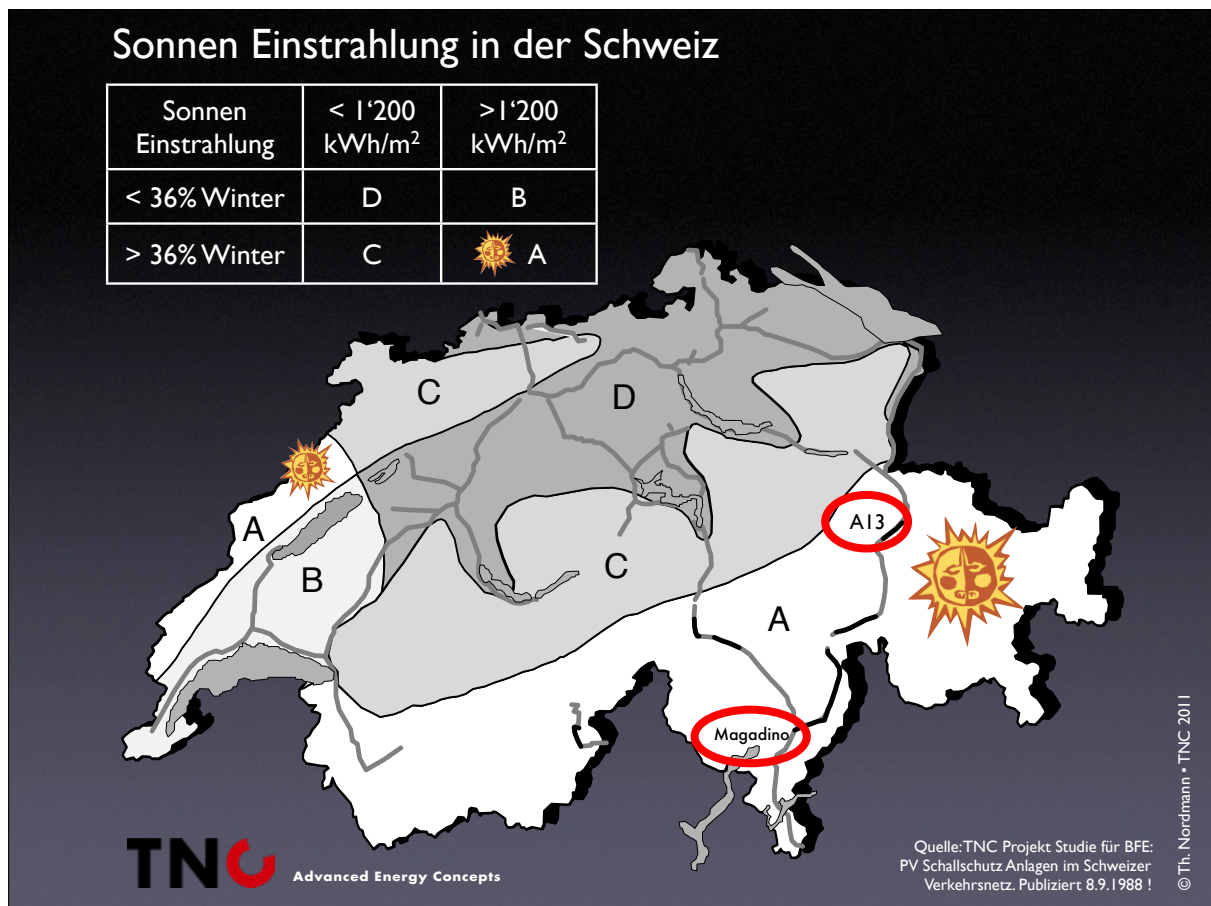


Abb. 4: Standortevaluierung mit Quadranten A-D für Solaranlagen entlang von Verkehrsträgern

Das Projekt erlangte über die Schweizer Grenzen hinaus Aufmerksamkeit und bildete innerhalb des Landes den Startpunkt für eine Reihe öffentlicher PV-Demonstrationsprojekte im Netzverbund entlang vom Strassen- und Schienennetz, u.a. in Magadino (TI) 1992, in Giebenach (BL) 1995, in Wallisellen (ZH) 1997, in Aubrugg (ZH) 1999, in Brüttisellen (ZH) 2000 und am Bahnhof Münsingen (BE) 2008, welche alle von TNC geplant wurden. Zudem wurden unter anderem auch in Deutschland (z.B. Ammersee/Bayern 1997) weitere ähnliche PV-Schallschutzanlagen umgesetzt.



Abb. 5: Die Anlage an der A13 wurde Ende 1989 in Betrieb genommen

Neben der Ökonomie der Solarenergie war schon in diesen Jahren auch der Flächenbedarf für grössere PV-Produktionsanlagen immer wieder Gegenstand politischer Diskussionen. Die PV-Nutzung von bestehenden Schallschutzwänden an Schiene und Strasse erwies sich demzufolge als sehr geeignet, da kein zusätzlicher Raum beansprucht wird und die bestehenden und stark landkonsumierenden Bauten der Verkehrsinfrastruktur (9.6% der Schweizer Siedlungsgebiets, davon 89% alleine für Strassen [2]) aufgewertet werden können. Von den durchschnittlich 397 m² Siedlungsfläche pro Kopf werden ganze 127 m² (32%) für Verkehrsinfrastruktur verwendet, was gesamthaft mehr ausmacht als die pro Kopf Wohnfläche von 112 m² (28%) [3]. Darüber hinaus eignet sich der Betrieb von Photovoltaik entlang der Verkehrsträger auch deshalb, weil ein verkehrstechnisch einfacher Zugang zu den Kontrollstellen der jeweiligen Anlagen stets garantiert werden kann.

Das Gesamtprojekt wurde vom BFE finanziert, während die Projektleitung, die Umsetzung und der Betrieb während der ersten 15 Betriebsjahre durch die TNC Consulting AG realisiert wurde. In dieser Zeitperiode hat die TNC regelmässig Monitoring-Aktivitäten durchgeführt um die Betriebstüchtigkeit der Anlage fortlaufend zu überprüfen und notwendige Optimierungen vorzunehmen. So kam es mehrfach zu Betriebsbeeinträchtigungen aufgrund von technischen Problemen sowie durch Diebstahl von einzelnen Komponenten. Die 15-jährige Erfahrung im Betrieb der Anlage durch Mitarbeiter der TNC haben aufgezeigt, dass regelmässige Überprüfungs- und Wartungsarbeiten essentiell sind für eine gute Produktionsbilanz.

Im Jahr 2005 verkaufte das BFE die Anlage an das lokale Elektrizitätswerk Tamins, welches 2009 zu Rhienergie AG umbenannt wurde. Die Rhienergie AG ist bis zum heutigen Zeitpunkt die Betreiberin der PV-Anlage an der A13 und hat diese 2017 vollumfänglich mit modernen Komponenten erneuert.

3.2. Beschreibung der ursprünglichen Anlage

Die seit 1989 produzierende PV-Anlage wurde im Verlauf der knapp drei Jahrzehnte Betrieb punktuell ertüchtigt, abgesehen vom Inverter blieben ihre Grundkomponenten jedoch bis zum Repowering im Jahr 2017 erhalten. Die folgende Beschreibung bezüglich Technologie, Leistung, Standort und Finanzierung bezieht sich auf die ursprüngliche Anlage von 1989 bzw. 1991 (Ersatz aller Module wegen einem Fabrikationsfehler).

Tab. 1: Beschreibung der PV-Anlage bei Inbetriebnahme 1989

Ursprüngliche Anlage (Stand 1989)			
Allgemeines	Bau und Inbetriebnahme	Herbst/Winter 1989	
	Besitzer	Bundesamt für Energie (BFE)	Periode: 1989-2005
	Betreiberin	TNC Consulting AG	Periode: 1989-2005
	Standort	A13 bei Felsberg-Domat/Ems (GR)	
	Nennleistung	104 kWp	Strombedarf für ca. 30 Haushalte
Technische Komponenten	Panel Typ	Kyocera / Typ LA361J48 / 48 Watt	1991 wurden alle Module ersetzt (gleiches Modell)
	Anzahl Panels	2208 Stück	innerhalb von 184 Panelgruppen
	Panelfläche	968 m ²	Länge der Anlage: 828 m
	Inverter Typ	Siemens / Typ Simatic 100 kW	Periode: 1989-2005
Leistung und PR	Nennleistung	104 kWp	
	Jahresertrag 1991	112'850 kWh	Ins Netz eingespeiste Menge
	Spezifischer Jahresertrag 1991	1'085 kWh/kWp	
	Ø Performance Ratio (PR) 1991	0.78	
Lage und Ausrichtung	Höhenlage	581 m.ü.M.	
	Ausrichtung	6°...21° Abweichung Richtung Ost ab Südausrichtung	
	Neigung	45°	
Kosten und Finanzierung	Baukosten total	ca. 2.4 Mio. CHF	
	Kostenanteile	41% Module, 14% Inverter, 15% Tragstruktur, 30% Verkabelung	
	Finanziert durch	Bundesamt für Energie (BFE)	Kredit Pilot-/Demonstrationsanlagen

Als Unterkonstruktion für die Montage der PV-Module ist ein Stahlgestell ("Tisch") entwickelt worden, welches mehrere PV-Module aufnehmen kann (3 Reihen à 4 Modulen mit jeweils 48 Wp). Dieses hat eine effiziente Vormontage und Verkabelung der PV-Module auf die Tische in den Werkhallen des Tiefbauamts ermöglicht. Die Modultische mit den vormontierten PV-Modulen sind mithilfe eines Krans direkt ab der Ladefläche von der Autobahn aus auf die Lärmschutzwand platziert worden. Die Modultische sind im gewünschten Neigungswinkel mit Klebanker an die Betonwand der Lärmschutzwand befestigt worden. Die entsprechenden Nachweise zur Statik und Belastungen mussten objektspezifisch erbracht werden.

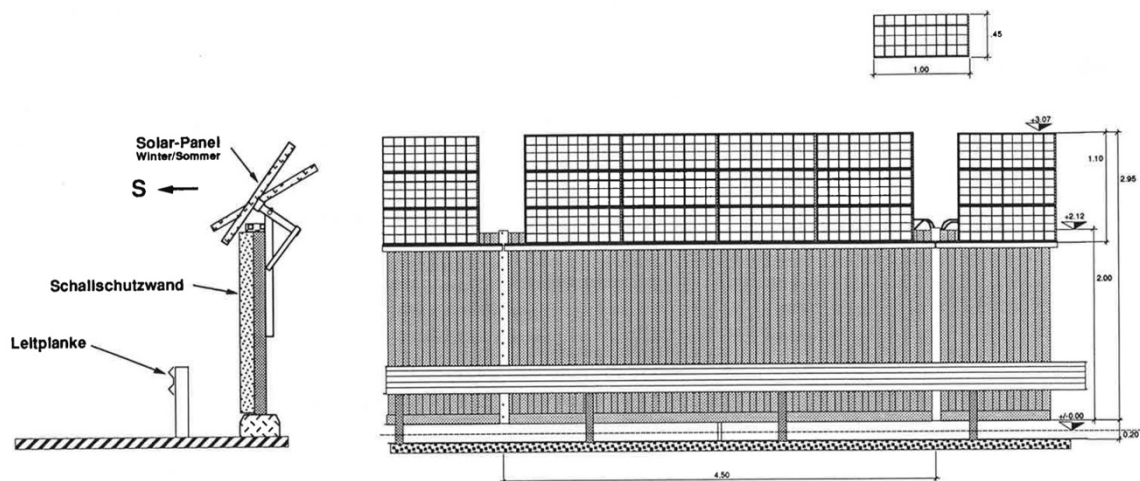
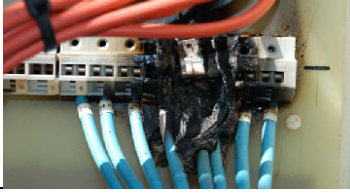


Abb. 6: Schematische Darstellung Aufständerung der Module an der Schallschutzwand

3.3. Anlagegeschichte in der Betriebsphase 1 (1989-2005)

Zentrale Ereignisse im Verlauf des Anlagebetriebs von 1989-2005 (Betriebsphase 1) und 2005-2017 (Betriebsphase 2) werden im Folgenden im Rahmen einer Timeline dargestellt. Während der ersten Phase wurde der Betrieb durch die TNC ausführlich dokumentiert. Ab Betriebsübergabe an das Elektrizitätswerk Tamins / Rhienergie AG im Jahr 2005 ist die Dokumentation weniger umfangreich vorhanden. Die protokollierten Ereignisse liefern Hinweise für die Interpretation von Auffälligkeiten bei der gemessenen Leistung und Performance über die gesamte Betriebsdauer.

Von 1989 bis 2005 verfasste die TNC Consulting AG jährlich einen Bericht im Auftrag und zu Händen des BFE, in welchem die Betriebserfahrungen gesammelt und normalisierte Auswertungen der Messdaten nach internationalen Standards gemacht wurden. Nach Übernahme der Anlage durch das EW Tamins / Rhienergie AG wurden von der TNC ohne Auftrag bis 2008 weitere Auswertungen der erfassten Messwerte vorgenommen. Effektive Jahresberichte ans BFE liegen für die Jahre seit 2005 nicht mehr vor.

Timeline Betriebsphase 1 (1989-2005)	
	Herbst 1989 Die 100 kWp Anlage mit 2208 Modulen wird nach einer ausführlichen Standortevaluation und Testphase in Chur an der A13 installiert und im Dezember 1989 in Betrieb genommen.
	Herbst 1991 Aufgrund eines von der TNC Consulting AG festgestellten Erdschlusses an 8 Modulen der Gesamtlieferung von 2208 werden im September 1991 auf Kosten des Lieferanten alle Module bei laufendem Betrieb ausgetauscht.
	Herbst 1996 Im Monat Oktober werden 8 Module entwendet (1. Diebstahl).
	Frühling 1999 Im April kommt es in einer der Arrayboxen wegen Feuchtigkeit zu einem elektrischen Kurzschluss. Der entstandene Schaden kann im August 1999 vollständig behoben werden.
	Frühling 2000 Die erste Million kWh wird nach zehn Jahren Betrieb am 31. März produziert. Zu diesem Anlass wird eine rückblickende Analyse publiziert und dafür eine Pressekonferenz veranstaltet.
	2000 / 2001 Es kommt mehrfach zu Ausfällen des Wechselrichters u.a. aufgrund eines defekten Ventilators. Somit wird in den zwei Jahren nur ca. 44-67% des Normalertrags erreicht.
	2003 / 2004 Im Verlauf von zwei Jahren mit insgesamt fünf Diebstählen (Juni 2003; Mai, Oktober, Dezember 2004, Mai 2005) werden insgesamt 508 Panels entwendet.
	Herbst 2004 Der Siemens 100 kW Wechselrichter wird Ende 2004 nach 15 Jahren durch zwei neue Wechselrichter ersetzt.
	Frühling 2005 Anfangs 2005 kauft das Elektrizitätswerk Tamins (heute Rhienergie AG) die Anlage vom BFE. Der Betrieb und das Monitoring von der TNC wird dabei ebenfalls an das EW Tamins übertragen.

3.4. Beschreibung der Anlage beim Handwechsel 2005

Bei der Übernahme der Anlage durch das Elektrizitätswerk Tamins im Jahr 2005 wurden Teile der Anlage renoviert und fehlende Komponenten ersetzt. Im Folgenden wird der Zustand der Anlage Ende 2005 beschrieben. Dieser hier abgebildete Zustand bildet die Grundlage für die Berechnungen sowie das Modell für die Auswertungen des Projekts, auf welche in den Kapiteln 4. Methodik und 0. Resultate näher eingegangen wird.

Tab. 2: Beschreibung der PV-Anlage beim Handwechsel 2005

Teilerneuerte Anlage (Stand 2005)			
Allgemeines	Teilerneuerung der Anlage	Herbst 2005	
	Neuer Besitzer	Elektrizitätswerk Tamins (2009 umbenannt in Rhienergie AG)	Periode: 2005 - heute
	Neuer Betreiber	Elektrizitätswerk Tamins (2009 umbenannt in Rhienergie AG)	Periode: 2005 - heute
	Neue Nennleistung	114 kWp	7% über der ursprünglichen Nennleistung
Technische Komponenten	Panel Typ	3/4 der Anlage (alte Module): Kyocera / Typ LA361J48 / 48 Watt 1/4 der Anlage (neue Module): Kyocera / Typ KC 125 GHT-2 / je 125 Watt	Neue Module (Typ KC 125) installiert im Oktober 2005
	Anzahl Panels	1944 Stück	3/4 ursprüngliche Module; 1/4 neue Module
	Panelfläche	982m ²	Länge der Anlage: 828 m
	Array Boxen	8 Arrayboxen renoviert	
	Inverter Typ	2 Sputnik SolarMax 60SE	Installiert im November 2004
Leistung / PR	Nennleistung	114 kWp	7% über ursprünglicher Nennleistung
	Jahresertrag 2005 (Netz)	60'182 kWh	<i>Zu beachten:</i> Während der ersten 10 Monaten des Jahres waren nur 65% der Module in Betrieb
	Spezifischer Jahresertrag 2005	541 kWh/kWp	
	Ø Performance Ratio (PR)	0.37 (ganzes Jahr 2005) 0.74 (November)	<i>Zu beachten:</i> Während der ersten 10 Monaten des Jahres waren nur 65% der Module in Betrieb
	Stillstandverluste und Energie für Datenerfassung 2005	1314 kWh	

3.5. Anlagegeschichte in der Betriebsphase 2 (2005-2017)

Neben den registrierten jährlichen Produktionsdaten wurde vom EW Tamins / Rhienergie AG eine Zusammenstellung von Störungsfällen während der Betriebsphase 2 zur Verfügung gestellt, welche hier im zweiten Teil der Timeline aufgeführt ist.

Timeline Betriebsphase 2 (2005-2017)	
	2005 Im Sommer werden 2 Messkabel bei Meteobox 1 von Nagetieren vollständig durchgefressen. Diese werden vom EW Tamins ersetzt. Nach Renovation und Ersatz von entwendeten Panels ist die Anlage ab November wieder voll in Betrieb.
	2012 Es kommt zu einer Störung vom Wechselrichter 1 und zu diversen Kabelbrüchen. Die Komponenten werden durch die Rhienergie AG ersetzt.
	2013 Es werden defekte Sicherungen in mehreren Arrayboxen festgestellt. Diese werden von der Rhienergie AG ersetzt. Im Oktober kommt zu einem Panel-Kurzschluss. Dieser wird von der Rhienergie AG überbrückt. Im November wird der Defekt von mehreren Modulen durch mechanische Einwirkung festgestellt. 3 Stück werden durch die Rhienergie AG ersetzt.
	2015 / 2016 Es kommt während zwei Jahren zu diversen technischen Ausfällen. Die Störungssuche und -behebung wird nicht mehr vollzogen.
	Herbst 2017 Repowering der Anlage: Alle Komponenten (Module, Wechselrichter, Verkabelung) werden ersetzt. Der Ertrag und die Performance nach dem Repowering werden im nachfolgenden Teilprojekt untersucht und mit den Resultaten dieses Projekts verglichen.

4. Methodik

4.1. Datengrundlage 1: Messdaten

Für die Performance- und Ertragsanalyse der PV-Anlage an der A13 beziehungsweise deren zeitlicher Verlauf seit Betriebsstart werden die im Rahmen der Messkampagne TNC im Auftrag des BFE erfassten Zeitreihen von Messdaten aus dem Zeitraum 1989-2005 genutzt. Die technischen Eigenschaften der Anlage entsprechen der Beschreibung im Unterkapitel 3.2 *Beschreibung der ursprünglichen Anlage*. Folgende zur Verfügung stehende Daten wurden im Rahmen der Studie analysiert:

- Daten der Messkampagnen durch die TNC Consulting AG im Auftrag des BFE, 1990-2005, inklusive Auswertungen in den Jahresberichten für das BFE
- Moduldaten: Datenblätter, Nameplate-Angaben, Factory Messungen des Herstellers, Kontrollmessungen JRC Ispra der ursprünglichen Kyocera 48 W Module
- Gemessene Solarstrahlung auf Modulebene (Pyranometer) während der Messkampagne
- Auswertungen auf String-Ebene während der Messkampagne
- Auswertungen auf Monats- und Jahresbasis während der Messkampagne
- Ertragswerte (kWh) auf Monats- und Jahresbasis für die gesamte Betriebsdauer bis 2005

2005 ging die Eigentums- und Betriebsverantwortung der PV-Anlage an das lokale Elektrizitätswerk Tamins / Rhiienergie AG über und die Anlage wurde teilweise erneuert. Primär wurden einzelne Strings mit neuen 125 Wp Modulen sowie die Wechselrichter ersetzt. Die technischen Eigenschaften der Anlage nach Instandstellung 2005 entsprechen der Beschreibung im Unterkapitel 3.4 *Beschreibung der Anlage bei Handwechsel 2005*. Folgende zur Verfügung stehende Daten wurden im Rahmen der Studie analysiert:

- Messdaten der Messkampagnen durch die TNC Consulting AG für die Betriebsjahre 2006...2008
- Ertragswerte (kWh) auf Monats- und Jahresbasis für die Betriebsdauer bis 2017 von Rhiienergie AG

4.2. Datengrundlage 2: Prüfungsergebnisse 2018 Systemkomponenten

2017 konnte die TNC Consulting AG 15 PV-Module vom Typ Kyocera LA361J48 (ursprüngliche 48 Wp Module) während des Rück- und Umbauprozesses der Anlage, ebenso wie einen der beiden Zentralwechselrichter vom Typ SolarMax 60SE, für Messungen auf Prüfständen übernehmen. Zusätzlich zu den von der Anlage abgebauten PV-Modulen verfügt die TNC über 8 originale Module desselben Typs, welche ohne oder mit sehr wenig Sonnenexposition während der gesamten Zeitdauer im Keller gelagert worden sind (*Out of the Box* Referenz-Module).

Die PV-Module wurden im Rahmen dieses Projekts 2018 auf dem LED-Flasher der Fachhochschule Winterthur (ZHAW) ausgemessen und untersucht, sodass Aussagen über den Zustand der Module zum Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme nach 28 Jahren 2017 möglich sind.

Der Zentralwechselrichter (Montage 2005) wurde 2018 auf dem kalibrierten Prüfstand der Fachhochschule Burgdorf (BFH) ausgemessen. Dabei sind die aktuell gültigen Prüfnormen für Wechselrichter zur Anwendung gekommen. Um möglichst aussagekräftige Resultate zum Zustand und Wirkungsgrad des Zentralwechselrichters bei der Ausserbetriebnahme 2017 zu erhalten, sind die Prüfwerte wo sinnvoll an die realen Einsatzbedingungen der PV-Anlage angepasst worden (Stringspannungen, etc).

4.3. Analyse und Auswertung der Daten

Für die Betriebsjahre ab 2008 stehen keine vor Ort gemessenen Solarstrahlungsdaten zur Verfügung. Die Solarstrahlungsdaten in Modulebene werden deshalb standortspezifisch anhand der gemessenen Werte der Meteo-Stationen von MeteoSchweiz auf Monatsbasis und objektspezifisch durch MeteoTest berechnet. Die so ermittelten Solarstrahlungsdaten sind ab dem Jahr 1999 verfügbar. Durch die zeitliche Überlappung der zwei unterschiedlichen Datenquellen für die Solarstrahlung zwischen 1999...2008 kann ein Vergleich und eine Verifizierung bzw. Validierung der Daten erfolgen. Damit ist eine Beurteilung der Belastbarkeit der Solarstrahlungsdaten für die Betriebsjahre mit nur einer Datenquelle möglich.

Mit den über die gesamte Betriebsdauer erfassten eingespeisten Erträgen der PV-Anlage sowie den zugehörigen Solarstrahlungsdaten kann die Performance Ratio (PR) auf Jahres- und Monatsbasis berechnet werden. Damit wird eine detaillierte Auswertung der strahlungskorrigierten Entwicklung der Performance der PV-Anlage über die gesamte Betriebsdauer möglich.

Um die Ursachen für den festgestellten, deutlich reduzierten Ertrag der PV-Anlage in den letzten Betriebsjahren 2016/2017 besser beurteilen zu können, werden die Resultate der im Labor ausgemessenen Schlüsselkomponenten einzeln analysiert. Für die Beurteilung der Ertragsreduktion werden dann zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt:

- (1) Vergleich mit einem Standardjahr, basierend auf den vorhandenen historischen Messdaten
- (2) Vergleich mit Berechnungen aus einem Modell, welches anhand der auf den Prüfständen ermittelten Kennzahlen der Komponenten erstellt wird

(1) Standardjahr

Für den Vergleich mit einem Standardjahr werden Mittelwerte über die ausgemessenen Betriebsjahre erstellt. So können für die PV-Anlage nach der Instandstellung 2004/2005 die Messwerte von 2006...2008 genutzt werden. Dasselbe Vorgehen könnte auch für die Betriebsperiode 1990-2003 angewendet werden. Es ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der teilweise ersetzen PV-Module und der ersetzten Wechselrichter die Betriebsperioden 1990-2003 und 2006-2017 nur mit entsprechenden Vorbehalten miteinander verglichen werden können.

(2) Modellberechnungen

Mittels einer Modellierung, welche die PV-Anlage mit den entsprechenden Schlüsselkomponenten abbildet, können Soll-Erträge für unterschiedliche Szenarien ermittelt werden. Es wird ein computer-gestütztes Simulations-Tool für PV-Anlagen genutzt. Die PV-Anlage wird mit den einzelnen Strings und Arrays mit den entsprechenden Modultypen und Wechselrichtern abgebildet. Die unterschiedlichen Ausrichtungen der Strings können so ebenfalls abgebildet werden. Der Einfluss unterschiedlicher Annahmen, zum Beispiel zu der Degradation der PV-Module, kann mittels unterschiedlicher Szenarien untersucht werden. Da die Komponenten einzeln hinterlegt sind, können verbleibende Differenzen zu den gemessenen Erträgen besser in der Ursache eingegrenzt werden. Anhand von Vergleichen mit der Betriebsphase 1, welche dank der Messkampagne gut dokumentiert ist, kann auch eine Validierung des Modells erfolgen. Ein weiterer Vorteil von Modellberechnungen sind die einfach umzusetzenden Anpassungen in den Annahmen.

4.4. Umgang mit unterschiedlichen Datenquellen und Lücken in den Datenreihen

Eine zentrale Herausforderung für die Analyse der Ertrags- und Performanceentwicklung über den gesamten Betriebszeitraum besteht darin, dass die Datenverfügbarkeit und deren Umfang stark variiert und nur wenige Messdaten verlässlich für den gesamten Zeitraum von 1989-2017 zur Verfügung stehen (*siehe Tabelle 3*). Die primären Datenquellen über längere Betriebsdauern sind Mess- und Produktionsdaten der TNC Consulting AG, Produktionsdaten der Rhienergie AG und Solarstrahlungsdaten von MeteoSchweiz (standortspezifisch umgerechnet von MeteoTest AG). Ergänzt werden diese durch die punktuellen Resultate der Messungen 2018 für die PV-Module und den Wechselrichter auf den Prüfständen der Fachhochschulen sowie deren Auswertungen und Analysen.

- **Daten aus der Messkampagne TNC Consulting AG:** Feldmessdaten Solarstrahlung in Modulebene, DC Messungen auf String- und Arrayebene, AC Messungen Einspeisepunkt auf Monats- und Jahresbasis, Temperaturwerte, etc.
- **Daten vom Anlagenbetreiber EW Tamins / Rhienergie AG:** Produktionszahlen PV-Anlage am Einspeisepunkt auf Monats- und Jahresbasis
- **Daten von MeteoSchweiz / MeteoTest AG:** Solarstrahlungsdaten standortspezifisch umgerechnet ab Messstationen MeteoSchweiz, 1999-2017 auf Monats- und Jahresbasis

Tab. 3: Übersicht der bestehenden Datenquellen für gesamten Betriebszeitraum 1989-2017

		BETRIEBSPHASE 1															BETRIEBSPHASE 2														
		Eigentümer: Bundesamt für Energie BFE Betreiber: TNC Consulting AG															Eigentümer: EW Tamins/ Rhienergie AG Betreiber: EW Tamins/ Rhienergie AG														
		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
STROMPRODUKTION	Produktionsdaten																														
	Messkampagne TNC																					N/A									
	Produktionsdaten Rhienergie																														
SOLAR-STRAHLUNG	Messkampagne Stringebene TNC																					N/A									
	Gemessene solarstrahlung Messkampagne TNC																					N/A									
SOLARMODULE	Berechnete solarstrahlung Meteo Test																														
	Typenschilder / Datenblätter																														
	Messung ESTI / Ispra				N/A																										
WECHSELRICHTER	Flasher Messung ZHAW Winterthur	N/A																													
	TNC Feldmessung WR Siemens																														
BETRIEB	TNC Feldmessung WR Sputnik																														
	Prüfstand BFH WR Sputnik	N/A													N/A			N/A													
BEMERKUNGEN	Logbuch Betrieb & Unterhalt TNC																			N/A											
	Logbuch Betrieb & Unterhalt Rhienergie																														
	Jahresberichte durch Betreiber																			N/A											
BEMERKUNGEN																															
	Auswechseln aller Module																														
	Wechselrichterausfälle																														
	Wechselrichterausfälle																														
	Diebstahl PV-Module																														
	Ersatz WR																														
	Ersatz gestohlene Module																														

Wo zeitliche Überlappungen von Messdaten aus unterschiedlichen Quellen vorhanden sind, sind diese Überlappungen genutzt worden um die Belastbarkeit und die Zuverlässigkeit der Datenquellen zu beurteilen. Wenn mehrere Datenquellen ähnlicher Qualität vorhanden sind, wurde als Wert für die Auswertungen ein Mittelwert angenommen. Bei Datenlücken oder offensichtlichen Fehlern in den Werten sind Korrekturen anhand von alternativen Datenquellen soweit möglich vorgenommen worden.

4.5. Unschärfen und Fehlerquellen

Unterschiedliche Gründe können zu Unschärfen respektive Einschränkungen in der Zuverlässigkeit bei den Auswertungen und Resultate führen.

Die relativ geringe Anzahl ursprünglicher PV-Module, welche im Rahmen dieser Untersuchung 2018 ausgemessen und analysiert werden konnten, schränkt die Repräsentativität der gefundenen Resultate ein. Es besteht eine Unsicherheit in der Häufigkeitsverteilung der gemessenen Leistungswerte über alle Module anhand der eingeschränkten Repräsentativität der Samplegrösse. Von den nach dem Diebstahl 2005 neu eingesetzten 125 Wp PV Modulen konnten keine Module 2018 auf dem Prüfstand untersucht werden.

Bei den Wechselrichtern konnte 2018 nur einer der zwei seit 2005 operativen Zentralwechselrichter auf dem Prüfstand ausgemessen werden. Das Verhalten des zweiten Wechselrichters ist daher weitgehend unbekannt. Anhand von Teilfeldmessungen in den Betriebsjahren 2006-2008 durch die Messinstrumente Messkampagne TNC konnten Teilvergleiche für die ersten Betriebsjahre gemacht werden.

Es bestehen sowohl bei den in der Messkampagne eingesetzten Messgeräte als auch bei den Messungen auf den Prüfständen Messungenauigkeiten.

Während für die ursprünglichen PV-Module Resultate aus kalibrierten Flashermessungen sowohl beim Bau der Anlage als auch beim Rückbau vorhanden sind, sind die Ausgangswerte für die 2005 neu eingesetzten Wechselrichter betreffend Wirkungsgrad basierend auf Berechnungen aus den Betriebsmessungen erfolgt. Diese Prüfstandmessungen gemäss den geltenden Normen und Verfahren wurden 2018 durchgeführt.

Insgesamt ist die Datenlage für die PV-Lärmschutz-Anlage A13 trotzdem sehr gut und die Belastbarkeit der Resultate wird als hoch beurteilt. Dies unter anderem dank der detaillierten und langfristigen Messkampagne, den vorhandenen zeitlichen Überlappungen von verschiedenen Datenquellen zu denselben Messgrössen und der Ergänzung durch die Messung von Schlüsselkomponenten auf Prüfständen 2018. Gleichzeitig sind mit den Jahresberichten und den teilweise detaillierten Logbüchern zum Anlagenbetrieb ergänzende Informationen zu den Messwerten vorhanden, welche eine präzisere Interpretation der Messdaten erlauben.

5. Resultate

Nachfolgend sind die Resultate aus der Datenanalyse bezüglich Ertragsentwicklung, Performanceverlauf und Degradation der Schlüsselkomponenten sowie des Gesamtsystems zusammengestellt. Die Vorgehensweise bei der Datenauswertung wurde im Unterkapitel 4.3 *Analyse und Auswertung der Daten* beschrieben. Ergänzend zu den im Bericht dargestellten Resultaten der Messungen der Hardware auf den Prüfständen (PV-Module und Wechselrichter) werden die Originalberichte und die vollständigen Auswertungen, realisiert durch die technischen Fachhochschulen ZHAW und BFH, im Kapitel 9. *Anhang* angefügt.

5.1. Flashermessungen der PV-Module

Eine Stichprobenzahl von 23 Modulen (1.2% der Anlage-Gesamtzahl von PV-Modulen) wurde mit dem LED-Flasher **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) im Labor in Winterthur vermessen (*Resultate siehe Tabelle 4*). Die Module sind alle vom selben Modell Kyocera LA361J48, wurden jedoch in zwei unterschiedlichen Jahren fabriziert und verfügen gemäss den technischen Angaben auf der Modulrückseite (Nameplate-Angaben) über unterschiedliche Nennleistungen, d.h. 48 Wp bzw. 46.8 Wp. Jedes Modul verfügt über 36 polykristalline Zellen, welche mit einer Bypass-Diode parallelgeschaltet sind (*siehe Abbildung 7 und 8*). Während 15 der 23 Module seit 1991 an der A13 montiert und bis 2017 im Einsatz waren, wurden die anderen 8 Stück über den gesamten Zeitraum als Referenzmodule von der TNC im Keller gelagert und waren somit nicht bzw. kaum der Sonne und Witterungseinflüssen ausgesetzt.



Abb. 7: Vorderseite Stichprobe-Modul



Abb. 8: Rückseite Stichprobe-Modul inkl. technischen Angaben

Die Angaben zur ursprünglichen Nennleistung der PV-Module variiert je nach Quelle. Angeboten wurden die Module mit einer Nennleistung von 48 Wp. Auf den Typenschildern hingegen sind 46.8 Wp angegeben. Bei der ursprünglichen Beschaffung konnte anhand des von der TNC erstellten Werkvertrages die Nachmessung einer Stichprobe von PV-Modulen in einem Prüflabor durchgesetzt werden. Unter anderem wurde bei den im Joint Research Center JRC in Ispra (IT) durchgeführten Messungen eine Nennleistung von 47 Wp ermittelt, welche schliesslich in der Beschaffung auch bezahlt wurden. Die Auswertung der Prüfprotokolle des Herstellers über alle 2'208 ursprünglich eingesetzten Module ergeben einen Mittelwert von 46.92 Wp. Bei der Auswertung der Messresultate sind daher nebst den Angaben auf dem Typenschild (*Nameplate*) auch die Abweichungen zu den Angaben des Herstellers mitberücksichtigt worden (*siehe Spalte 9, Tabelle 4*). Die Angaben zu Strom im Arbeitspunkt (Imp) und Spannung im Arbeitspunkt (Vm) stammen von den Angaben auf dem Typenschild.

Tab. 4: Vergleichende Analyse der PV-Module (Herstellerangaben vs. Resultate LED-Flasher)

Seriennummer	Voc STC [V]	Isc STC [A]	Pmpp STC [W]	FF [-]	Temp Modul [°C]	Pmpp Typenschild [W]	Messung Pmpp Hersteller [W]	Abweichung Pmpp zum Typenschild	Abweichung Pmpp zu Messung Hersteller	String	Visual Inspection	Kommentar IV-Plot
91621048	21.02	2.97	37.18	0.599	21.9	46.80	47.2	-21%	-21%	6.10.2	Semi-Alt	Rs
91620357	21.02	2.91	35.25	0.579	22.0	46.80	47.3	-25%	-25%	6.10.2	Semi-Alt	Rs
91613393	21.04	2.95	39.73	0.643	22.0	46.80	46.8	-15%	-15%	6.10.2	Semi-Alt	Semi Rs
91621017	21.02	2.70	33.28	0.588	22.0	46.80	46.7	-29%	-29%	6.10.2	Semi-Alt	Rs, Isc
91702360	20.97	2.93	36.91	0.604	21.8	46.80	46.7	-21%	-21%	5.05.1	Alt	Rs
91701156	20.90	2.91	39.52	0.652	22.0	46.80	46.5	-16%	-15%	5.01.2	Alt	Ok
91701144	20.79	2.90	36.37	0.605	21.2	46.80	46.4	-22%	-22%	5.01.2	Alt	Rs
91701160	20.92	2.90	35.60	0.589	22.1	46.80	47.4	-24%	-25%	5.01.2	Alt	Rs
91701145	20.85	2.88	37.66	0.629	22.1	46.80	46.1	-20%	-18%	5.01.2	Alt	Rs
91621015	20.96	2.94	39.00	0.636	22.0	46.80	47.5	-17%	-18%	6.10.2	Semi-Alt	Semi Rs
91702076	20.83	2.89	33.66	0.561	22.1	46.80	47.6	-28%	-29%	5.04.1	Alt	Rs
91702075	20.91	2.89	36.21	0.601	22.1	46.80	47.5	-23%	-24%	5.04.1	Alt	Rs
91702365	20.83	2.84	29.57	0.503	22.1	46.80	46.8	-37%	-37%	5.04.1	Alt	Extreme Rs
91703124	20.80	2.90	30.94	0.515	22.1	46.80	46.7	-34%	-34%	5.04.1	Alt	Extreme Rs
91621049	20.93	2.95	35.10	0.571	22.0	46.80	47.7	-25%	-26%	6.10.2	Semi-Alt	Rs, Bypass
89903051	20.94	3.10	45.40	0.702	22.2	48.00	N/A	-5%	N/A		Alt	Ok
89Y23101	21.06	3.13	46.95	0.715	22.1	48.00	N/A	-2%	N/A		"Raum Keller"	Ok
89903052	20.86	3.07	45.95	0.719	22.2	48.00	N/A	-4%	N/A		Semi-Alt	Ok
91701167	20.99	3.03	47.10	0.745	22.0	46.80	47.3	1%	0%	wo??	Neu	Ok
91704002	21.11	3.11	48.32	0.739	22.3	46.80	46.7	3%	3%	nicht eingeb.	"Durchschlag"	Ok
91703055	21.16	3.16	48.42	0.727	22.3	46.80	47.5	3%	2%	nicht eingeb.	Neu	Ok
91209257	21.11	3.05	48.21	0.751	22.2	46.80	46.7	3%	3%	nicht eingeb.	Neu	Ok
91209250	21.17	3.08	48.75	0.751	22.3	46.80	47.2	4%	3%	nicht eingeb.	Neu	Ok

Die Messungen ergaben bei denjenigen Modulen, welche verbaut und somit sonnenexponiert waren, eine maximale Leistungsdegradation von 37% gegenüber den Herstellerangaben (Modul SN 91702365). Die geringste Abweichung beträgt 15% für diejenigen Module, welche auf der Anlage im Einsatz waren (SN 91613393 + SN 91701156). Diejenigen Module, welche von der TNC unverbaut während der Betriebsdauer der PV-Anlage im Keller gelagert wurden und als Referenzmodule dienen, zeigen keine Degradationseffekte betreffend Leistung auf (siehe Tabelle 4, letzte 8 Zeilen). Die sogar leicht höheren gemessenen Nennleistungen sind innerhalb der Messgenauigkeit des eingesetzten LED-Flashers.

Die untersuchten PV-Module des Strings 5.04.1 weisen alle eine deutlich höhere Degradation der Nennleistung in den Flashermessungen auf. Da die Anzahl der für die Flashermessungen zur Verfügung stehenden PV-Module aber relativ gering ist, kann eine Korrelation zwischen String-Zugehörigkeit und Degradation der PV-Module nicht abschliessend nachgewiesen werden. Im ursprünglichen Anlagendesign (1989) sind die PV-Module nach Strom im Arbeitspunkt (I_{mpp}) vorsortiert und entsprechend auf die Strings aufgeteilt worden.

Die Analyse der IV-Kennlinie zeigt einen hohen Serienwiderstand der degradierten PV-Module. Die visuelle Inspektion der Stichprobenmodule zeigt keine Schäden wie Delamination, Browning, Yellowing oder gebrochenes Glas. Die Reduktion des Kurzschlussstroms ist meist gering und eine Aktivierung der Bypass-Diode wurde bei keinem Modul festgestellt.

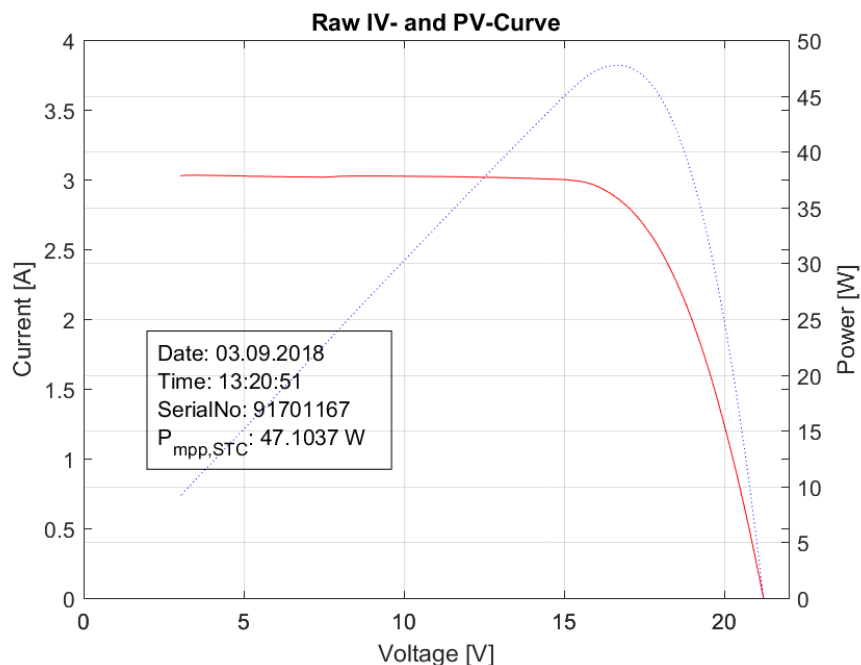


Abb. 9: IV- und PV-Kennlinie (nicht temperaturkorrigiert) des kaum degradierten Moduls SN 91701167 mit einer typischen Kurvenform mit hohem Füllfaktor

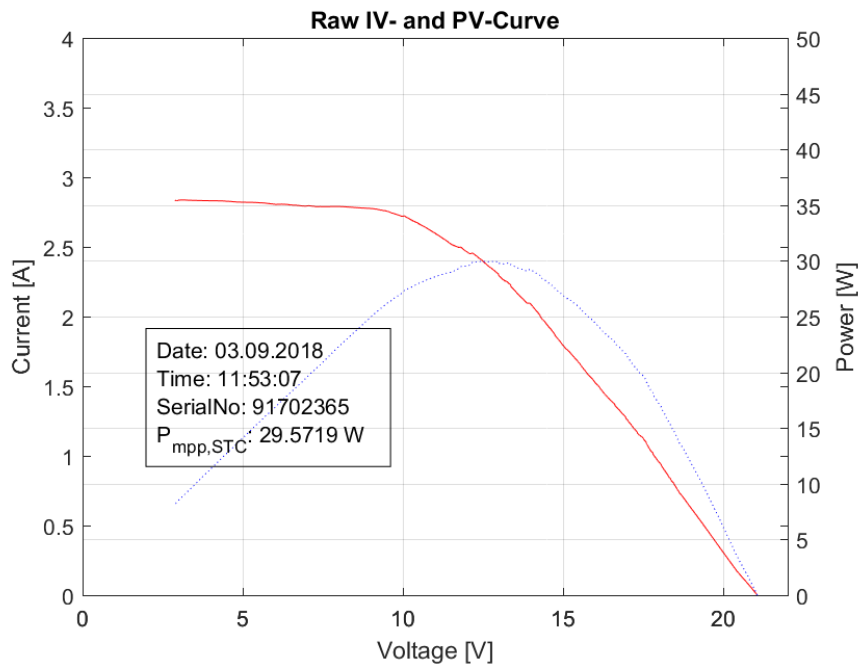


Abb. 10: IV- und PV-Kennlinie (nicht temperaturkorrigiert) des degradierten Moduls SN 91702365 mit hohem Serienwiderstand und reduziertem Füllfaktor

Die Verteilung der Nennleistungsabweichung der gemessenen Module (siehe Abbildung 11) zeigt eine Häufung der Nennleistungsreduktion von rund -20%. Stichprobenmodule mit einer geringen Abweichung der gemessenen Nennleistung (-10%...+5%) zeigen in der visuellen Inspektion kaum Gebrauchsspuren bzw. Verschmutzung auf. Es handelt sich dabei um die Referenzmodule, welche weder Sonnenlicht noch Meteeinflüssen ausgesetzt waren.

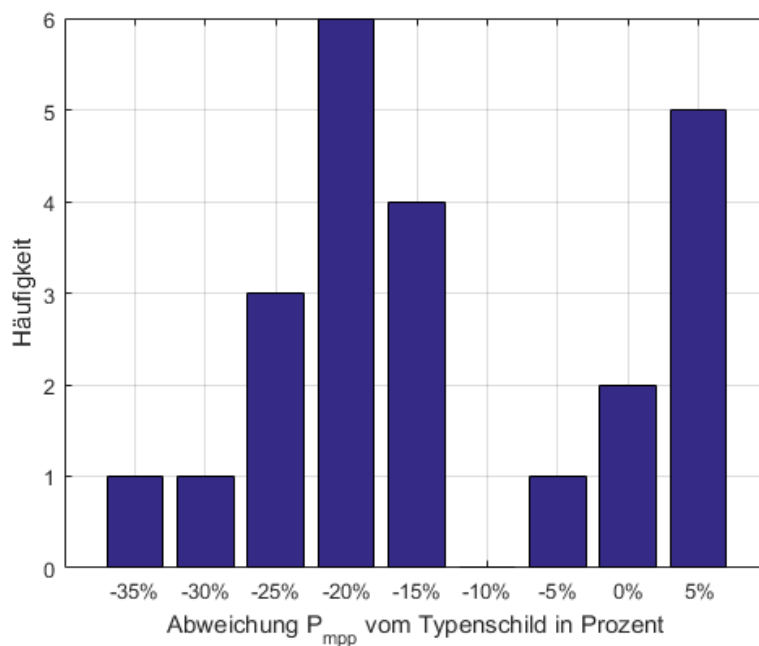


Abb. 11: Häufigkeitsverteilung der Abweichung der gemessenen Nennleistung vom Typenschild der 23 Stichprobe-Modulen

Der gesteigerte Serienwiderstand ist bei nahezu allen degradierten Modulen festzustellen und der dominante Faktor für die Nennleistungseinbusse. Dies schlägt sich auch auf den Füllfaktor nieder, welcher für die degradierten Module merklich geringer ist (*siehe Abbildung 12*). Gründe für einen gesteigerten Serienwiderstand können erhöhte Serienwiderstände der Zellverbindungen, Korrosion der Junctionbox oder Lötverbindungen sein [4]. Allfällige Korrosion der Stecker in der ursprünglichen Anlage kann leider nicht untersucht werden, da die Stecker und Anschlusskabel der Module beim Rückbau entfernt wurden.

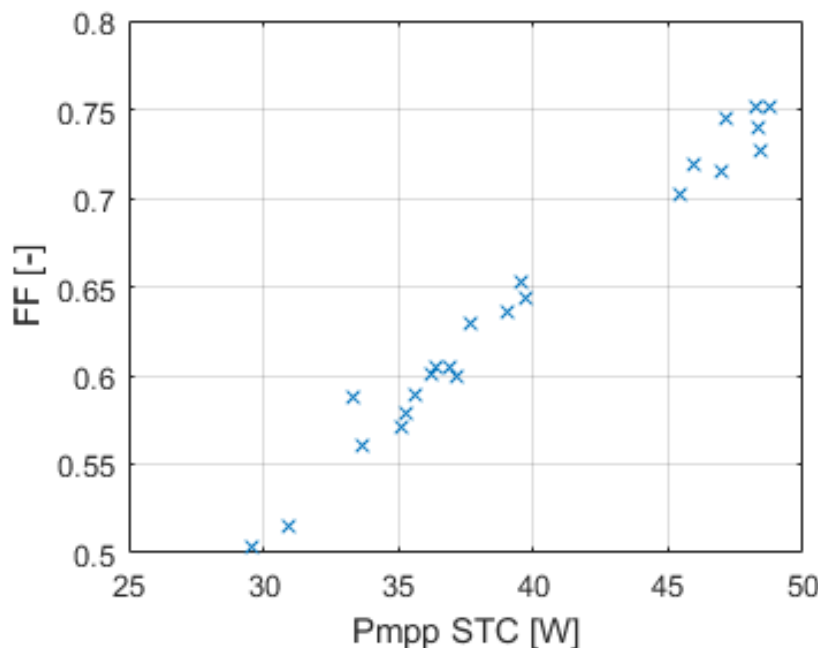


Abb. 12: Füllfaktor als Funktion der maximalen Leistung P_{mp} [W] für die untersuchten PV-Module

Ein reduzierter Kurzschlussstrom kann bedingt sein durch optische Degradationseffekte (zum Beispiel des Einbettungsmaterials) und Delaminationserscheinungen oder auf *Cell Cracks* hindeuten. *Cell Cracks* können durch eine rein visuelle Inspektion nicht festgestellt werden. Eine Möglichkeit zum Nachweis von *Cell Cracks* sind sogenannte Elektrolumineszenz Aufnahmen (EL). Für einzelne Module, welche Auffälligkeiten in den Flashermessungen aufweisen, sind deshalb zusätzliche EL-Aufnahmen gemacht worden. Nachfolgend sind zwei Beispiele aus den EL-Auswertungen aufgeführt (*siehe Abbildung 13 und 14*).

Eine mögliche Erklärung für die festgestellte Häufung von stärkerer Degradation der PV-Module in bestimmten Strings (String 5.04.1) könnte sein, dass die *Cell Cracks* bereits bei der ursprünglichen Installation der PV-Module vorhanden waren. Das würde einen reduzierten Strom im Arbeitspunkt (I_{mp}) erklären, welcher wiederum als Zuweisungskriterium für die String-Zuordnung gedient hat (die PV-Module wurden bei der Installation vorsortiert und den Strings einzeln zugewiesen). Zur Zeit der ursprünglichen Installation waren EL-Aufnahmen noch kein übliches Instrument zur Untersuchung von PV-Modulen auf *Cell Cracks*, sodass keine Vergleichsaufnahmen von der ursprünglichen Installation vorhanden sind. Die in der ausgemessenen Leistung unauffälligen Referenzmodule weisen aber keine *Cell Cracks* auf.

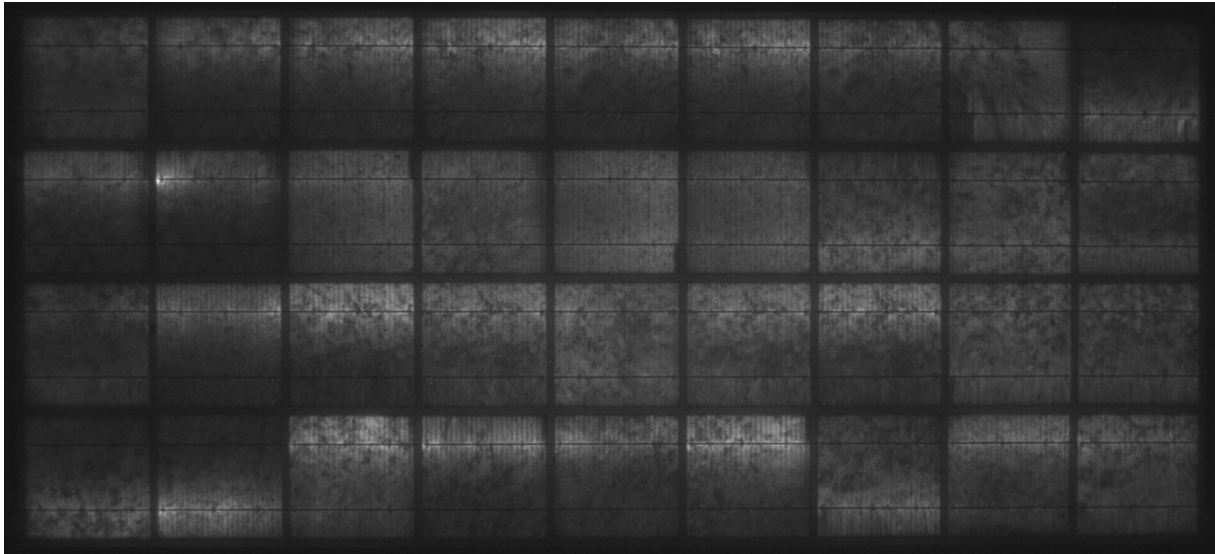


Abb. 13: Beispiel eines Moduls ohne Auffälligkeiten in den Flashermessungen in der EL-Aufnahme (keine Cell Cracks sind ersichtlich)

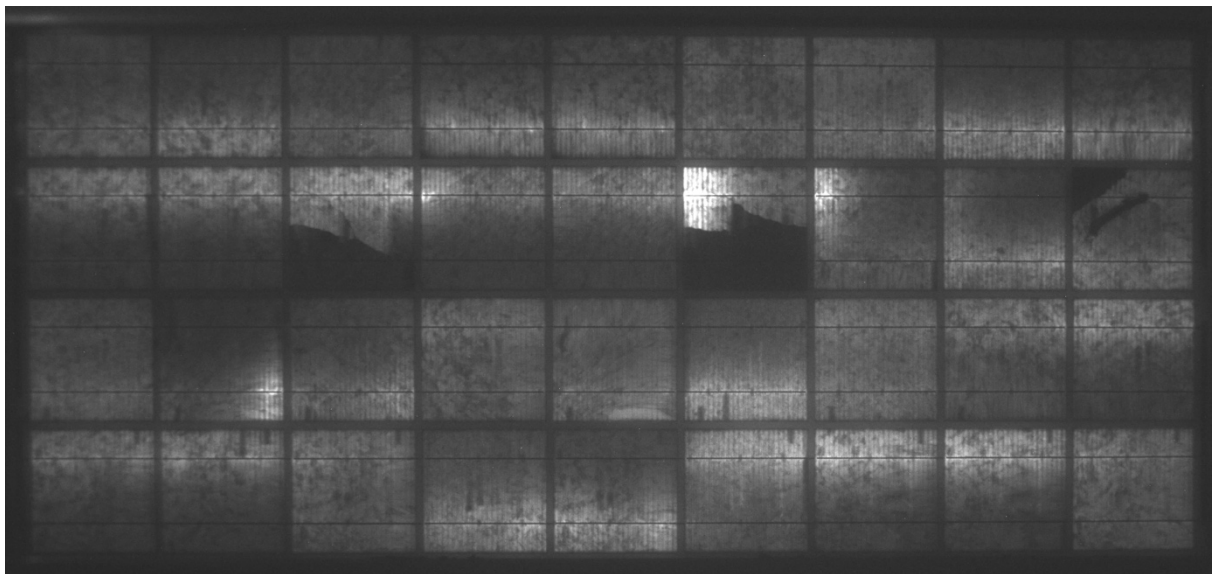


Abb. 14: Beispiel des Moduls SN 91702365 mit Auffälligkeiten in den Flashermessungen (reduzierter Kurzschlussstrom) in der EL-Aufnahme (verschiedene Cell Cracks sind ersichtlich)

5.2. Messungen des Wechselrichters auf dem Prüfstand

Einer der beiden bei der Instandstellung 2005 eingesetzten Zentralwechselrichter vom Typ SolarMax 60SE konnte im Prozess des Repowerings durch die TNC für Messungen auf dem Prüfstand sichergestellt werden. Der Wechselrichter (WR) konnte auf dem akkreditierten Prüfstand der Fachhochschule Burgdorf (BFH) ausgemessen werden [5]. Der vollständige Prüfbericht ist im 9. *Anhang* enthalten.

Um möglichst aussagekräftige Resultate zu erhalten, wurde als Prüfspannung die MPP-Spannung eines typischen Strings von 405 V DC angewendet.

Messung nach prEN50530

Normierte MPP-Leistung P_{mpp} / P_{dcn} [%]

5	10	20	25	30	50	75	100
---	----	----	----	----	----	----	-----

Pac [kW]

2.286	5.027	10.416	13.086	15.764	26.276	39.242	51.785
-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Pdc [kW]

2.763	5.637	11.299	14.124	16.991	28.341	42.482	56.346
-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Eta WR [%]

82.754	89.184	92.185	92.647	92.777	92.715	92.374	91.906
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Eta MPPT [%]

97.428	99.239	99.479	99.457	99.765	99.864	99.768	99.366
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

prEN 50530 Gewichtung nach

EU

Gewichtungswerte

0.03	0.06	0.13	0	0.1	0.48	0	0.2
------	------	------	---	-----	------	---	-----

Eta Conv [%] (Gewichtet nach EU oder CEC)

91.98

Eta Total [%] (Gewichtet nach EU oder CEC)

91.61

STOP

Abb. 15: Auszug aus der Messung des statistischen Wirkungsgrades des Wechselrichters (gewichteter europäischer Umwandlungswirkungsgrad: 91.98%)

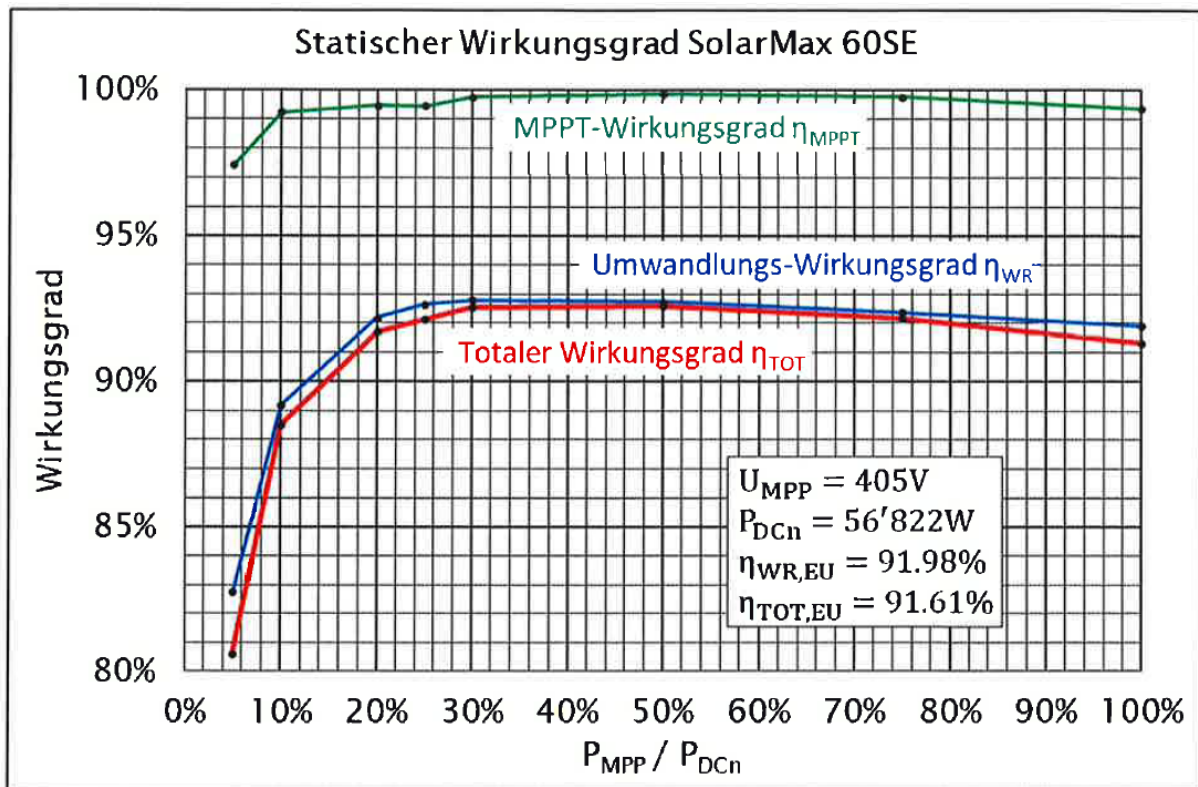


Abb. 16: Umwandlungswirkungsgrad für unterschiedliche Teillasten und totaler europäischer Wirkungsgrad

Es wurden sowohl statische als auch dynamische Wirkungsgradmessungen durchgeführt. Die meist verbreitete Kennzahl für Wechselrichter ist der europäische Wirkungsgrad. Dieser stellt einen gewichteten Mittelwert für unterschiedliche Teillasten dar. Die Vorgaben für die entsprechenden Prüfverfahren sind in der EN 50530 beschrieben. Aus den entsprechenden Prüfverfahren wurde ein europäischer Umwandlungswirkungsgrad von 91.98% ermittelt. Der totale europäische Wirkungsgrad liegt bei 91.61%. Verglichen mit aktuell auf dem Markt verfügbaren Wechselrichtern liegt dieser Wert deutlich unter den zu erwartenden Wirkungsgrad von >99%.

Der dynamische Wirkungsgrad beschreibt das Verhalten des MPP-Trackers bei unterschiedlichen Änderungen der Solarstrahlung. Im Prüfverfahren wird dies mit unterschiedlichen dynamischen Kennlinien geprüft. Bei einer Rampensteilheit von 10...30 W/m²/s ist der dynamische MPPT-Wirkungsgrad des untersuchten WR am tiefsten. Insbesondere die Messung bei 14 W/m²/s zeigt einen Wirkungsgrad von deutlich unter 90%. Heute marktübliche Wechselrichter weisen auch hier einen deutlich höheren Wirkungsgrad auf (>99%), wobei die MPP-Tracker heutiger Wechselrichter teilweise auch auf die Prüfnormen optimiert sind. Der Einfluss auf den Gesamtertrag dieses spezifischen Verhaltens ist schwierig einzuschätzen, weil der Standard der Prüfnorm nicht zwingend den objektspezifischen Anforderungen an Teillasten und dynamischem Verhalten entspricht.

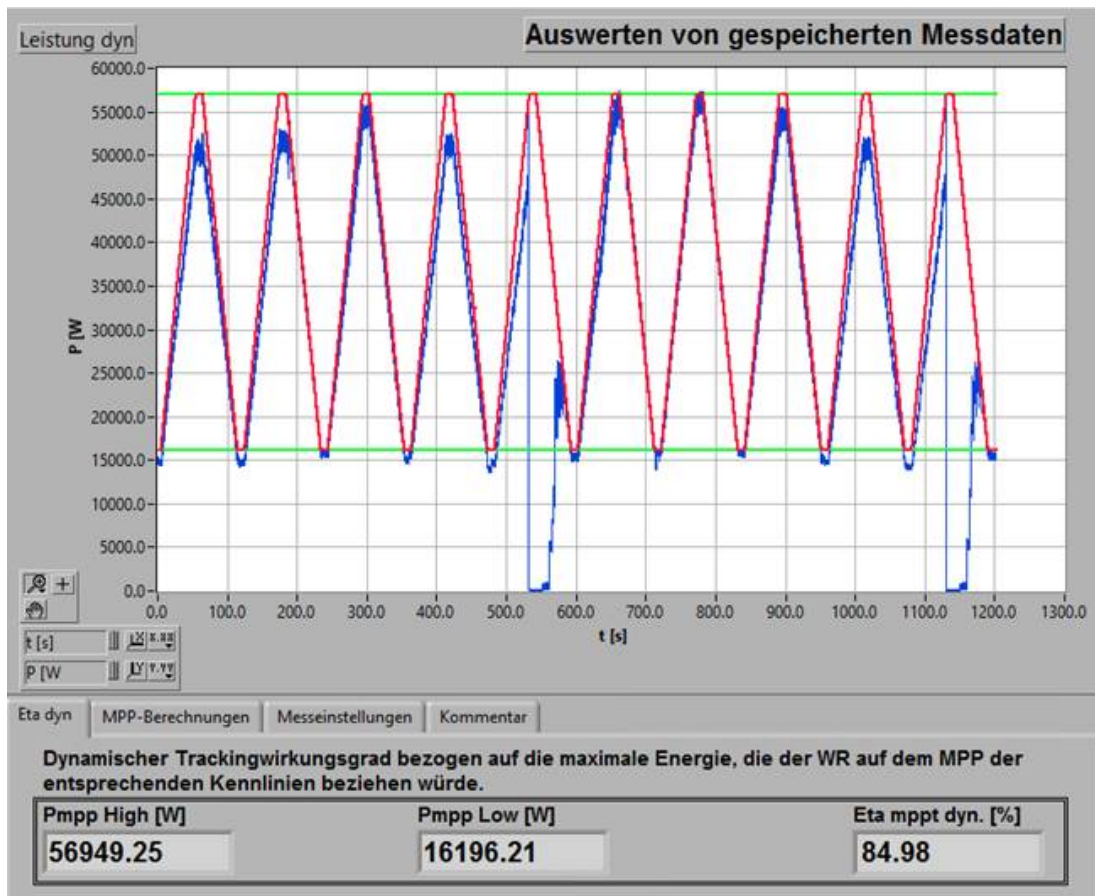


Abb. 17: Auswertung dynamischer Wirkungsgrad für Rampensteilheit von $14 \text{ W/m}^2/\text{s}$

Der ermittelte Wirkungsgrad für die Rampe mit $14 \text{ W/m}^2/\text{s}$ ergibt lediglich knapp 85% (siehe Abbildung 17). Es ist zu erkennen, dass das Problem des MPP-Trackers sich periodisch innerhalb der Prüfsequenz wiederholt.

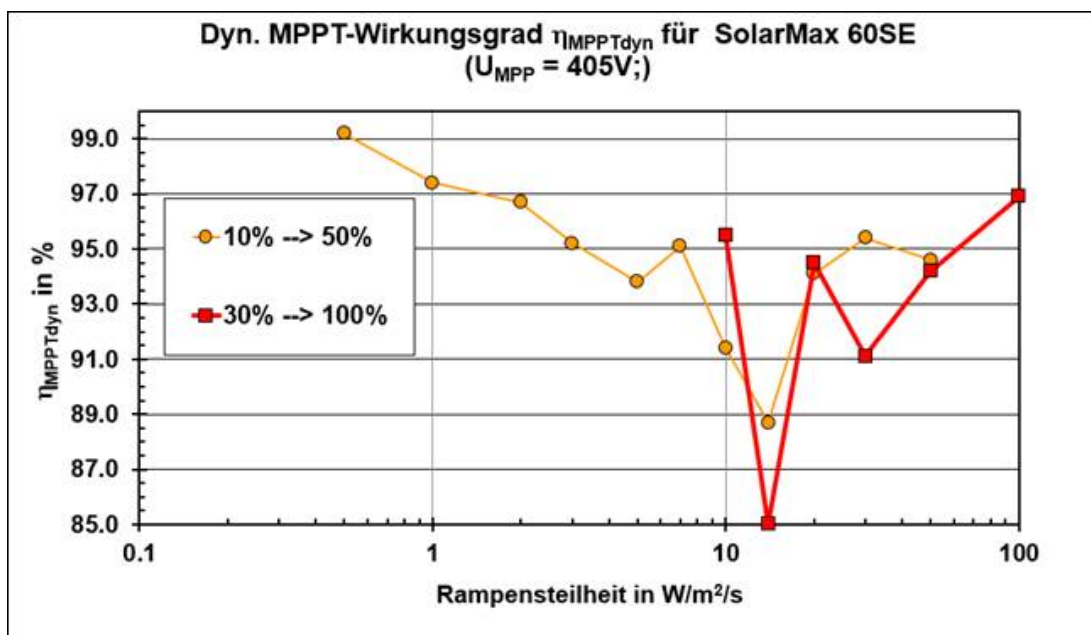


Abb. 18: Zusammenstellung der Resultate der dynamischen Wirkungsgradprüfungen für unterschiedliche Prüfprofile

5.3. Solarstrahlung

In der ursprünglichen Messkampagne wurde an drei unterschiedlichen Stellen der PV-Anlage in der Modulebene die Solarstrahlung mithilfe von Solarimetern erfasst. Für die ab 2009 nicht mehr im Rahmen der Messkampagne erfassten Strahlungsdaten sind die an den Messstationen von MeteoSchweiz erfassten Strahlungsdaten standortspezifisch für den Anlagestandort in der Mitte der PV-Anlage umgerechnet worden. Diese Umrechnung erfolgte durch MeteoTest AG mittels der auch für MeteoNorm genutzten Modelle. Dabei sind die Globalstrahlung in Modulebene, die Horizontalstrahlung sowie die Umgebungstemperatur in Monatsschritten berechnet worden. Berücksichtigt ist der topologische Horizont, sowie die Ausrichtung und Neigung der Module. Aus der Umgebungstemperatur kann die Modultemperatur approximiert werden.

Tab. 5: Zusammenfassung des Vergleichs der berechneten Solarstrahlung im Verhältnis zur in der Messkampagne gemessene Solarstrahlung in der Modulebene für die Jahre 1999-2008

Abweichung Solarstrahlung berechnet Meteotest zu Solarstrahlung gemessen TNC										
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Januar	74.6%	79.0%	67.8%	71.0%	87.2%	90.3%		68.9%	44.6%	102.1%
Februar	118.2%	87.1%	77.8%	79.8%	89.5%	83.5%		86.0%	68.1%	88.9%
März	88.4%	91.7%	87.7%	89.7%	86.2%	87.6%		94.8%	98.3%	97.0%
April	101.2%	95.4%	94.9%	100.0%	97.4%	95.0%		98.8%	110.0%	103.7%
Mai	94.7%	100.2%	95.5%	96.4%	97.8%	100.3%		99.2%	105.2%	106.3%
Juni	101.3%	98.9%	97.2%	99.1%	95.3%	97.7%		96.5%	106.3%	111.6%
Juli	95.4%	99.4%	97.8%	96.5%	97.4%	99.0%		94.6%	102.7%	105.8%
August	93.4%	95.2%	93.2%	97.8%	94.8%	93.2%		89.7%	102.0%	102.9%
September	90.3%	87.2%	90.7%	97.0%	91.8%	86.1%		86.6%	98.1%	97.9%
Oktober	83.3%	69.2%	72.4%	80.3%	81.2%	79.5%		68.0%	85.0%	94.9%
November	80.8%	69.1%	68.9%	86.8%	77.6%	278.3%		71.1%	94.9%	103.5%
Dezember	82.3%	59.0%	70.1%	75.8%	84.7%	349.4%		65.3%	131.8%	112.3%
Jahrestotal	92.7%	89.6%	88.1%	92.0%	91.8%	96.9%		88.1%	98.1%	102.2%

Die Umrechnungen der Solarstrahlung anhand der Messstationen von MeteoSchweiz sind in einer Zeitreihe ab 1999 verfügbar. Dieser Umstand wird genutzt, um im mit der Messkampagne überlappenden Bereich von 1999-2008 einen Abgleich zwischen den beiden Werten für die Solarstrahlung zu erhalten. Damit kann die Belastbarkeit für die Periode ab 2009, wo nur noch die umgerechneten Werte basierend auf den Meteo-Schweiz Messstationen zur Verfügung stehen, besser beurteilt werden.

In der *Tabelle 5* ist der Vergleich für die jeweiligen Monatswerte der Globalstrahlung in der Modulebene sowohl für die berechneten als auch für die in der Messkampagne gemessenen Werte zusammengefasst. Dabei stellt jede Spalte ein Kalenderjahr für die Periode 1999-2008 dar. Die Werte für 2005 werden nicht berücksichtigt, da dort die Instandstellung der PV-Anlage (Modulersatz und Ersatz Wechselrichter) sowie ein Ausfall der Messeinrichtung zu unzuverlässigen Werten führen würde. Es wird das Verhältnis von berechneter Solarstrahlung zu gemessener Solarstrahlung dargestellt. Als Grenze für die Differenz sind 10% gewählt. Bei den gelb eingefärbten Zellen liegt der von MeteoTest berechnete Wert tiefer als der von TNC gemessene Wert, für rot eingefärbte Zellen ist der berechnete Wert höher als die gemessenen Werte. Weisse Zellen befinden sich innerhalb der gewählten Grenze von 10% Abweichung.

Es ist ersichtlich, dass es einzelne auffällige Datenwerte gibt, z.B. November und Dezember 2004. Allgemein kann aber festgehalten werden, dass die Jahreswerte und die Monatswerte relativ gut übereinstimmen.

Jahressummen Globalstrahlung in der Modulebene

Die berechneten Werte sind durchgehend etwas tiefer als die gemessenen Werte, im Mittelwert um 6.8%, einzig für 2008 ist der berechnete Wert um 2.2% höher als der berechnete Wert. Die grösste Abweichung beträgt 11.9%.

Monatssummen Globalstrahlung in der Modulebene

In den Monatssummen sind die Abweichungen teilweise deutlich grösser als in den Jahressummen und variieren von 55.4% bis 118.2% Abweichung (ausgeschlossen die beiden Ausreisser November und Dezember 2004, welche höchstwahrscheinlich auf Fehler in der Aufzeichnung bzw. Datenverarbeitung zurückzuführen sind). Insbesondere in den sonnenreichen Sommermonaten ist die Differenz klein, sodass die Jahressummen nahe beieinander liegen. In den Wintermonaten sind die berechneten Werte grösstenteils zu tief. Diese Erkenntnis deckt sich auch aus Berechnungen mit MeteoNorm für andere Standorte, welche in den Wintermonaten tendenzielle eher tief liegen. Es liegt daher nahe, dass dies auf das Umrechnungsmodell zurückzuführen ist.

Analyse der Entwicklung Solarstrahlung

In der *Abbildung 19* sind die Kalenderjahre dargestellt, in welchen die auf Basis der gemessenen Meteoschweiz-Werten umgerechneten Solarstrahlungswerte vorhanden sind (1999-2017, blau dargestellt). Parallel dazu sind die in der Messkampagne erfassten Solarstrahlungswerte soweit in dieser Zeitperiode vorhanden rot dargestellt. Der Verlauf der beiden Kurven ist ähnlich, insbesondere ist der hohe Wert im Jahr 2003 in beiden Kurven ersichtlich. Für die Solarstrahlungswerte basierend auf den MeteoSchweiz-Werten ist (gelb dargestellt) eine lineare Trendlinie eingezeichnet. Diese verdeutlicht, dass die Solarstrahlung über diese Zeitperiode klar zugenommen hat. Die Trendlinie ist auf die dargestellte Zeitperiode 1999-2017 begrenzt und weist eine Steigung von $15\text{kWh/m}^2/\text{a}$ auf.

Die Zunahme im Solarstrahlungsangebot ist in der Beurteilung des zu erwartenden elektrischen Ertrages entsprechend zu berücksichtigen. Dies kann entweder durch Korrekturberechnungen auf ein Standardjahr erfolgen oder durch normalisierte Darstellungen und Kennzahlen wie zum Beispiel die Performance Ratio (PR).

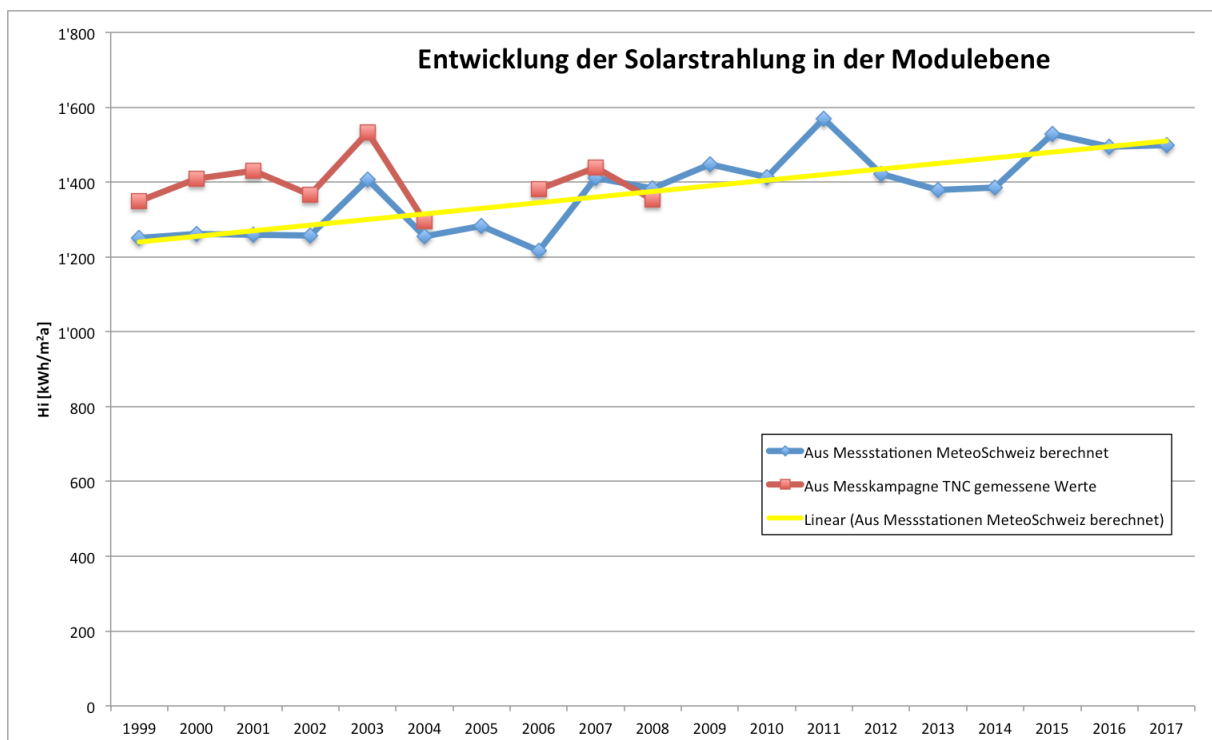


Abb. 19: Darstellung der Jahressummen Globalstrahlung in der Modulebene für 1999-2017

In der *Abbildung 20* ist die Solarstrahlung über die gesamte Betriebsdauer der PV-Anlage dargestellt. Die unterschiedlichen Datenquellen sind einzeln aufgeführt. In denjenigen Zeitabschnitten, in welchen mehrere Datenquellen vorhanden sind, sind zusätzlich Mittelwerte dargestellt. Beispiel 1999-2004: Werte der TNC-Messkampagne (blau), MeteoSchweiz-Werte (orange) und Mittelwert (grau). Für die Jahre vor 1999 sind die MeteoSchweiz-Werte nicht verfügbar, entsprechend ergibt sich der Mittelwert aus der Messkampagne TNC (einzige Datenquelle). Gleiches gilt für die Werte ab 2009, wo nur noch die MeteoSchweiz-Werte vorliegen, weil die Messkampagne mit der Messung der Solarstrahlung vor Ort nicht weitergeführt wurde.

Zusätzlich sind in derselben *Abbildung 19* zwei lineare Trendlinien eingepasst worden. Die erste Trendlinie (grün) gilt für den Einstrahlungsmittelwert basierend auf der Messkampagne TNC und Meteo-Schweiz und verläuft über die gesamte Betriebsdauer der PV-Anlage von 1990-2017. Sie weist eine minimale Steigung von 2.95 kWh/m²/a auf. Die zweite Trendlinie (violett) stellt den Einstrahlungsmittelwert für die Betriebsphase 2005-2017 dar. Sie zeigt eine deutlich grössere Steigung von 14.28 kWh/m²/a. Für die zweite Betriebsphase wäre daher basierend auf der Solarstrahlung mit einer Steigerung des PV-Ertrags zu rechnen. Bei der Analyse der Ertragsdaten ist dies entsprechend mit zu berücksichtigen. Ein reiner Vergleich der gemessenen Produktion mit der Vorjahresproduktion führt zu falschen Schlussfolgerungen.

Die Unterschiede in den Trendlinien je nach untersuchtem Zeitraum zeigen die Herausforderung von Trendentwicklungen auf. Je nach Startwert und Zeitperiode ergeben sich unterschiedliche Steigungen der Trendlinie für die Messwerte.

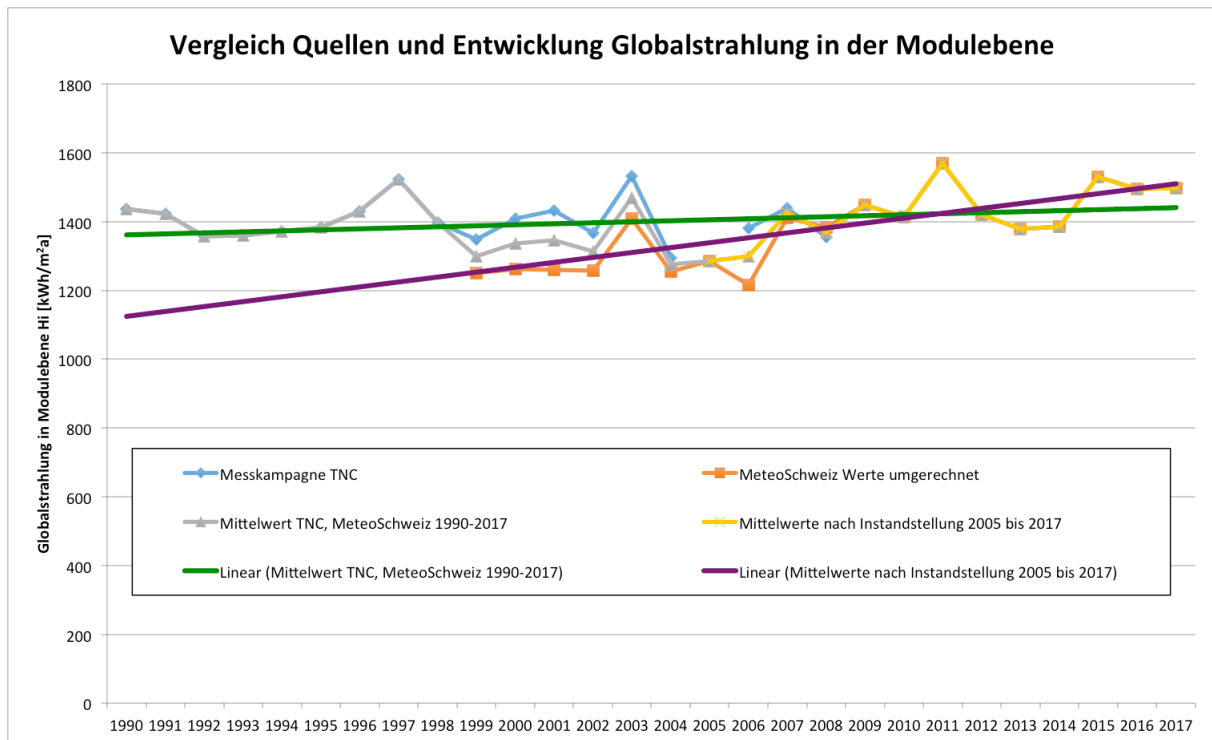


Abb. 20: Entwicklung der Solarstrahlung über gesamte Betriebsperiode und über Betriebsperiode ab 2005 (bei Instandstellung) mit linearen Trendlinien

5.4. Auswertungen mit Standardjahr

Die gut dokumentierte Betriebsperiode von 1990-2002 mit einer hohen Anzahl von Messwerten und detaillierten Messungen sind ausgewertet und dokumentiert in den BFE-Jahresberichten der Messkampagne TNC. Die detaillierten Werte der Messkampagne TNC sind für die Jahre 2006-2008 ebenfalls verfügbar, aber nicht mehr im Rahmen von Jahresberichten ausgewertet, da die Messkampagne BFE mit der Eigentumsübergabe an das EW Tamins / Rhienergie AG beendet wurde. Die TNC hat in dieser Periode die Messdaten weiter auf eigene Kosten erfasst. Diese Messdaten aus der zweiten Betriebsperiode ab 2005 sind von grosser Bedeutung für die Auswertungen, da mit dem Beginn der zweiten Betriebsphase auch Schlüsselkomponenten wie die Wechselrichter und ein Teil der PV-Module ersetzt worden sind. Die Messdaten der TNC dienen als Referenz für den Beginn der Betriebsperiode 2005-2017.

Die gesicherte Datenlage mit den Messwerten aus der Messkampagne kann für die Definition eines Standard- oder Referenzjahres genutzt werden, indem die entsprechenden Mittelwerte über die dokumentierten Betriebsperioden für einzelne Messwerte gebildet werden.

Tab. 6: Zusammenfassung der Jahreswerte aus der Messkampagne für die Betriebsperiode 1990-2002 und 2006-2008

	Jahr	Hi kWh/m ²	EIO tot kWh	kWh/kwp h	Betrieb %	PR --	PR' --
Domat 104.0 kW	1990	1'436	82'184	790	74	56	55
	1991	1'422	112'850	1'085	98	78	76
	1992	1'357	106'049	1'020	95	76	75
	1993	1'360	111'081	1'068	99	79	79
	1994	1'372	103'496	995	97	73	73
	1995	1'383	105'010	1'010	98	74	73
	1996	1'429	114'949	1'106	99	78	77
	1997	1'522	125'876	1'211	99	80	80
	1998	1'396	114'808	1'104	99	78	79
	1999	1'348	102'072	982	98	74	73
	2000	1'408	64'284	618	63	45	44
	2001	1'431	41'997	404	42	29	28
	2002	1'367	100'090	963	94	71	70
	avr	1'402	98'827	951	89	69	68
Ems 113.6 kW	2006	1'381	118'626	1'044	99	77	76
	2007	1'439	121'989	1'073	99	76	75
	2008	1'354	107'419	945	91	71	70
	avr	1'391	116'011	1'021	97	75	73

Tabelle 6 zeigt die Mittelwerte für die Kennzahlen Solarstrahlung in der Modulebene (Hi), die eingespeiste Energie (EIO), den spezifischen Ertrag (kWh/kWp) und die Performance Ratio (PR). Unter der Bezeichnung Domat ist die Betriebsperiode 1989-2004 zusammengefasst. Die Jahre 2003 und 2004

sind nicht aufgeführt, weil dort aufgrund des Wechselrichterausfalls sowie Problemen in der Datenerfassung die Datenverfügbarkeit und -qualität nicht ausreichend sind für belastbare Auswertungen.

Die hohen Solarstrahlungswerte von bis zu 1'522 kWh/m² bestätigen die gute Eignung der Standortwahl der PV-Anlage. Im Mittelwert sind für die untersuchte erste Betriebsperiode 1'402 kWh/m² Solarstrahlung erreicht worden. Bei hoher Verfügbarkeit (Betrieb >95%) sind sowohl die spezifischen Erträge hoch als auch die Performance Ratio. Diese guten Resultate wurden auch im Bericht des *Joint Research Centre der European Communities* (EG) Ispra von 8. September 1992 bestätigt und folgendermassen beschrieben:

"Conclusion: The plant performed well according to its design specifications. It reached the highest values of performance ratio, mean final yield and plant efficiency that we have found up to now (in 10 years of PV plant monitoring). Thus, it becomes a reference target for future PV installations."

Joint Research Centre ISEI Institute, 1992 [5]

Für die Beurteilung der Entwicklung des Ertrags kann beispielsweise der spezifische Ertrag analysiert werden. Die Werte aus *Tabelle 6* werden ergänzt mit den Ertragswerten der Rhienergie AG für die gesamte Betriebsperiode. Die vorhandenen Lücken in den Jahreswerten in *Abbildung 21* sind mit ergänzenden Datenquellen, in diesem Fall Zählerauslesungen des EW Tamins, in *Abbildung 22* vervollständigt worden.

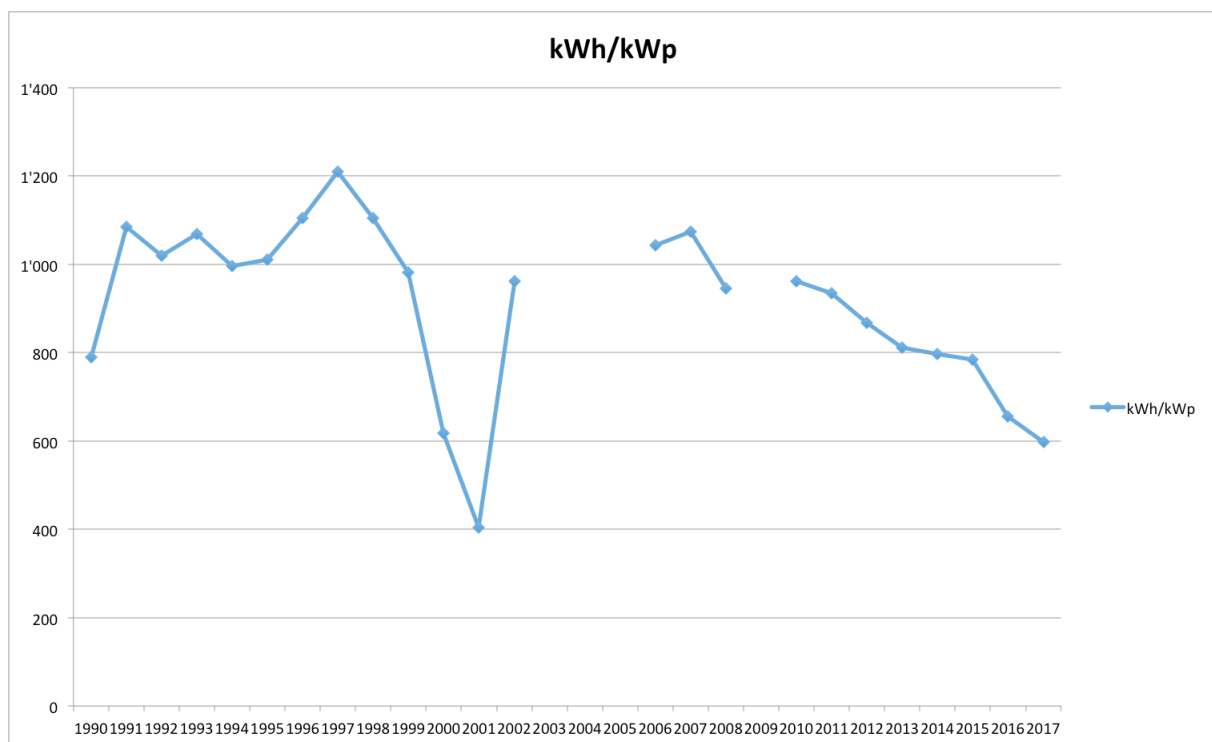


Abb. 21: Verlauf des spezifischen Ertrags über gesamte Betriebsdauer der Anlage; Ertragsabnahme ab 2011 ist deutlich erkennbar

Die Darstellung des spezifischen Ertrags über die gesamte Betriebsdauer der PV-Lärmschutz-Anlage A13 zeigt deutlich auf, dass sich ab 2011 der spezifische Ertrag kontinuierlich zurückentwickelt hat. Die Unterbrechungen in den Datenreihen zwischen 2003 und 2006 sind bedingt durch Wechselrichterausfälle, die Instandstellung der PV-Anlage mit Ersatz von Modulen (264 Stk. 125 Wp Kyocera Module) und den Ersatz des Siemens Wechselrichter Prototyps durch 2 Zentralwechselrichter des Typs SolarMax 60SE.

Die Probleme mit dem Siemens Wechselrichter in den Jahren 2000 und 2001 zeigen sich deutlich im geringeren Ertrag. Diese Probleme sind detailliert in den entsprechenden Jahresberichten untersucht und ausgewertet worden. So ist zum Beispiel im 2000 ein Ventilator des WR ausgefallen, welcher erst mit Verzögerungen seitens Hersteller diagnostiziert sowie ersetzt werden konnte und so zu längeren Ausfallzeiten geführt hat. Im selben Jahr hat ein erneuter Ausfall von Komponenten des WR zu zusätzlicher Downtime der PV-Anlage und damit reduziertem Ertrag geführt.

Ebenso deutlich ist der Rückgang des Ertrages mit fortschreitender Betriebsdauer der PV-Anlage. Nicht berücksichtigt in der Analyse anhand des spezifischen Ertrags ist das Solarstrahlungsangebot. Der Solarstrahlungsertrag kann in Form eines Referenzertrags (Y_r) jedoch grundsätzlich mitberücksichtigt werden. Das Verhältnis von effektivem Ertrag (Final Yield Y_f) zu Referenzertrag wird als Performance Ratio (PR) angegeben.

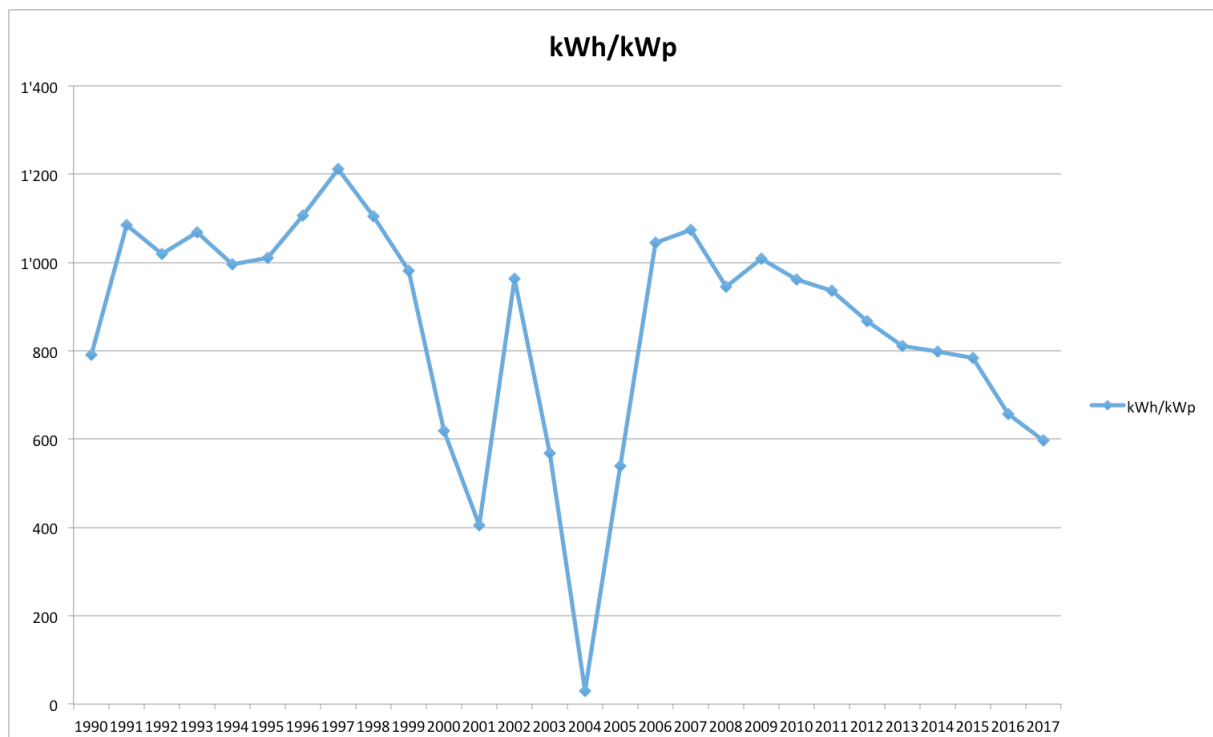


Abb. 22: Datenreihe aus kombinierten Werten der TNC Messkampagne und Angaben der Rhienergie AG

Tab. 7: Entwicklung der PR ab 2010; die Abnahme der PR ist durch Einfärbungen (grün, gelb, rot) deutlich erkennbar

PR	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Jan	0.73	0.63	0.40	0.68	0.68	0.52	0.42	0.42
Feb	0.79	0.69	0.59	0.65	0.69	0.57	0.48	0.48
Mär	0.74	0.67	0.59	0.64	0.63	0.52	0.49	0.47
Apr	0.71	0.59	0.53	0.60	0.60	0.51	0.43	0.45
Mai	0.67	0.55	0.53	0.58	0.55	0.47	0.43	0.41
Jun	0.67	0.56	0.64	0.52	0.54	0.48	0.43	0.42
Jul	0.66	0.57	0.66	0.54	0.54	0.46	0.42	0.42
Aug	0.69	0.55	0.64	0.52	0.56	0.46	0.42	0.44
Sep	0.65	0.59	0.68	0.56	0.55	0.45	0.44	0.12
Okt	0.68	0.65	0.74	0.63	0.61	0.50	0.47	0.71
Nov	0.61	0.63	0.68	0.76	0.55	0.58	0.43	-
Dez	0.52	0.50	0.56	0.68	0.46	2.73	0.43	-
	0.68	0.60	0.61	0.59	0.58	0.51	0.44	0.43

Die Analyse der Performance Ratio für die zweite Betriebsphase zeigt das Verhalten der PV-Anlage unter Berücksichtigung der Entwicklung der Solarstrahlung. Eine detaillierte Untersuchung der PR für die Zeitperiode ab 2010 auf Monatsbasis, in welcher sich der spezifische Ertrag gemäss *Abbildung 22* deutlich reduziert, ist in *Tabelle 7* dargestellt. Als Grenzwerte für die Einfärbung der PR-Werte sind folgende Werte angenommen worden:

$PR > 0.7$	= dunkelgrüne Felder
$0.6 < PR < 0.7$	= hellgrüne Felder
$0.5 < PR < 0.6$	= gelbe Felder
$PR < 0.5$	= rote Felder

Der Mittelwert der Jahres-PR für die Anlage in der ersten Betriebsphase liegt gemäss *Tabelle 6* bei 0.69. Für Betriebsjahre mit wenigen Ausfällen liegt die PR zwischen 0.74 und 0.8, was einem sehr guten Wert entspricht.

In *Tabelle 7* sind die Monatswerte pro Betriebsjahr ab 2010 dargestellt. Die Unterschiede innerhalb eines Jahres sind in Kombination mit den festgestellten Abweichungen zwischen gemessener Solarstrahlung und umgerechneten Messwerten von MeteoSchweiz gemäss *Tabelle 5* zu beurteilen. Für die Wintermonate liegen die MeteoSchweiz-Werte unter den in der Messkampagne gemessenen Werten für die Solarstrahlung. Damit ist der Referenzertrag Yr aus den MeteoSchweiz-Werten eher zu tief für die Wintermonate und die PR entsprechend eher zu hoch. Dies erklärt teilweise die Verteilung der unterschiedlich eingefärbten Werte der Performance Ratio innerhalb eines Kalenderjahres. Während 2010 die PR Werte noch im grünen Bereich >0.6 und mit einem Mittelwert von 0.68 nahe dem PR-Jahresmittelwert von 0.69 aus der ersten Betriebsphase liegt, zeigen die nachfolgenden Jahre eine deutliche Abnahme der PR, sowohl auf Monatsbasis als auch für die Jahresmittelwerte. Einzelne auffällige Werte weisen auf Fehler in den Messwerten hin. Insbesondere der Wert von Dezember 2015 zeigt eindeutig einen Messfehler. Im Q4 2017 sind bereits keine Messdaten mehr erfasst worden. Der angegebene Jahresmittelwert bezieht sich daher nur auf die Quartale Q1...Q3.

5.5. Betrachtungen auf Komponentenebene

Der Wechselrichterwirkungsgrad ist in der ersten Betriebsphase aus den entsprechenden Messwerten beim Eingang und Ausgang des Wechselrichters (WR) ermittelt worden. Der Wirkungsgrad des ursprünglichen Siemens Wechselrichters wies 95% und mehr auf, was auch von JRC Ispra bestätigt worden ist. Der Mittelwert des Wechselrichterwirkungsgrades für vollständige Betriebsjahre, z.B. 1993-1999, liegt bei 96.30%, für die Betriebsperiode von 1993-1997 sogar praktisch konstant bei 97.1%. Die Wechselrichterausfälle in den Jahren 2000 und 2001 zeigen sich nur teilweise im Wirkungsgrad, da dessen Berechnung nur bei Betrieb des Wechselrichters erfolgt ist.

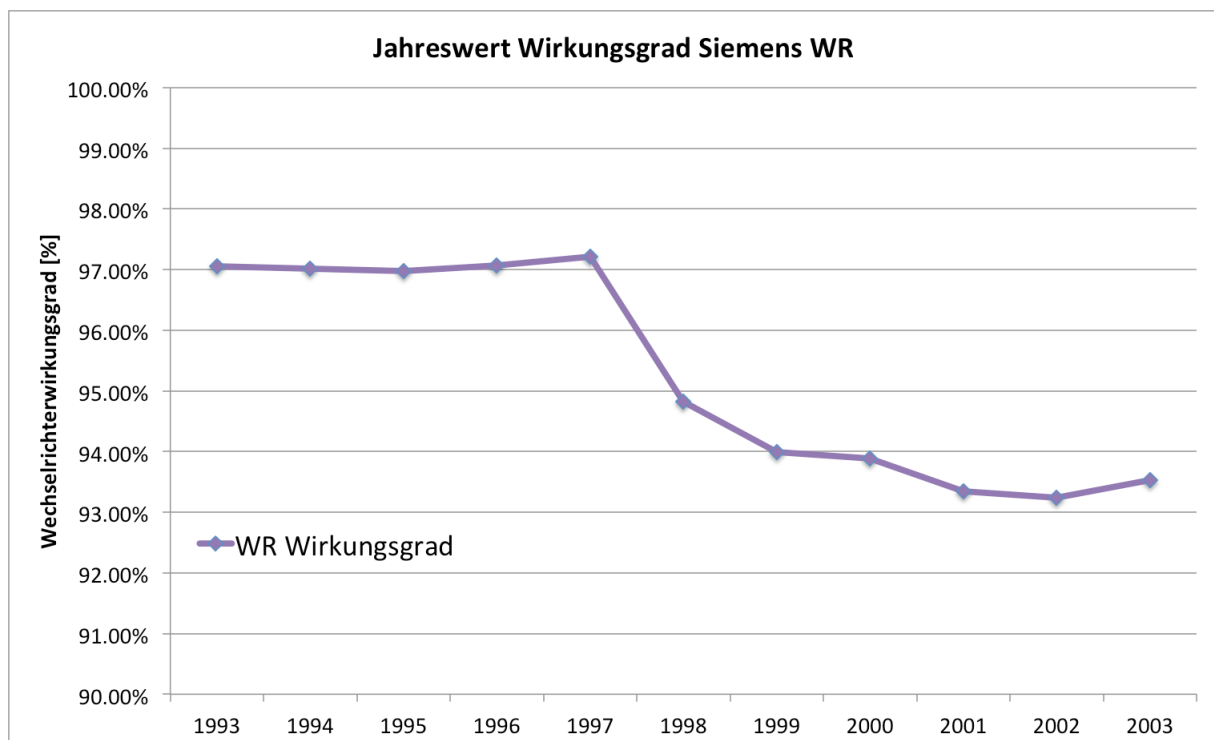


Abb. 23: Darstellung des aus den erfassten und ausgewerteten Messwerte ermittelten Wirkungsgrades des Siemens Wechselrichters aus der ersten Betriebsphase

Dank der vorliegenden Messwerte aus der weitergeführten Messkampagne TNC für die Periode 2006-2008 kann über diese Zeitperiode auch der WR-Wirkungsgrad der 2005 neu eingesetzten Sputnik-Wechselrichter ermittelt werden. Der Betriebswirkungsgrad der WR (n_{inv}) liegt für diese 3 Betriebsjahre im Mittelwert bei 92.54%. Im Q3 2008 sind die ermittelten Werte aber unter den anderen Monatswerten. Wird Q3 2008 nicht berücksichtigt, steigt dieser Mittelwert auf 92.64%. Dieser Wert kann zugleich als Ausgangswert für die neuen WR bei Beginn der zweiten Betriebsperiode ab 2005 angenommen werden. Der 2018 auf dem Prüfstand der Fachhochschule Burgdorf ermittelte Europäische Wirkungsgrad von 91.61% am Ende der zweiten Betriebsperiode ist nur wenig tiefer (-1.12%) als der messtechnisch ermittelte mittlere WR-Wirkungsgrad von 2006-2008. Es gilt zu berücksichtigen, dass die für die Ermittlung des Europäischen Wirkungsgrades angewendeten Normen und Testzyklen nicht vollumfänglich den objektspezifischen Bedingungen entsprechen, da es sich um verallgemeinerte Testzyklen handelt. Trotzdem ist festzuhalten, dass der Wirkungsgrad der WR sich nur sehr gering verschlechtert hat über die Betriebsdauer und damit nur einen kleinen Beitrag zur festgestellten Reduktion des Ertrags der Gesamtanlage leistet.

Vergleicht man den Wirkungsgrad des alten Siemens WR anhand der erfassten und ausgewerteten Messwerte von 96.30% mit dem Wirkungsgrad für die neuen Sputnik-WR (ebenfalls anhand der erfassten und ausgewerteten Messwerte) von 92.64% stellt man fest, dass der Jahreswirkungsgrad der neueren Sputnik-WR tiefer liegt als des Siemens-Prototypen aus der ersten Betriebsphase. (-3.8%)

Vergleich Teilfelder Ost und West

Ein Vergleich der beiden Teilfelder Ost und West für die zweite Betriebsperiode basierend auf den Messdaten Messkampagne TNC für die Betriebsjahre 2006...2008 zeigt minimale Unterschiede im gemessenen Wirkungsgrad der Wechselrichter von >0.5%. Diese Differenz ist über die drei untersuchten Jahre in etwa gleichbleibend. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass zumindest im Ausgangszustand die beiden Sputnik Wechselrichter mit praktisch demselben Wirkungsgrad funktioniert haben.

Die berechnete PR der Teilanlage West mit den ursprünglichen Kyocera 48 Wp Modulen liegt für die vorhandenen Betriebsjahre etwa 10% unter der PR der Teilanlage Ost mit den neuen 125 Wp Modulen (5.6% der Nennleistung der Teilanlage Ost sind neue 125 Wp Module). Da gleichzeitig der Unterschied in den gemessenen Wirkungsgraden der Wechselrichter sehr gering ist und die Differenz über mehrere Betriebsjahre ähnlich bleibt, ist es wahrscheinlich, dass dies bedingt ist durch die Degradation der ursprünglichen 48 Wp Module bis zu diesem Zeitpunkt nach 16...18 Betriebsjahren.

5.6. Auswertungen mit Modellierungen

Mit Hilfe eines Simulationstools (PV SOL) ist ein Modell der PV-Anlage A13 auf Stringebene durch die ZHAW erstellt worden. Dies ermöglicht es, verschiedene Annahmen mit vertretbarem Aufwand zu prüfen und so auch Sensitivitätsprüfungen durchzuführen. Insbesondere für die Betriebsperiode 2005-2017 ist es für die weniger ausführliche vorliegende Datenlage möglich, unterschiedliche Annahmen und deren Auswirkungen auf den Ertrag und dessen Entwicklung zu überprüfen.

Das hinterlegte Modell berücksichtigt die Versträngung sowie die unterschiedliche Ausrichtung (Kursverlauf der Strasse) der PV-Module der entsprechenden Strings. Für die Wechselrichter sind die Kennzahlen und Wirkungsgrade wie im *Unterkapitel 5.2 Messungen des Wechselrichters auf dem Prüfstand*, respektive wie in den Jahresberichten messtechnisch ermittelt, hinterlegt worden. Leitungslängen und weitere Komponenten sind gemäss der Jahresberichte so weit als möglich als Komponenten hinterlegt.



Abb. 24: Kurvenverlauf der PV-Lärmschutzanlage A13; Ausrichtungen der einzelnen Arrays und Strings werden im Modell hinterlegt

Anhand der *Abbildung 24* ist ersichtlich, dass die Modulgruppen im Westen eine nahezu gleiche Ausrichtung aufweisen (-21° Abweichung Richtung Osten ab Süden), während circa ab der Mitte der PV-Anlage unterschiedliche Ausrichtungen vorliegen ($-21^\circ \dots -6^\circ$ Abweichung Richtung Osten). Die Solarstrahlungsdaten wie in *Unterkapitel 5.3 Solarstrahlung* dargestellt sind entsprechend auf die Modulgruppen mit den entsprechenden Ausrichtungen angepasst. Es wurden grundsätzlich die Meteo-Schweiz-Daten verwendet.

Als Referenzszenario für die zweite Betriebsphase 2009-2017 wurde angenommen, dass die Degradation der PV-Module sich wie der Mittelwert der gefundenen Leistungsreduktion gemäss LED-

Flashermessungen verhält und die Module durchschnittlich um 20% in der Nennleistung reduziert sind. Für die 264 bei der Instandstellung 2004/2005 neu eingesetzten 125 Wp Kyocera Module sind die Daten gemäss Datenblatt eingesetzt worden. Von den 125 Wp Modulen sind keine Module für eine Flashermessung am Ende der Betriebsdauer der PV-Anlage 2017 zur Verfügung gestanden. Bei den Wechselrichtern ist für das Referenzszenario angenommen, dass sich die beiden baugleichen Sputnik-Wechselrichter gleich verhalten wie der auf dem Prüfstand der Fachhochschule Burgdorf ausgemessene Wechselrichter. Es sind die im Kapitel Messungen des Wechselrichters beschriebenen Europäischen Wirkungsgrade von 91.61% hinterlegt worden.

Eine Verifizierung des Modells kann anhand der ersten Betriebsperiode 1990-2004 erfolgen. Die Moduldaten für die Verifizierung dieser Phase sind mit den ursprünglichen Nennleistungen der Module angenommen worden (keine Degradation). Für den Wechselrichter können die anhand der Messkampagne ermittelten Kennzahlen für den Siemens Wechselrichter hinterlegt werden. Für den ursprüngliche Siemens Prototyp-Wechselrichter sind keine Messungen auf einem Prüfstand vorhanden. Die Übereinstimmung der Ertragsberechnungen basierend auf dem Modell mit den gemessenen Erträgen für die Betriebsperiode 1990-2003 sind sehr gut. Es darf daher angenommen werden, dass das Modell mit den entsprechenden Anpassungen in den Kennzahlen der Komponenten auch für die zweite Betriebsperiode ab 2005 anwendbar ist und belastbare Aussagen ermöglicht.

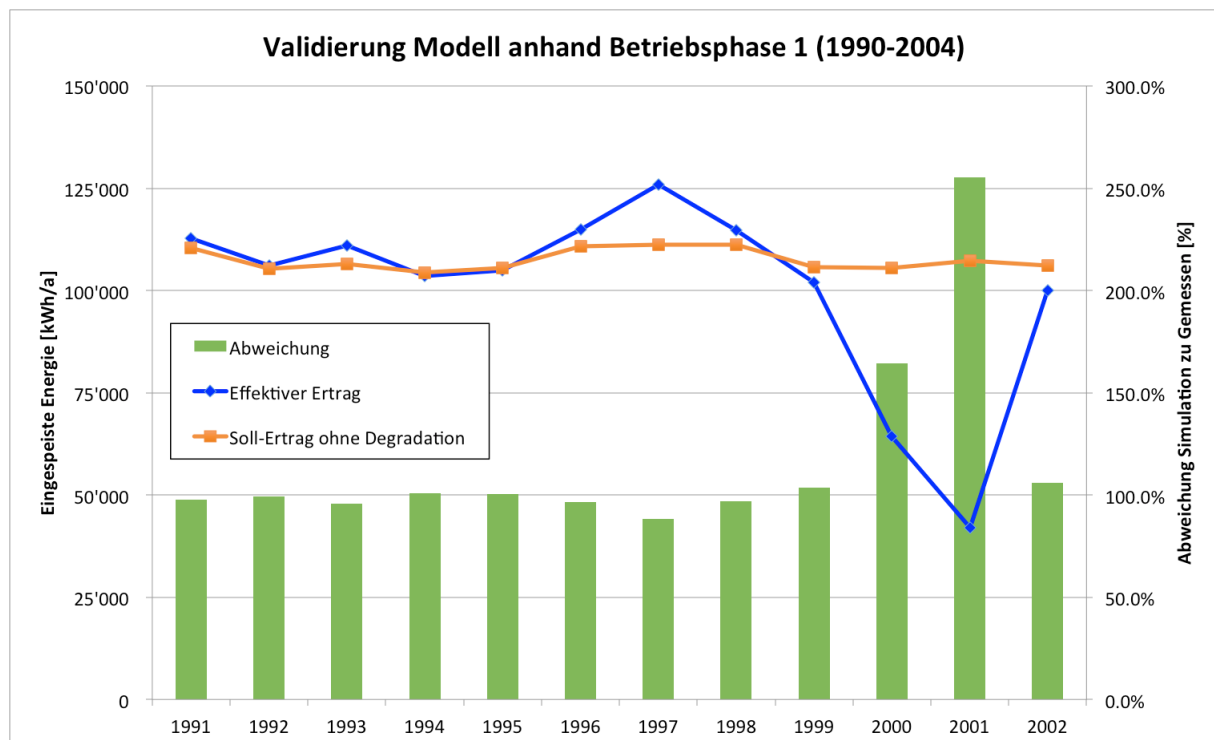


Abb. 25: Validierung des Modells anhand der Betriebsphase 1; Abweichungen in der Produktion in den Jahren 2000/01 sind durch WR-Ausfälle bedingt

Abbildung 25 zeigt auf der Primärachse (links) den Verlauf der gemessenen Produktion (blau) und des Ertrags aus dem Modell mit dem Siemens Wechselrichter und den ursprünglichen, nicht degradierten PV-Modulen Kyocera 48 Wp (orange). Da keine Degradationskurve hinterlegt ist, bleibt die Produktion

aus der Modellberechnung bei gleichbleibender Solarstrahlung mehr oder weniger konstant. Auf der Sekundärachse (rechts) ist das Verhältnis von simuliertem zu gemessenem Ertrag als Säule (grün) in Prozent dargestellt. Die Abweichung liegt für die meisten Jahre bei weniger als $\pm 5\%$. Ausnahmen sind die Jahre 2000 und 2001, in welchen der Wechselrichter Teilausfälle hatte, welche im Modell nicht abgebildet wurden. Entsprechend ist die gemessene Produktion tiefer als aus dem Modell berechnet (Betrieb lag bei 63% respektive 42% der Zeit) und die Differenz zum erwarteten Ertrag aus dem Modell deutlich grösser mit bis maximal 255%.

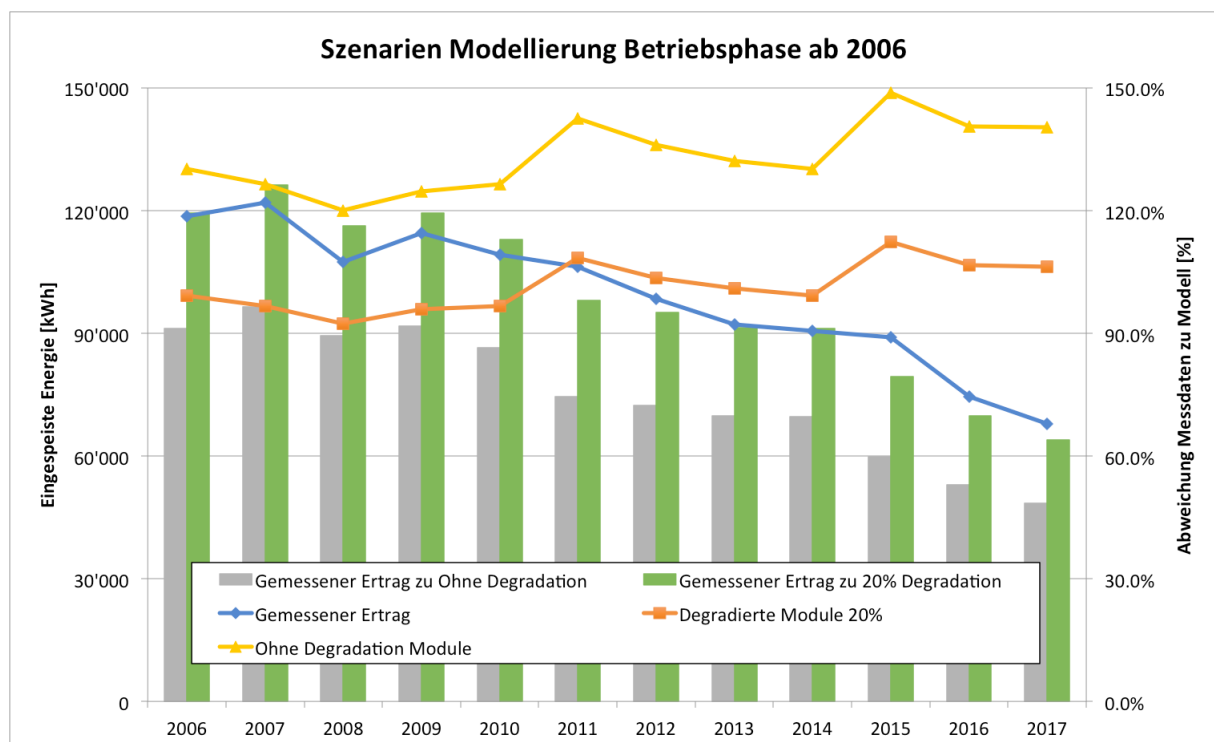


Abb. 26: Anwendung des Modells auf Szenarien ohne Degradation und mit 20% Degradation sowie Vergleich zur gemessenen Produktion

In *Abbildung 26* sind die Resultate für die erwarteten Erträge aus den Modellberechnungen für die Szenarien ohne Degradation der PV-Module (gelb) und mit ermittelter durchschnittlicher Degradation (20% Leistungsreduktion) der PV-Module im Vergleich zu der effektiv gemessenen Produktion (blau) als Linien auf der Primärachse dargestellt. Auf der Sekundärachse (rechts) sind die entsprechenden Differenzen der jeweiligen Szenarien zu den gemessenen Erträgen (Zählerablesungen) als Säulen aufgeführt (grau: Abweichung gemessener Ertrag zu Szenario ohne Degradation, grün: Abweichung gemessener Ertrag zu Szenario mit 20% Modul-Degradation).

Es wird ersichtlich, dass nach Instandstellung 2004/2005 die erwarteten Werte aus den Modellberechnungen im Szenario ohne Degradation nicht ganz erreicht werden konnten. Damit wird die zu erwartende Annahme bestätigt, dass die Moduldegradation des Grossteils der ursprünglichen 48 W Module nicht bei 0% liegt nach 16 Jahren Betrieb. Die Abweichung des gemessenen Gesamtertrages liegt aber bei lediglich 3.5-10.5% in den Jahren 2006-2008. Um das Jahr 2011 schneiden sich die Kurven der erwarteten Produktion des Szenarios 20% Moduldegradation und der gemessenen eingespeisten

Energie. Dies kann aber nicht alleine auf die Moduldegradation zurückgeführt werden, denn die Module wurden zum Endzeitpunkt der Betriebsdauer der PV-Anlage 2018 ausgemessen und eine mittlere Leistungsreduktion von 20% wurde ermittelt.

Gegen Ende der Betriebsdauer der PV-Anlage 2016 und 2017 sind die Abweichungen des gemessenen Ertrages gegenüber vom Szenario mit 20% Modulleistungsreduktion bei 30.1-36.1%. Diese Abweichung kann insbesondere in Kombination mit der geringen Leistungsreduktion des Wirkungsgrades des Wechselrichters nicht aufgrund der Degradation von Hauptkomponenten erklärt werden. Es ist daher davon auszugehen, dass diese zusätzliche Reduktion des Ertrages durch die restlichen Anlagenkomponenten, wie beispielsweise DC Verkabelung, Klemmverbindungen, Schutzeinrichtungen, etc. bedingt ist. Diese Komponenten werden auch als Balance of System (BoS) Komponenten bezeichnet. Im Jahr 2015 beträgt die zusätzliche Abweichung des gemessenen Ertrages zum erwarteten Ertrag im Szenario 20% Leistungsreduktion der PV-Module ganze 20.6%, was in etwa ein ähnlicher Anteil an der Ertragsreduktion wie der Beitrag der Degradation der Schlüsselkomponenten (PV-Module und Wechselrichter) darstellt.

Die im *Unterkapitel 5.3 Solarstrahlung* festgestellte Steigerung des Solarstrahlungsangebotes kann auch in der Ertragsprognose für das Szenario ohne Degradation beobachtet werden.

In der Gesamtsystembetrachtung anhand der Entwicklung der Performance Ratio über die beiden Betriebsphasen können zwei Trends festgestellt werden (*siehe Abbildung 27*): In der ersten Betriebsphase und insbesondere im stabilen Betrieb von 1991 bis 1999 sowie nach der Reparatur des Siemens WR und dem Normalbetrieb im 2002 hat sich die Performance Ratio relativ stabil und immer im Bereich von 0.73...0.80 mit einem Mittelwert von 0.76 verhalten. Dies ist aus der linearen Trendlinie (gelb) für die PR-Werte 1991-1999 sowie 2002 ersichtlich, welche eine minimale Reduktion von 0.0004/a aufweist. In der Betriebsphase ab 2006 kann gleichzeitig eine lineare Trendlinie eingepasst werden, welche gut mit den ermittelten PR-Werten für diese Phase übereinstimmt (orange). Die Steigung dieser Trendlinie beträgt -0.03/a. Für die Ermittlung der Trendlinien sind die offensichtlichen Ausreisser in den Jahres-PR-Werten, verursacht zum Beispiel durch Probleme mit dem Wechselrichter in den Jahren 2000, 2001, 2003 und 2004, dem Umbau 2005 sowie dem Ausreisser der nicht mehr unterhaltenen PV-Anlage 2017, nicht mit berücksichtigt worden.

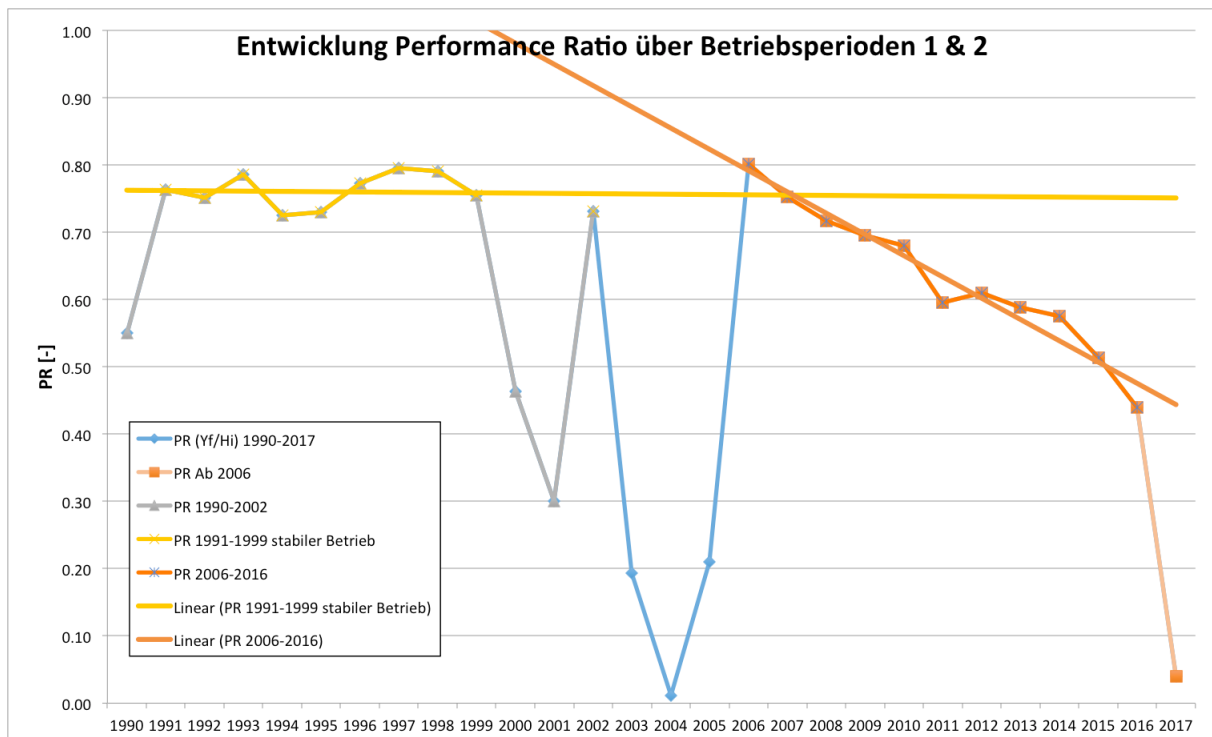


Abb. 27: PR-Entwicklung über die Betriebsphasen 1990-2004 und 2005-2017; für lineare Trendlinien sind offensichtliche Ausreisser ausgeschlossen worden

Die lineare Degradation der Performance deutet auf ein systematisches Problem hin, zumal der Ausgangswert der Performance Ratio nach Ersatz der Wechselrichter auf einem ähnlichen Niveau war wie in der stabilen Betriebsphase in der ersten Betriebsperiode. Ein direkter Zusammenhang mit dem Wechselrichtertausch konnte nicht hergestellt werden, da die Degradation des Wechselrichterwirkungsgrades nicht nennenswert ist. Eine negative Beeinflussung des Einsatzes von unterschiedlichen Modultypen oder der neuen Wechselrichter mit den alten Modulen kann nicht ausgeschlossen werden, kann aber aufgrund der vorhandenen Daten und Komponenten nicht schlüssig nachgewiesen werden.

Sommer und Winteranteil

Eine Auswertung des Sommer- und Winteranteils der Produktion über die beiden Betriebsperioden zeigt, dass die Aufteilung in etwa gleich bleibt mit durchschnittlich 37.1% Winteranteil für die Betriebsperiode bis 2004 und 36.3% für die Betriebsperiode ab 2005. Als Definition des Winterstromanteils wird der Anteil der Wintermonate (Q1 und Q4) des jeweiligen Kalenderjahres am Jahresertrag der Gesamtanlage angenommen. Der Winteranteil der PV-Anlage A13 liegt deutlich über dem typischen Winteranteil einer PV-Anlage im Flachland, was einerseits durch den voralpinen Standort und andererseits durch die hohe Modulneigung von 45° bedingt ist. Trotz der hohen Modulneigung sind hohe spezifische Jahreserträge von bis zu 1'522 kWh/kWp erreicht worden.

5.7. Wartung, Betrieb und Unterhalt

Während der ersten Betriebsphase wurden detaillierte Logbücher zu den eingetretenen Vorfällen während dem Betrieb der PV-Anlage geführt. Nebst der Umschreibung der Vorfälle mit ermittelten Ursachen sind die getroffenen Massnahmen und die Dauer bis zur Behebung festgehalten. Soweit möglich sind die Auswirkungen der Ereignisse auf den Ertrag ermittelt worden. Dabei hat die Dauer von der Erkennung des Ausfalls bis zur Behebung einen erheblichen Einfluss auf die Reduktion des Ertrages. So sind die Probleme mit dem Wechselrichter Prototypen von Siemens mit fortlaufender Betriebsdauer immer schwieriger und damit langwieriger zu beheben gewesen. Diese Schwierigkeiten waren einerseits bedingt durch das nicht mehr vorhandene Wissen zur Architektur und Aufbau des WR sowie die schwierige Verfügbarkeit von Ersatzteilen. Entsprechend schwerwiegend sind die Ertragseinbussen in den Jahren 2000 und 2001, welche grösstenteils durch Ausfälle beim Wechselrichter zustande gekommen sind (siehe Abbildung 27). Eine zuverlässige und zeitnahe Serviceunterstützung für Schlüsselkomponenten sind für einen hohen Anlagenenertrag entsprechen hoch zu gewichten.

PV 100kW Anlage Domat/Ems

Bericht 01.1. - 31.3.93

Januar

Ein Servicefachmann der Firma Klöckner Möller ersetzte im Auftrag der Firma Siemens den DC-Motor-Schalter aus. Er wies darauf hin, dass ein Anschlusskabel relativ stark oxidiert war. Dieser Anschluss war offensichtlich überhitzt.

Betriebszeit	97	%
Zuschaltung der Panels	100	%
Nettoproduktion	5588	kWh
Nettoproduktion pro Betriebstag, Durchschnitt	180	kWh

Februar

Im Inverter-Hauptschrank wurde durch die TNC ein Fehlerstromschutzschalter und die provisorische Sicherung im Filterteil ersetzt (siehe Inverter-Reparatur vom September '92). Die Betriebszeit der Anlage wird mit nur 92% notiert. Grund ist eine hartnäckige Schneeschicht (ca. 20cm Neuschnee), welche sich auf den Modulen 4 Tage halten konnte. Das Solarimeter war schneller frei.

Betriebszeit	92	%
Zuschaltung der Panels	100	%
Nettoproduktion	8100	kWh
Nettoproduktion pro Betriebstag, Durchschnitt	314	kWh

März

Am 10. 3. konnte die Oberwellenmessung bei einer Leistung von mehr als 90kW AC erfolgreich durchgeführt werden. Bei der Halbjahreskontrolle wurde im String 2.5 auf dem Arrayprint eine Sicherung ausgetauscht

Betriebszeit	98	%
Zuschaltung der Panels	100	%
Nettoproduktion	11263	kWh
Nettoproduktion pro Betriebstag, Durchschnitt	373	kWh

In der zweiten Betriebsphase ist ebenfalls ein Logbuch geführt worden, aber in einer geringeren inhaltlichen Informationstiefe. In Kombination mit der nicht weitergeführten Messkampagne und damit fehlenden Informationen auf String- oder Komponentenebene sind die Auswirkungen der einzelnen Ereignisse nur noch in Form des Gesamtertrages (Einspeisezähler) ermittelbar. Die in den *Unterkapiteln 5.4 Auswertungen mit Standardjahr* und *5.6 Auswertungen mit Modellierungen* festgestellte Reduktion des Ertrages und der PR der PV-Anlage in der zweiten Betriebsphase konnten nicht ausreichend schnell erkannt und/oder behoben werden, respektive deren Ursache nicht weiter eingegrenzt werden.

Die nachgewiesene Degradation der Komponenten Wechselrichter und PV-Module alleine ist aber klar nicht alleinig für die Performance und Ertragsreduktion des Gesamtsystems verantwortlich. Andere Komponenten wie beispielsweise Steck- oder Klemmverbindungen, ausgefallene Sicherungen, defekte Kabel oder ähnliches müssen einen erheblichen Beitrag zur Ertragsreduktion beigetragen haben. Diese Elemente sollten im Rahmen von Betrieb und Unterhalt periodisch geprüft und im Idealfall sogar präventiv verhindert werden.

Die Repräsentativität der in den Logbüchern festgehaltenen aufgetretenen Fehler ist nur mit Vorbehalt auf andere PV-Anlagen zu übertragen, da es sich um eine Einzelanlage handelt. Es sind verschiedene Arbeiten zu Auftretenshäufigkeit und Charakterisierung von Anlagefehlern von unterschiedlichen Projektträgern gemacht worden. Trotzdem sind Anlagenüberwachungen in geeigneter Form sehr wichtig, um eintretende Ausfälle von Komponenten schnell feststellen zu können. Ebenso zentral sind Kontrollen der Komponenten im Rahmen des Anlagenbetriebs, um Probleme möglichst frühzeitig erkennen und zeitnah beheben zu können. Nur so können hohe Erträge garantiert werden.

6. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

6.1. Solarstrahlung

Eine Erfassung oder Ermittlung der standort- und objektspezifisch nutzbaren Solarstrahlung in geeigneter Form ist wichtig für eine korrekte Überwachung der Performance einer PV-Anlage, sowohl für gesamtheitliche Betrachtungen als auch für Modellierungen. Die Erfassung mittels Sensoren (zum Beispiel Referenzzellen oder Pyranometer) bildet die Situation vor Ort am besten ab. Die in diesem Projekt ergänzend genutzte Möglichkeit über standortspezifisch berechnete Solarstrahlungswerte basierend auf Messwerten von Meteostationen in der Umgebung zeigt gute Übereinstimmung mit den gemessenen Werten.

Es konnte nachgewiesen werden, dass sowohl über die gesamte Betriebsdauer der PV-Anlage 1990-2017 als auch insbesondere über den Zeitraum der zweiten Betriebsperiode 2005-2017 die Solarstrahlung zugenommen hat ($2.95 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ resp. $14.28 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$). Damit ist grundsätzlich eine Zunahme des Ertrages der PV-Anlage zu erwarten. Die Zunahme des Solarertrages steht im Gegensatz zu der Degradation der Komponenten, welche zu einer Reduktion des Ertrages führen. In den normierten Betrachtungen, zum Beispiel der Performance Ratio, wird die Diskrepanz mess- und sichtbar.

6.2. Degradation der PV-Module

Die sonnenexponierten ausgemessenen PV-Module der Stichprobe weisen eine Leistungsdegradation zwischen $0.55\ldots 1.32\%$ pro Jahr auf. Dies entspricht einer Leistungsreduktion über die gesamte Betriebsdauer von $15\ldots 47\%$. Der Mittelwert der Reduktion liegt bei 20% Leistungsreduktion.

Fortschritte im Bereich von Komponenten, insbesondere z.B. Anschlussdosen und Stecker, welche höhere Dichtigkeit gegenüber Feuchtigkeit aufweisen, sowie weiter entwickelte Prüfverfahren in den Fertigungsprozessen, sollten das Eintreten der festgestellten erhöhten Serienwiderstände teilweise mindern.

Gleichzeitig führen diese Fortschritte zu engeren Toleranzbändern in der Fertigung (beispielsweise heute praktisch nur noch Plustoleranzen in den Nennleistungen der Module, geringere Abweichungen in den Arbeitspunktströmen, etc.). Die bereits in den Fertigungsprozessen (Flasher-Reports) präziseren Prüfungen erlauben zudem eine bessere Beurteilung des Ausgangszustands der PV-Module. Diese Faktoren vereinfachen gute Anlagenlayouts (Verstringung) und optimieren den Planungs- und Installationsaufwand (Modulsortierungen nicht mehr zwingend notwendig) und damit die Installationskosten von PV-Anlagen.

6.3. Wechselrichter

Im Vergleich zu dem aus den Messdaten der Messkampagne ermittelten Wirkungsgrad der Wechselrichter mit den Messungen vom Prüfstand weisen die Resultate auf keine erhebliche Reduktion des Wirkungsgrades des Wechselrichters hin. Die heute marktüblichen Wechselrichter sind sowohl im statischen als auch im dynamischen Wirkungsgrad deutlich besser als das untersuchte Gerät des Typs

SolarMax 60SE. Ein Ersatz der Wechselrichter kann demzufolge auch aus Effizienzgründen sinnvoll sein.

Den Problemen mit Ausfällen von Komponenten des Wechselrichters im Betrieb und den damit verbundenen Ertragsausfällen muss Rechnung getragen werden. Eine hohe Verfügbarkeit, respektive gute Serviceorganisation, sind für minimale Ausfallzeiten und gute Performance einer PV-Anlage zwingend. Die Sputnik Wechselrichter haben in ihrer Betriebszeit von 12 Jahren keine nennenswerten Ausfälle gehabt, im Gegensatz zum Siemens Prototyp-Wechselrichter. Eine weitere mögliche Strategie, den Einfluss von Ausfällen von Wechselrichtern auf den Ertrag zu reduzieren, ist der Einsatz von mehreren kleineren Wechselrichtern, welcher aber auch immer mit einer Mehrzahl von potentiellen Ausfallquellen verbunden ist.

Die Messungen des WR auf dem Prüfstand haben gezeigt, dass Wechselrichter bei unterschiedlichen Prüf Szenarien deutlich unterschiedliche Verhalten sowie Wirkungs- und Umwandlungswirkungsgrade aufweisen können. Entsprechend sind bei der Geräteauswahl die objektspezifischen Anforderungen zu berücksichtigen, zum Beispiel zu erwartender Teillastbetrieb oder dynamisches Verhalten. Aktuelle Wechselrichter sind ausgeglichener, haben aber weiterhin optimale Einsatzbereiche.

6.4. Balance of System (BoS) Komponenten

Die Degradation der PV-Module und der auf dem Prüfstand ermittelte Wirkungsgrad des Wechselrichters ergeben nicht die im Ertrag festgestellte Reduktion, insbesondere in den letzten Betriebsjahren der PV-Anlage. Da weitere technische Komponenten wie zum Beispiel Kabelverluste mehr oder weniger konstant bleiben, ist davon auszugehen, dass Einzelereignisse bei den BoS-Komponenten wie ausgefallene Sicherungen, defekte Steckverbindungen, schlechte Klemmverbindungen oder Kabelschäden zu der drastischen Verschlechterung des Ertrags in den letzten beiden Betriebsjahren geführt haben. Eine sichere Verifizierung dieser Annahme wäre nur durch Kontrollen vor Ort möglich, was im Rahmen des 2017 erfolgten Repowerings leider nicht gemacht wurde.

Der Einfluss der BoS Komponenten auf die Reduktion des Gesamtertrages ist etwa ähnlich hoch wie der Einfluss der Degradation der PV-Module.

Fortschritte im Bereich von Klemmverbindungen, Steckverbindungen, Anschlusskästen und Schutzkomponenten sowohl betreffend Qualität als auch Zuverlässigkeit lassen einen geringeren Einfluss auf den Ertrag von künftigen PV-Anlagen erwarten.

6.5. Betrieb und Wartung

Eine durchgehende Überwachung der Funktionalität der PV-Anlage sowie entsprechendes zeitnahes Vorgehen zur Minimierung des Ertragsausfalls über die gesamte Betriebsdauer der PV-Anlage sind essentiell. Die Wartung und periodische Kontrolle von PV-Anlagen ist für die rechtzeitige, im Idealfall sogar präventive, Behebung von potentiellen Störereignissen oder Ausfällen entscheidend. So können beispielsweise mittels Thermografie-Aufnahmen schlechte Klemm- oder Steckverbindungen identifiziert werden bevor es zu Ausfällen oder Schäden kommt oder mittels Isolationsmessungen rechtzeitig Schäden an Kabelisolationen oder Steckverbindungen erkannt werden.

6.6. Beurteilung Ertrag und Performance der PV-Anlage A13

Die PV-Lärmschutz-Anlage A13 hat in guten Betriebsjahren ohne Ausfälle bei Komponenten mit hohen spezifischen Erträgen (max. 1'522 kWh/kWp) gezeigt, dass bei guter Standortwahl auch mit damals marktüblichen Komponenten hohe Erträge und Performance möglich sind. Durch korrektes Anlagendesign können Einflüsse wie Schneebedeckung oder Verschmutzung auch an Verkehrsträgern minimiert werden. Eine einmalig durchgeführte Reinigung der Module hat keine nennenswerte Verbesserung in der Performance gebracht.

Eine gute Auslegung der PV-Anlage mit Komponenten, welche aufeinander abgestimmt sind und die Berücksichtigung der objektspezifischen Situation sind wichtige Voraussetzungen für eine hohe Performance der PV-Anlage. Die gut abgestimmte PV-Anlage A13 weist bei Normalbetrieb eine stabil hohe Performance auf mit Maximalwerten von 0.80 auf.

6.7. Anwendbarkeit der gefundenen Resultate

Trotz technischer Fortschritte bei den Schlüsselkomponenten sind kurze Ausfallzeiten für die Performance der Gesamtanlage von grosser Wichtigkeit. Dafür ist eine Überwachung, welche auch die Solarstrahlung in geeigneter Form berücksichtigt, notwendig. Die überproportionale Ertragsreduktion für die untersuchte Anlage hat die Wichtigkeit von Zuverlässigkeit, Ausfallsicherheit und Anlagenüberwachung zur schnellen Erkennung und Behebung bei Eintritt von Schäden bestätigt.

Mit Investitionskosten, welche schneller sinken als die ebenfalls sinkenden Betriebs- und Unterhaltskosten, steigt der relative Anteil der Betrieb- und Unterhaltskosten an den Stromgestehungskosten. Gleichzeitig hat die Untersuchung den Einfluss einer guten Anlagenüberwachung und eines Betriebs mit minimierten Ausfallzeiten gezeigt. Ein optimiert angepasstes Betriebskonzept ist für die Wirtschaftlichkeit daher essentiell.

6.8. Künftige Untersuchungen von PV-Anlagen gegen Ende der Betriebsdauer

Die TNC Consulting AG konnte bereits bei Bekanntgabe des Repowerings durch die Rhienergie AG, d.h. vorgängig zu diesem Projekt, eine kleine Anzahl an Modulen sowie einen der zwei Wechselrichter vor der Entsorgung für die Ausmessung auf den Prüfständen sicherstellen. Das Modul-Sample ist gemessen an der Anzahl der PV-Module in der gesamten Anlage relativ gering (15 aus 2'208 Modulen, entspricht 0.679%). In Kombination mit der breiten Streuung an in den Messungen festgestellter Leistungsreduktionen (15%...37%) sind eindeutige Aussagen zur Degradation der PV-Module über die gesamte Anlage nur mit entsprechendem Vorbehalt möglich. Für künftige Untersuchungen von PV-Anlagen über lange Betriebszeiten und das Verhalten von Degradation und Ertragsreduktion unter realen Betriebsbedingungen ist die rechtzeitige Sicherstellung eines grösseren Samples an Hardware-Komponenten für die Ausmessung auf Prüfständen anzustreben.

7. Ausblick

Mit dem Ziel, das 2017 erfolgte Repowering der PV-Anlage A13 beurteilen zu können, wird in der ersten Jahreshälfte 2019 in einem zweiten Teilprojekt ein Vergleich zwischen der PV-Anlage A13 vor und nach dem Repowering von 2017 erfolgen. Dabei werden die in diesem Projekt erarbeiteten Ertrags- und Performancewerte von 1990-2017 mit jenen des ersten vollständigen Betriebsjahres nach dem Repowering, also 2018, verglichen. Im Fokus dieser systematischen Gegenüberstellung werden dabei die technischen Entwicklungen der Komponenten und die Wirtschaftlichkeit des Repowerings stehen. Dabei sollen Ertragswerte pro Fläche, Wirkungsgrade und Performancekennzahlen sowie der ökonomische Aufwand des Ersatzes der Schlüsselkomponenten verglichen werden. Das Projekt wird von der TNC Consulting AG und der Rhienergie AG durchgeführt und vom Kanton Graubünden finanziert.

Mit den zwei A13 Teilprojekten, der retrospektiven sowie der vergleichenden Analyse der PV-Anlage, wird bezweckt, Erkenntnisse aus der vertieften Langzeituntersuchung der Anlage A13 zu ziehen, welche zu hohen Erträgen und Performance von künftigen PV-Anlagen beitragen können.

Die bisherigen Resultate zeigen auf, dass die Degradation der Komponenten ebenso wie zuverlässige Modelle zum nutzbaren Solarstrahlungsangebot in Ertragsprognosen korrekt berücksichtigt werden müssen. Ein geeignetes Monitoring (zur raschen Erkennung von teilbetrieblichen Ausfällen und der nutzbaren Solarstrahlung) und eine systematische Prüfung und Wartung, insbesondere auch der Balance of System-Komponenten, sind entscheidend für die Gesamtperformance und -erträge von PV-Anlagen. Der Einfluss der BoS-Komponenten auf die Ertragsreduktion liegt in der gleichen Grössenordnung wie der Einfluss der PV-Moduldegradation.

Die laufenden technischen Weiterentwicklungen der einzelnen Komponenten beschränken sich nicht nur auf ihre erhöhte Effizienz und Zuverlässigkeit und somit auf bessere Ertrags- und Performancewerte, sondern bieten vermehrt auch Möglichkeiten zur Integration in Überwachungssysteme mit erhöhter Konnektivität und Digitalisierung. Diese neuen Möglichkeiten unterstützen die für hohe Erträge und Performance wichtige Anlagenverfügbarkeit effizienter zu gewährleisten. Ein entsprechendes Betriebs- und Wartungskonzept sowie gute Servicedienstleistungen und -verfügbarkeit für die Komponenten sind ebenfalls zentrale Elemente für hohe Erträge über die gesamte Anlagenbetriebsdauer.

Die Laufzeit und das Verhalten von PV-Anlagen über die gesamte Betriebsdauer sollten in weiterführenden Projekten auch künftig untersucht werden. Dabei sind sowohl Aspekte mit statistischer Relevanz als auch die detaillierte Analyse von Komponenten wichtige Elemente. Die statistische Relevanz von Gesamtbetrachtungen kann beispielsweise mit Projekten wie jenem zur Auswertung der Performance der Schweizer PV-Anlagen erreicht werden, indem die erfasste grosse Anzahl von PV-Anlagen (aktuell 12% der in der Schweiz installierten Nennleistung) über längere Betriebsdauern erfasst und ausgewertet werden. Einzelne Komponenten, neben den Modulen und den WR insbesondere auch BoS sowie deren Verhalten über die erwarteten Laufzeiten, sollten anhand von Einzelprojekten detailliert untersucht werden. Dazu sind detaillierte Messkampagnen notwendig, welche auf String- oder gar Komponentenebene ausgewertet werden können.

Die Zusammenführung von erfassten und ausgewerteten Daten von einer statistisch relevanten Anzahl von PV-Anlagen sowie den detaillierten Erkenntnissen auf String- und Modulebene aus Mess-

kampagnen und Monitoring stellen künftige Herausforderungen dar. Digitalisierung und Big Data bieten auch in diesem Bereich bisher ungenutzte Möglichkeiten für Erkenntnisgewinne. Gleichzeitig gilt es, die Datenqualität und -sicherheit zu garantieren.

Eine Untersuchung von Modulen und Wechselrichtern sowie allenfalls auch BoS-Komponenten am Ende von ihrer Laufzeit auf kalibrierten Prüfständen und nach einheitlichen Standards sollte die Auswertungen von Feldmessungen ergänzen und somit eine Verifizierung und Validierung der Resultate erlauben.

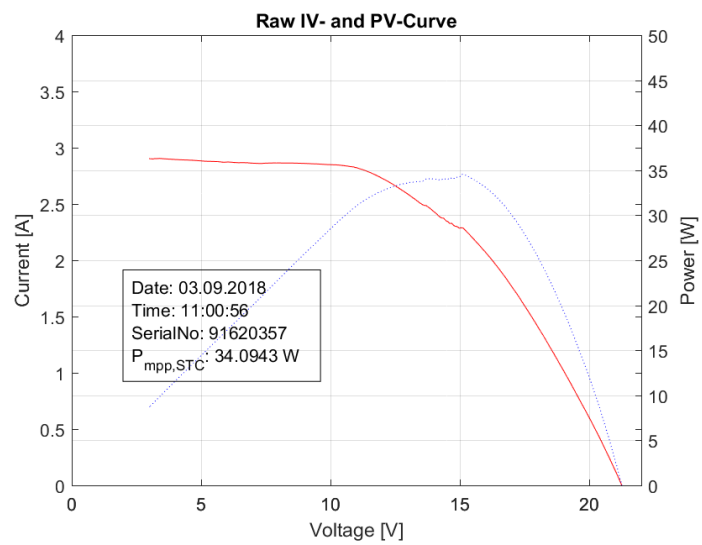
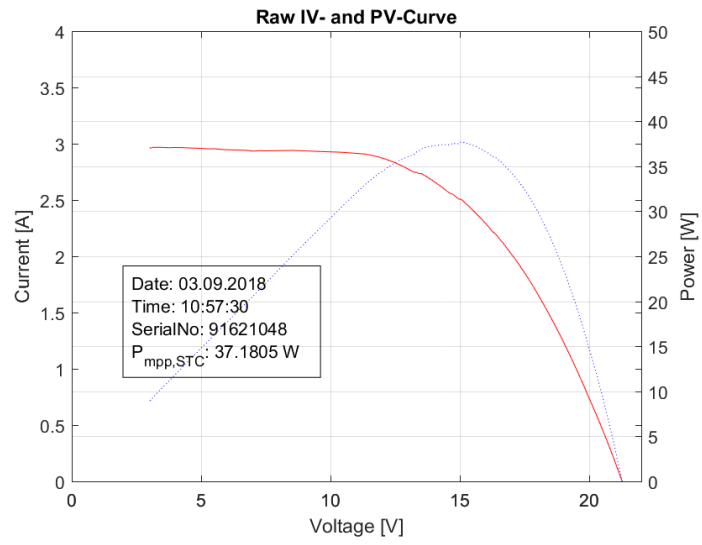
Mit gewonnen Erkenntnissen können die Modelle zu Ertragsprognosen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen überprüft, verfeinert und weiterentwickelt werden. Diese Modelle sind für Photovoltaikanlage als wichtiger Beitrag zur künftigen Energieversorgung relevant.

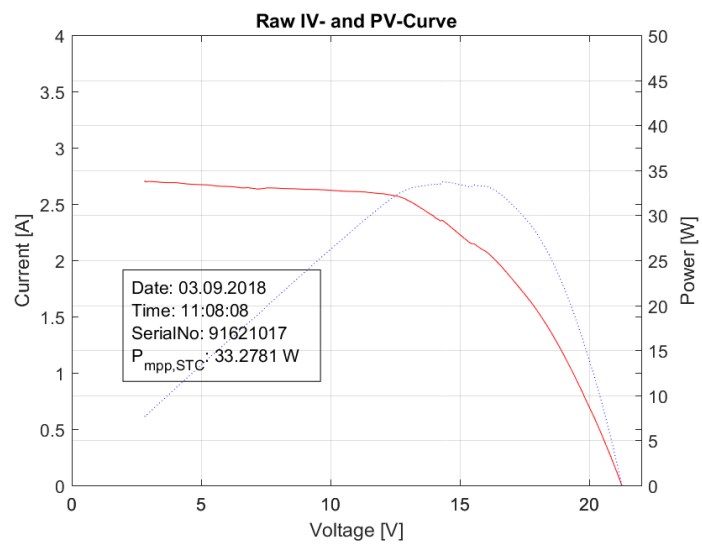
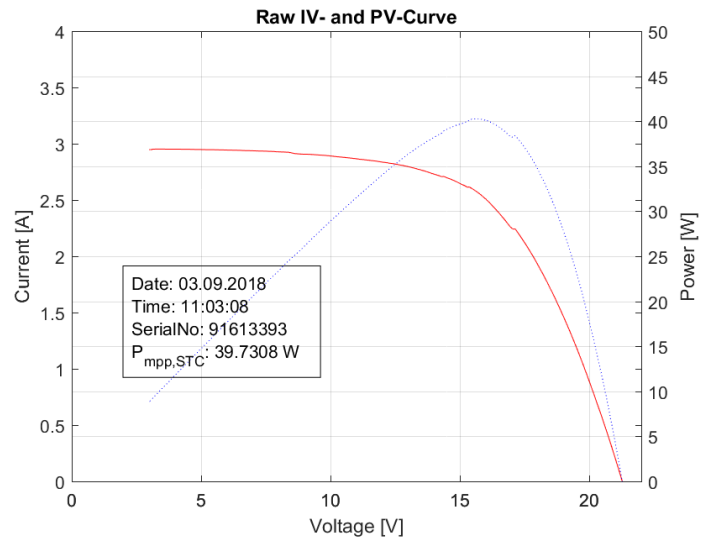
8. Quellen

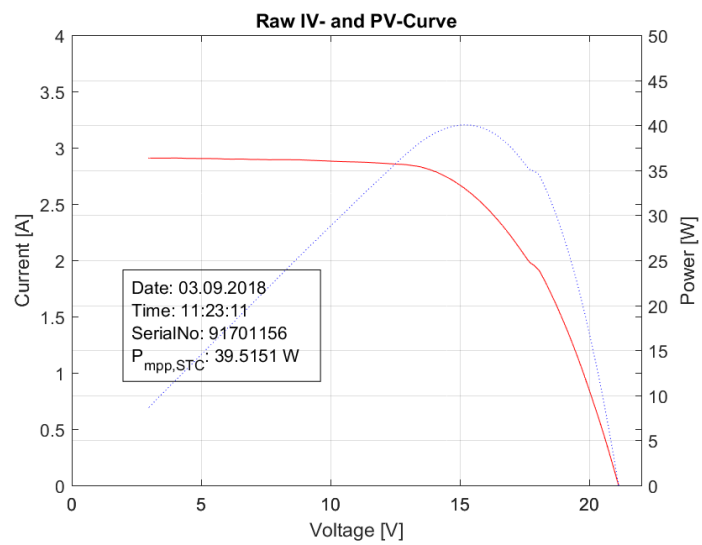
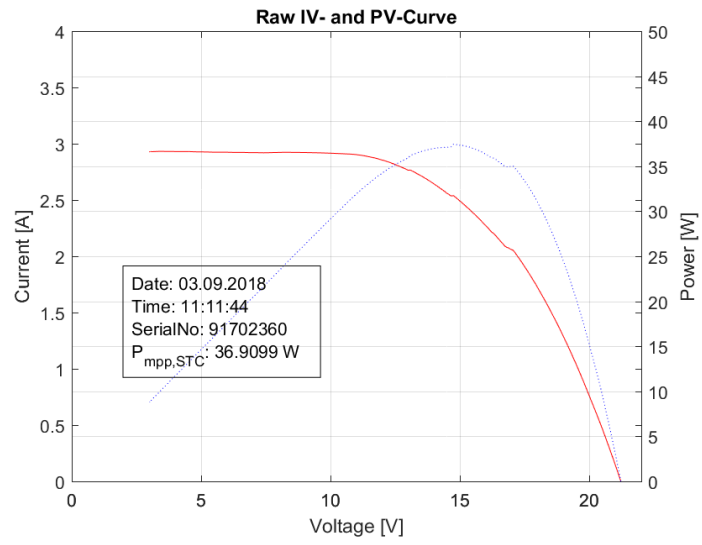
- [1] Rhienergie AG 2017: Rhienergie feiert Sanierung der Pionier-Photovoltaik-Anlage an der A13 (Medienmitteilung). <<http://rhienergie.ch/media/uploads/news/9/documents/medienmitteilung-rhienergie-ag-pva-a13.pdf>>. 17.12.2018.
- [2] Bundesamt für Statistik BFS 2013: Die Bodennutzung in der Schweiz. Resultate der Arealstatistik. <<https://www.bfs.admin.ch/bfsstatic/dam/assets/348986/master>>. 17.12.2018.
- [3] Bundesamt für Statistik BFS 2001: Bodennutzung im Wandel. <<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/kataloge-datenbanken/publikationen.assetdetail.340711.html>>. 17.12.2018.
- [4] Prüfbericht Fachhochschule Winterthur (ZHAW) 2018: Tabelle Flasherwerte, IV Plots, EL-Messungen.
- [5] Prüfbericht Fachhochschule Burgdorf (BFH) 2018: Zentralwechselrichter SolarMax 60SE.
- [6] Joint Research Centre ISEI Institute 1992: Monitoring of Photovoltaic Installations. Final Report of System Monitoring.

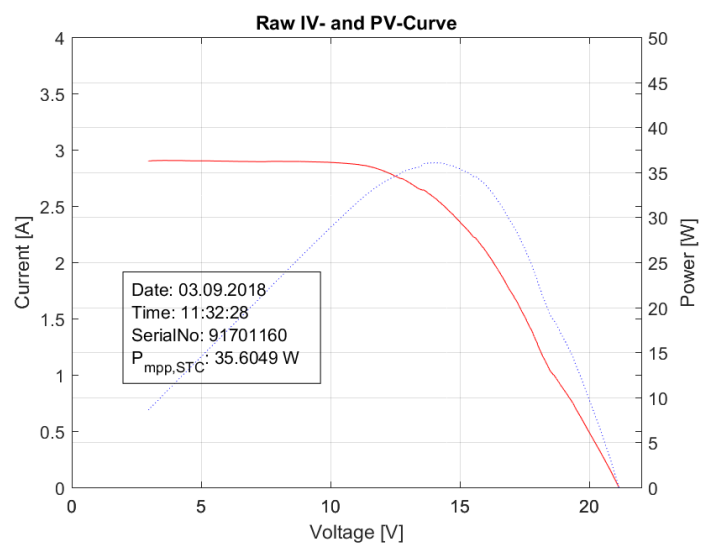
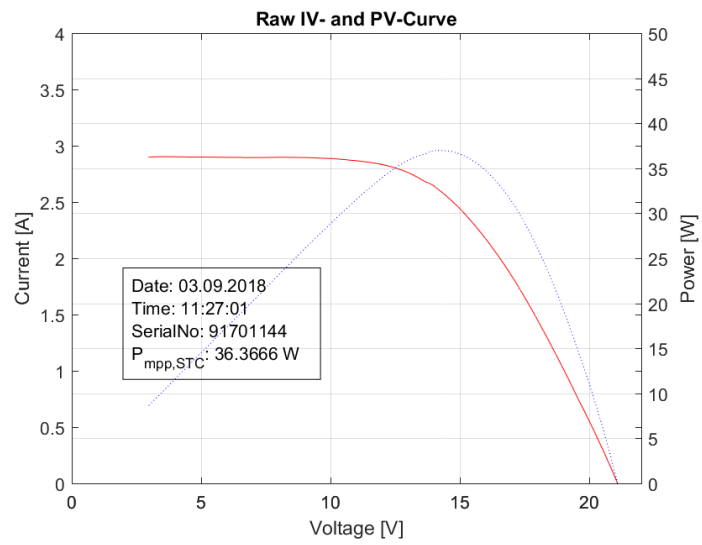
9. Anhang

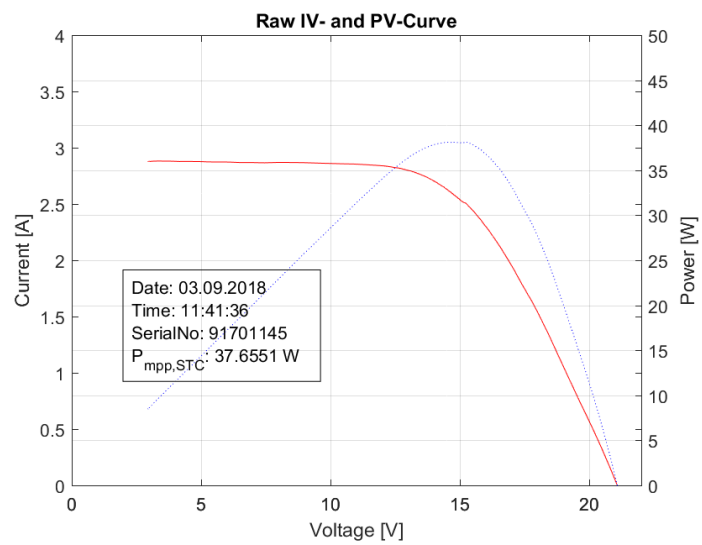
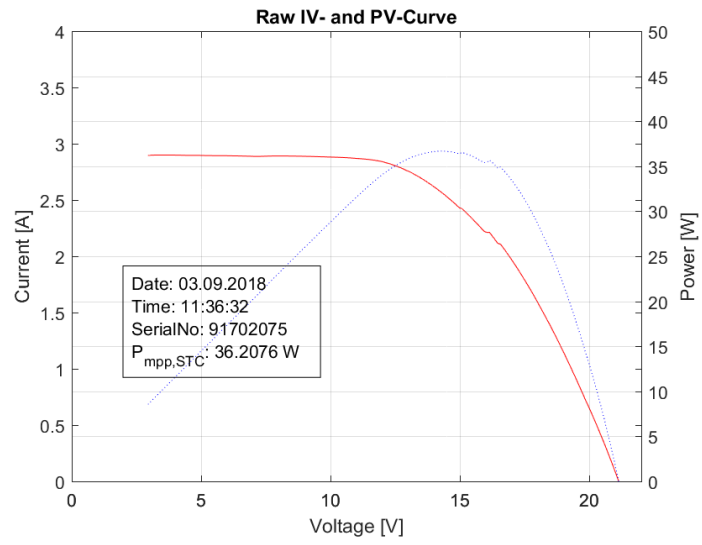
- Prüfbericht Fachhochschule Winterthur (ZHAW): Tabelle Flasherwerte, IV Plots, EL-Messungen (*als PDF im Schlussbericht angefügt*)
- Prüfbericht Fachhochschule Burgdorf (BFH): Zentralwechselrichter SolarMax 60SE vom 1.10.2018 (*als PDF im Schlussbericht angefügt*)
- Joint Research Centre ISEI Institute 1992: Monitoring of Photovoltaic Installations. Final Report of System Monitoring.

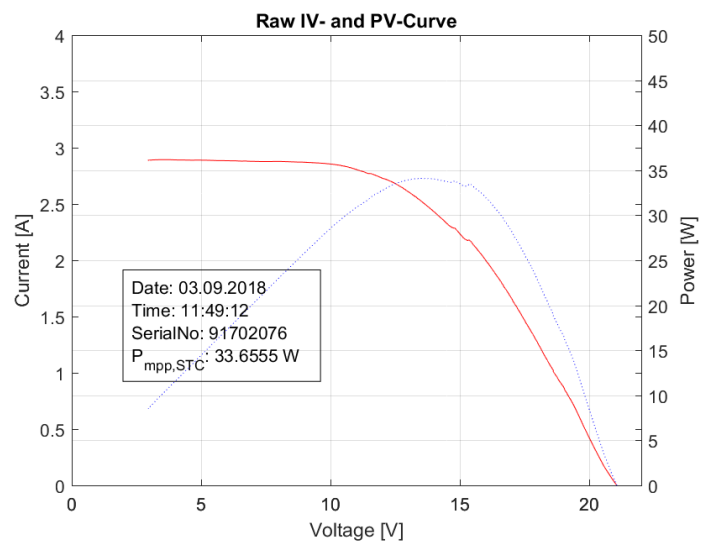
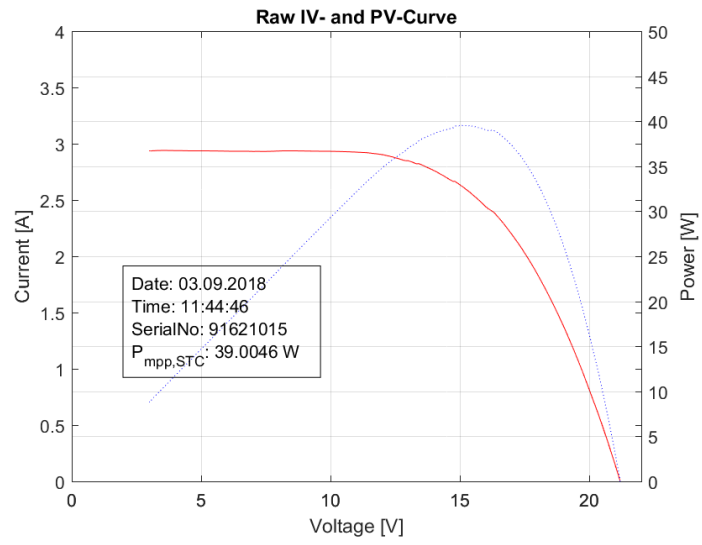


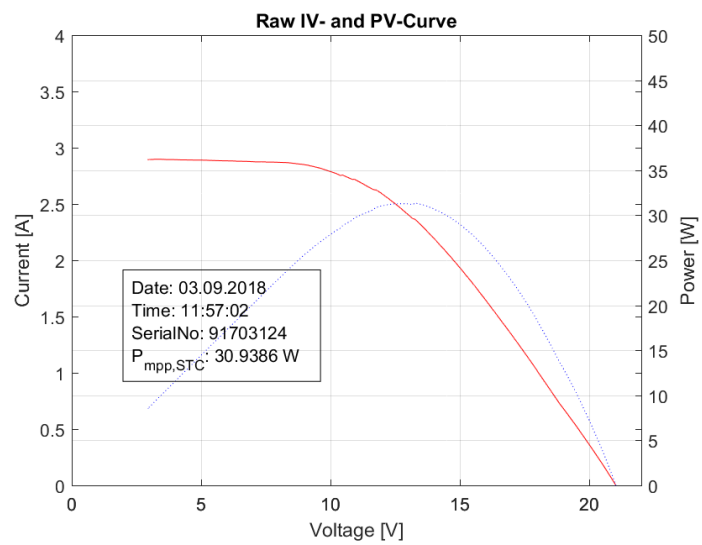
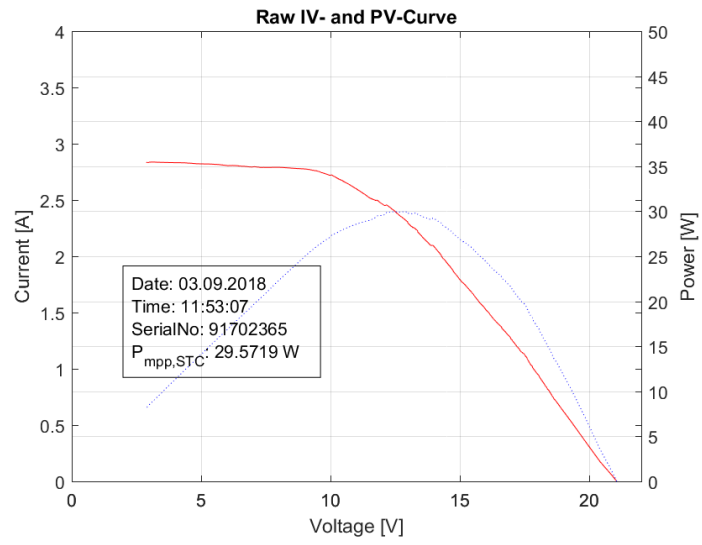


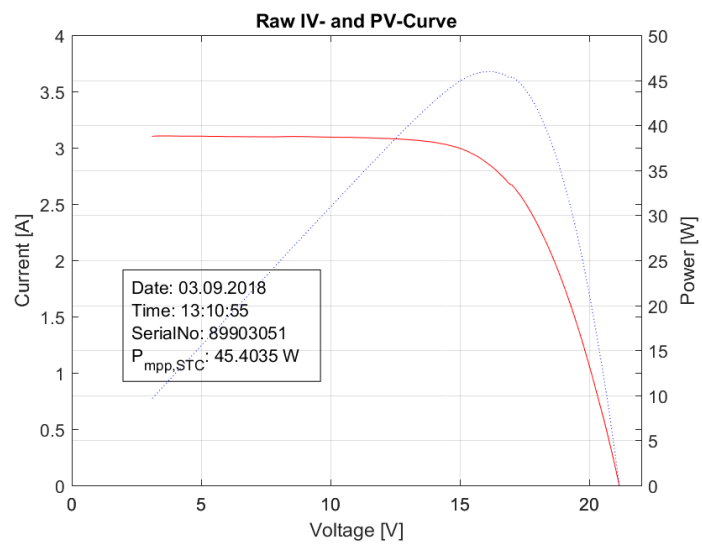
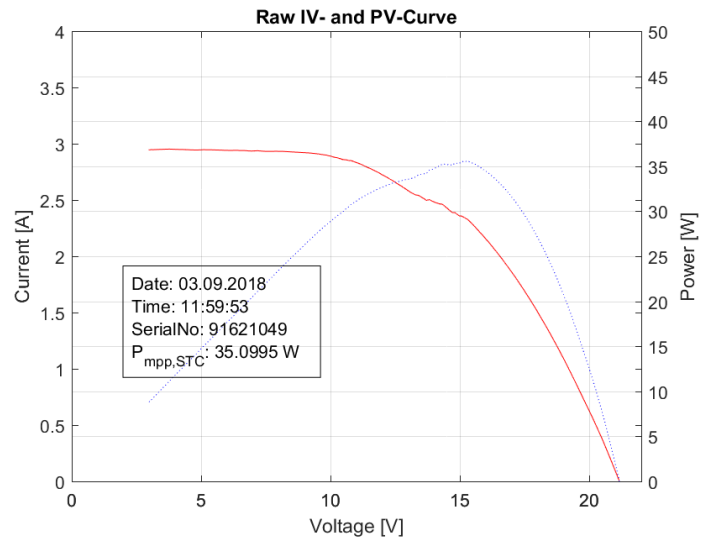


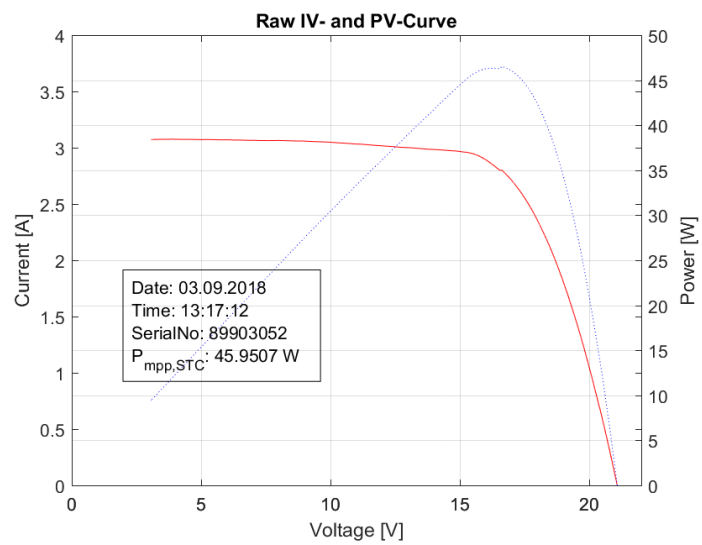
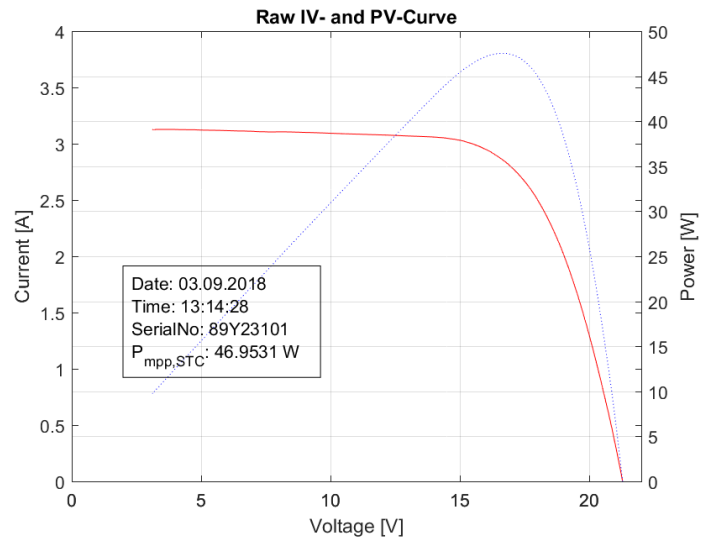


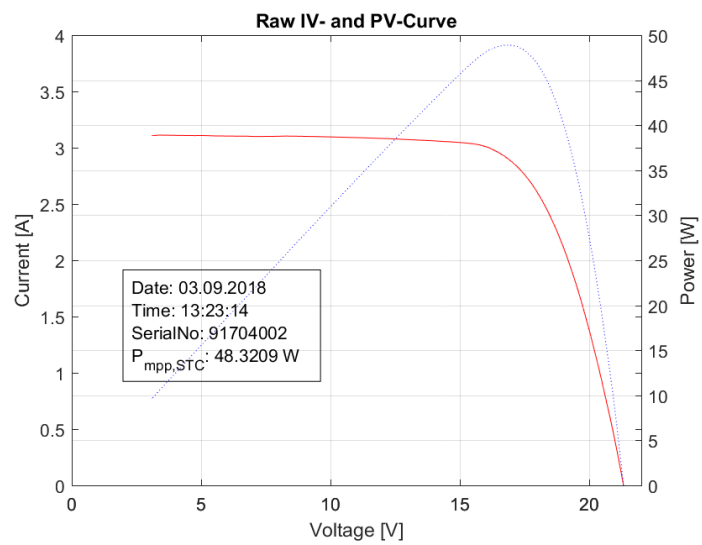
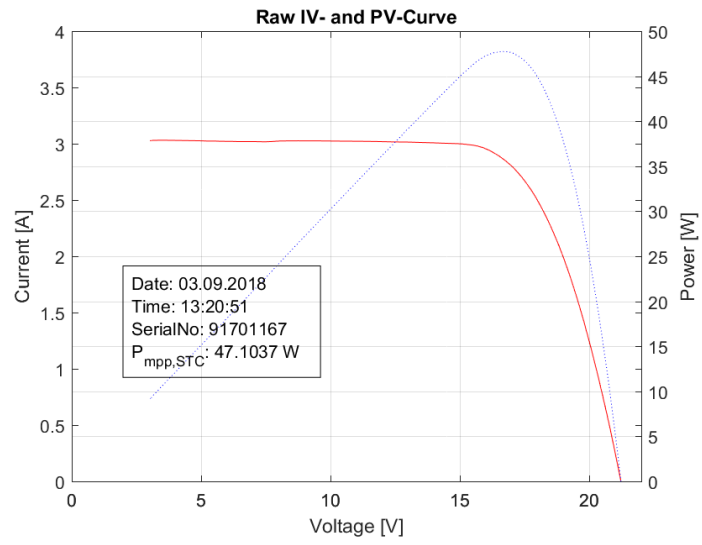


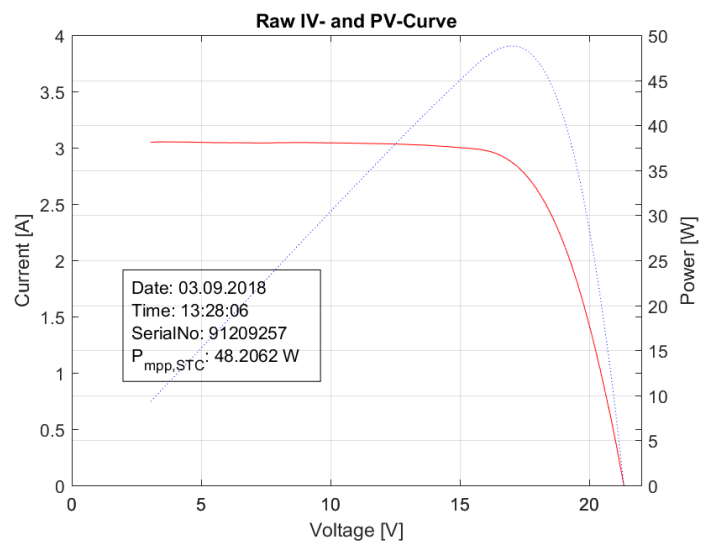
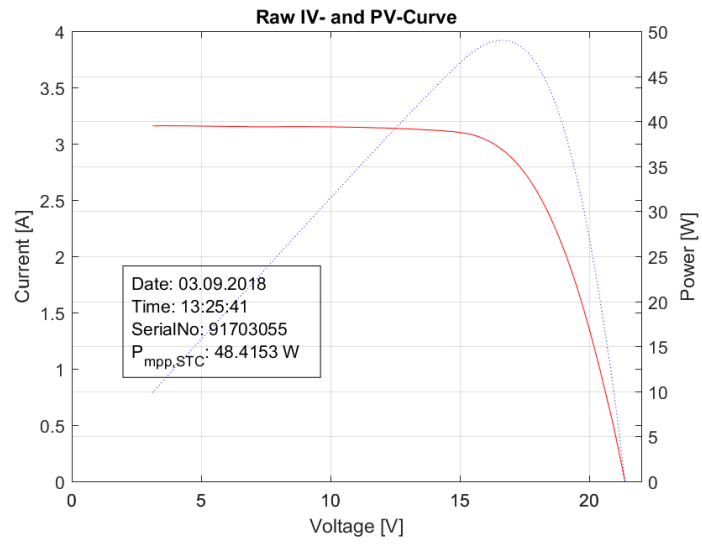


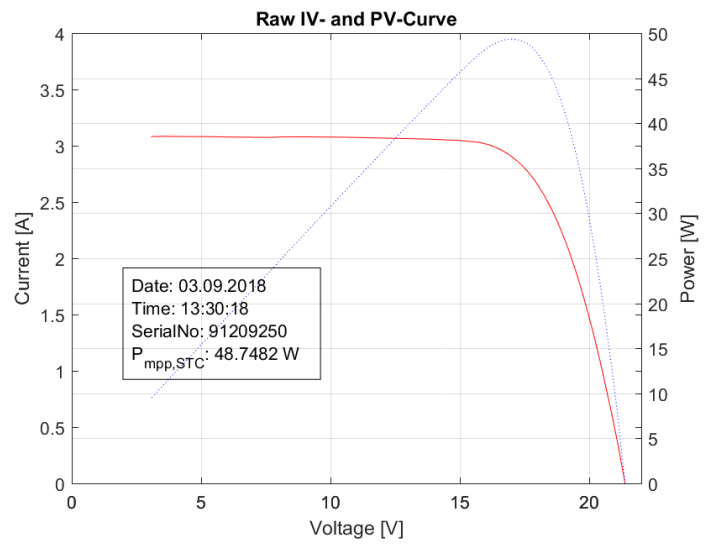


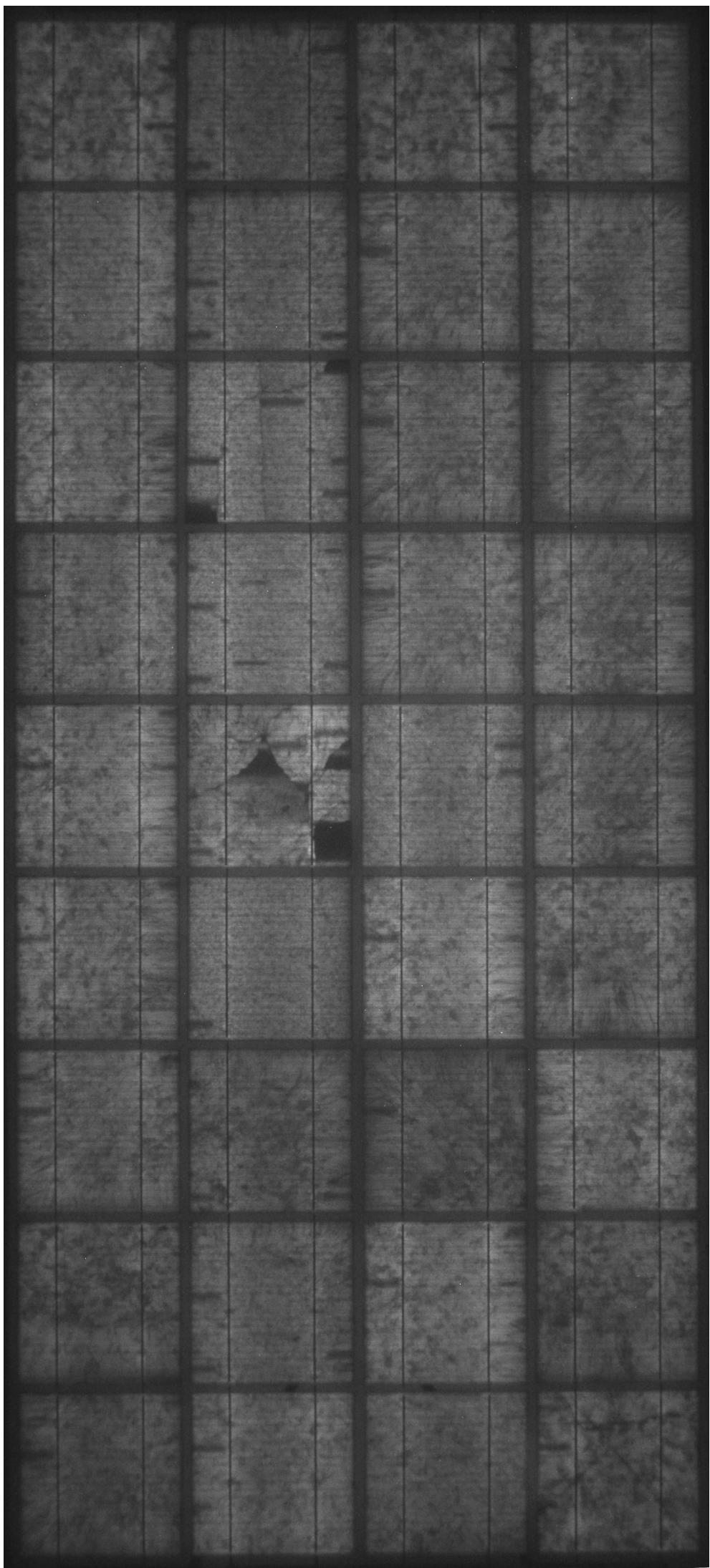


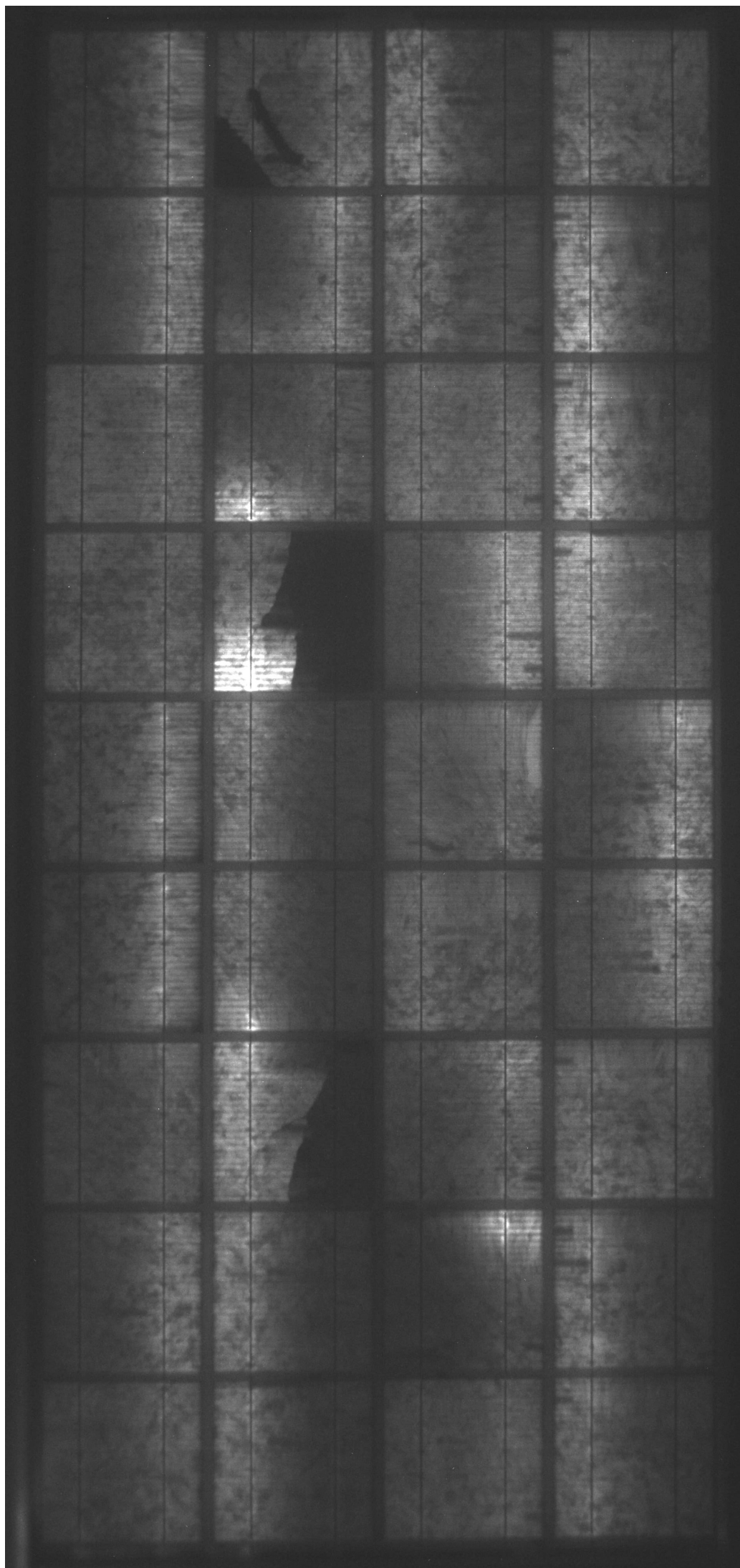


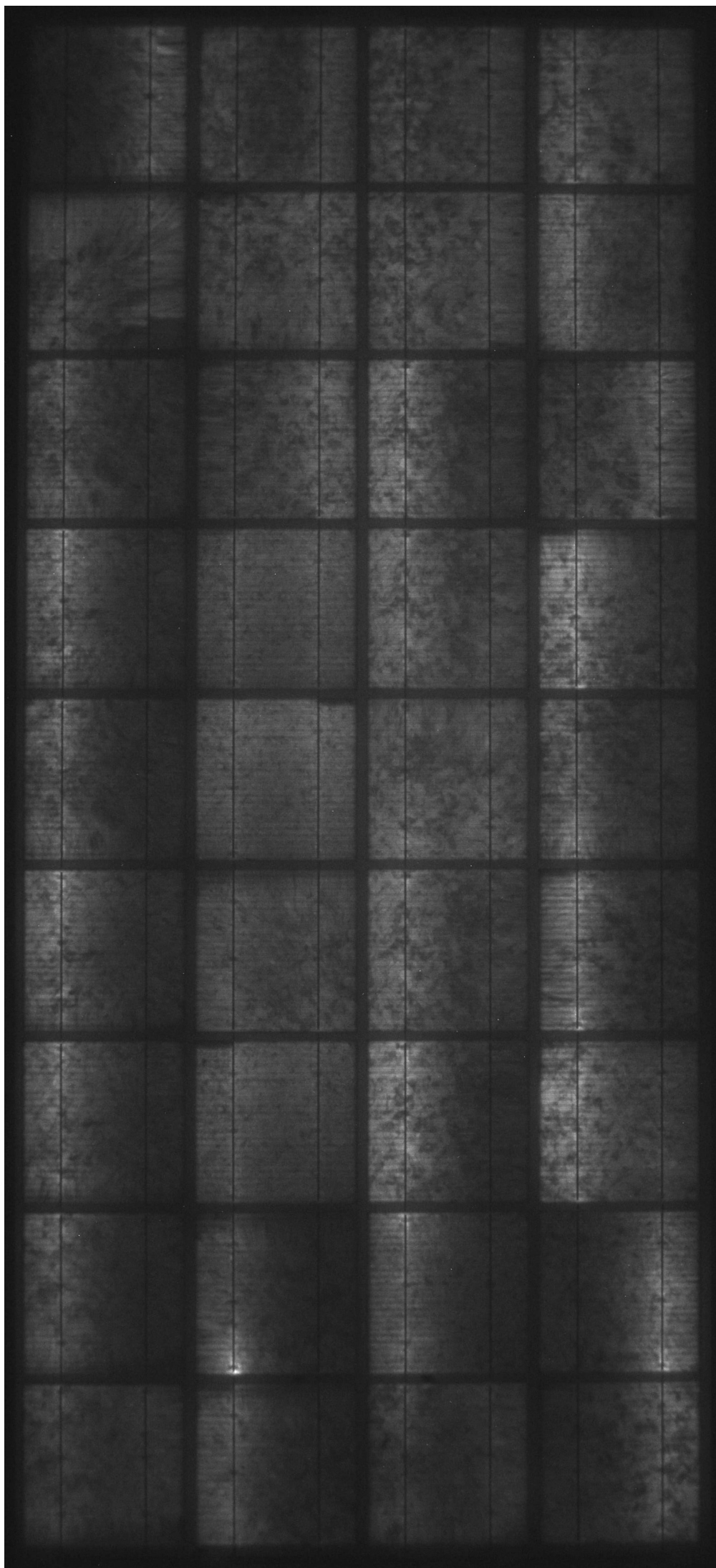


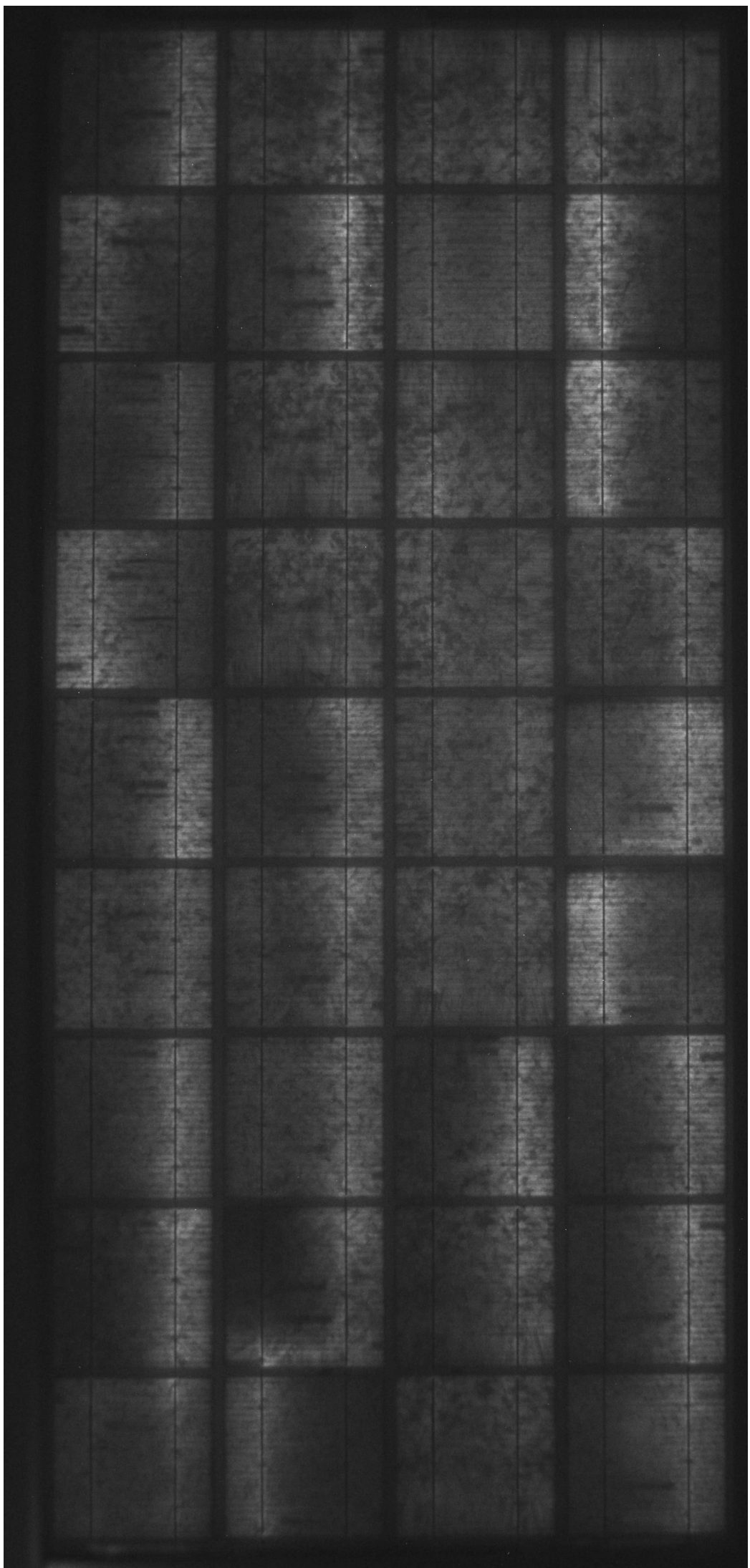














Prüfbericht SolarMax 60SE

Bericht der Prüfung nach Produktnorm

Prüfbericht

Nummer: WRT-1809-00-SolarMax-60SE
Datum: 01.10.2018

Auftraggeber

TNC Consulting AG
Herr Thomas Vontobel
vontobel@tnc.ch
General Wille-Strasse 59
CH-8706 Feldmeilen

Verfasser

Autor/en:

El. Ing. FH Daniel Gfeller Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Visum

Ausführender Prüfsingenieur:

El. Ing. HTL Luciano Borgna Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Visum

Hinweise

Die Mess- und Prüfergebnisse sind nur auf den/die unter Angaben bezeichneten Prüfling/e und dessen Zustand (Hard- und Software Konfiguration/en) zum Zeitpunkt der Prüfung zu beziehen.

Das Labor für Photovoltaiksysteme der BFH-TI in Burgdorf behält sich sämtliche Rechte (insbesondere Copyright) an diesem Bericht vor. Dieser Prüfbericht darf ohne die schriftliche Zustimmung des Laboratoriums nicht auszugsweise vervielfältigt werden.

Die Messungen wurden mit langjähriger Erfahrung des Prüflabors und mit grosser Sorgfalt nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt. Dennoch übernimmt das Prüflabor keine Verantwortung für irgendwelche Schäden, die aus der Verwendung der in diesem Bericht enthaltenen Angaben entstehen könnten.

Das Prüflabor bestätigt hiermit, dass die Prüfungen ausschliesslich mit Geräten und Einrichtungen durchgeführt wurden, die kalibriert sind, bzw. vorgängig oder im Anschluss auf ihre Funktion und Tauglichkeit gemäss Norm überprüft wurden.

Des Weiteren gelten die AGB der Berner Fachhochschule (www.pvtest.ch).

Inhalt

Hinweise	2
1 Zusammenfassung	4
2 Prüfauftrag	5
3 Prüfangaben.....	6
3.1 Prüfbericht	6
3.2 Kontakt.....	6
3.3 Prüfling.....	6
3.4 Messeinstellungen und -angaben	7
3.4.1 Angaben Prüfling	7
3.4.2 Messgeräte und -zubehör	7
3.4.3 Messumgebung.....	7
3.4.4 Bemerkungen/Hinweise	7
4 Einführung in die Messverfahren.....	8
4.1 Statische Messung (8-Stufenmessung).....	8
4.2 Europäischer Wirkungsgrad.....	8
4.3 Totaler Wirkungsgrad.....	8
4.4 Dynamisches Verhalten.....	8
4.4.1 Messung	8
4.4.2 Messablauf	8
4.4.3 Definition des Testmusterbeschreibungscodes.....	10
5 Messung des statischen Betriebsverhaltens	12
5.1 Hinweise Testverfahren.....	12
5.1.1 Messschaltung	12
5.1.2 Einstellungen.....	12
5.2 Messergebnisse	12
6 Messung des dynamischen Betriebsverhaltens	15
6.1 Hinweise Testverfahren.....	15
6.1.1 Messschaltung	15
6.2 Messergebnisse	15
7 Verweise	19
7.1 Normen	19
7.2 Literatur.....	19
8 Verzeichnisse.....	19
8.1 Abbildungen	19
8.2 Tabellen	19

1 Zusammenfassung

Der Zentralwechselrichter SolarMax 60SE wurde im akkreditierten Wechselrichter-Prüflabor der Berner Fachhochschule in Burgdorf am 13. und 14. September 2019 gemäss EN 50530 geprüft. Beim Prüfling handelt es sich um ein Gerät, welches bereits längere Zeit bei einer Anlage im Einsatz war. Um dem Verhalten in dieser Anlage besser zu entsprechen, wurden die Wirkungsgradmessungen nicht bei den normativen MPP-Spannungen, sondern bei der nominellen MPP-Spannung der betreffenden Anlage durchgeführt.

Verglichen mit modernen Solarwechselrichtern ist die Effizienz des Prüflings bescheiden. Der totale Europäische Wirkungsgrad beträgt lediglich 91.61%. Das ist besonders für einen Zentralwechselrichter ein tiefer Wert. Der dynamische Tracking-Wirkungsgrad bewegt sich zwischen 85% und 99.2%, im Mittel um 96% herum. Auch das ist verglichen mit einem modernen Wechselrichter ziemlich tief. Dabei ist aber zu beachten, dass das Gerät höchstwahrscheinlich vor der Veröffentlichung der EN 50530 auf den Markt kam. Demensprechend ist der Tracking-Algorithmus nicht auf die Anforderungen der Norm hin optimiert worden (vor 15 Jahren hat noch niemand vom dynamischen Trackingwirkungsgrad gesprochen). Viele Geräte älteren Jahrgangs zeigen unterschiedlich ausgeprägte Schwächen beim dynamischen MPP-Tracking. Daher ist das dynamische Trackingverhalten des Prüflings als nicht ausserordentlich zu beachten.



Abbildung 1: Prüfling

2 Prüfauftrag

- Die Prüfung ist nach der Norm EN 50530 durchzuführen.
- Auf Wunsch des Kunden wurden die Messungen bei einer MPP-Spannung von 405V durchgeführt. Dies entspricht der nominellen MPP-Spannung der Anlage, in welcher der Prüfling vor den Messungen eingesetzt wurde.

3 Prüfangaben

3.1 Prüfbericht

Dokumentname	WRT-1809-00-SolarMax-60SE
Version	1.0
Verweise/Korrekturen	

3.2 Kontakt

Kontaktperson	Prüflabor
Name, Vorname	Daniel Gfeller
Funktion	Wissenschaftlicher Mitarbeiter
E-Mail	daniel.gfeller@bfh.ch
Telefon	+41 (0)34 426 68 62
Kontaktperson	Auftraggeber
Name, Vorname	Thomas Vontobel
Funktion	Projektleiter Photovoltaik
E-Mail	vontobel@tnc.ch
Telefon, Telefax	+41 (0)44 991 55 77

3.3 Prüfling

Angaben Wechselrichter	
Hersteller	Sputnik Engineering AG
Herkunft	Schweiz
Modell- oder Typbezeichnung	SolarMax 60SE
Gerätenummer	833
Firmware-Version	Unbekannt
Art	Zentralwechselrichter für Photovoltaikanlagen
Ausgangsanschluss	Dreiphasig
Zustand	Gerät war vor der Prüfung längere Zeit im Einsatz.
Bemerkungen	Zum Gerät liegt kein Datenblatt vor. Deshalb werden die nominellen Parameter anhand des Typenschildes auf dem Gerät ermittelt. Das Baujahr und die Einsatzdauer des Gerätes sind nicht bekannt.

3.4 Messeinstellungen und -angaben

3.4.1 Angaben Prüfling

Netzseite			
U_{AC}	3 x 400V (+10%/-15%)	Frequenzbereich	50Hz (+/-0.5Hz)
Max. Netzstrom	90A	Nennleistung	60kW

Tabelle 1: Datenblattwerte

DC-Seite (Photovoltaikanlage)			
$U_{DC,max}$	900V	$U_{DC,min}$	k. A.
$I_{MPP,min}$	300V	$U_{MPP,max}$	540V
$P_{DC,r}$	k. A.	$P_{DC,max}$	75kW

Tabelle 2: Datenblattwerte

3.4.2 Messgeräte und -zubehör

Position	Gerät	Bezeichnung	Hersteller	Serien-Nr.	Inventar-Nr.
P1	Solargenerator Simulator	100kW SolGenSim	BFH-TI	--	INV 933-02
P2	Präzisions-Wattmeter	WT3000	Yokogawa	91FA38203	MA 808-01
P3	3 x 150A Stromwandler	--	BFH-TI	--	INV 933-03

Tabelle 3: Messgeräte

3.4.3 Messumgebung

Der Prüfling wurde auf dem Prüfstand im akkreditierten Testlabor der BFH in Burgdorf geprüft.

3.4.4 Bemerkungen/Hinweise

Der Solargenerator-Simulator emuliert eine Solarkennlinie gemäss EN50530 mit 72% Füllfaktor. Bei dieser Kennlinie betragen die MPP-Spannung 80% der Leerlaufspannung und der MPP-Strom 90% des Kurzschlussstroms. Dies ist ein Modell für polykristalline Solarzellen.

Um die geforderte Leistung von 60kW zu erreichen, wäre bei der gewünschten MPP-Spannung von 405V ein MPP-Strom von 148.1A notwendig. Damit würde der emulierte Kurzschlussstrom 164.6A betragen. Der maximale Kurzschlussstrom des Simulators beträgt jedoch nur 156A. Der höchstmögliche MPP-Strom beträgt damit 140.4A. Die MPP-Leistung liegt damit bei rund 56.8kW. Diese Leistung entspricht bei relativen Angaben 100% der DC-Leistung (P_{DCn}). Auf die Messergebnisse hat dies keinen merklichen Einfluss.

4 Einführung in die Messverfahren

Dieses Kapitel enthält eine vereinfachte Beschreibung der Testverfahren nach EN 50530. Für die detaillierte Beschreibung wird auf die Norm verwiesen.

4.1 Statische Messung (8-Stufenmessung)

Während einer 8-Stufenmessung wird der Wechselrichter in 8 verschiedenen Leistungsstufen von 5 % bis 100 % Nennleistung (P_{DCn}) durchgemessen. Die 8-Stufenmessung setzt sich aus den folgenden Leistungsstufen (bezogen auf P_{DCn}) zusammen:

P-Stufe [% · P_{DCn}]
5
10
20
25
30
50
75
100

Tabelle 4: Relative Leistungsstufen einer 8-Stufenmessung bezogen auf P_{DCn}

Die Messdauer je Stufe dauert 10 Minuten. Damit der Wechselrichter genügend Zeit hat, um den optimalen Arbeitspunkt zu finden, wird vor jeder Stufe eine Wartezeit von 5 Minuten eingefügt.

4.2 Europäischer Wirkungsgrad

Der angegebene europäische Wirkungsgrad wird gemäss folgender Formel berechnet:

$$\eta_{EU} = 0.03 \cdot \eta_5 + 0.06 \cdot \eta_{10} + 0.13 \cdot \eta_{20} + 0.1 \cdot \eta_{30} + 0.48 \cdot \eta_{50} + 0.2 \cdot \eta_{100}$$

Dabei stehen die tiefgestellten Indizes für den Wirkungsgrad bei entsprechendem Prozentsatz der Nennleistung des Wechselrichters.

4.3 Totaler Wirkungsgrad

Der totale Wirkungsgrad setzt sich aus dem Produkt des Umwandlungswirkungsgrades und des MPPT-Wirkungsgrades zusammen. Mit Hilfe dieser Grösse kann also ein direkter Bezug zwischen der MPP-Leistung des Solargenerators und der AC-Ausgangsleistung des Wechselrichters hergestellt werden:

$$\eta_{TOT} = \eta_{WR} \cdot \eta_{MPPT} = \frac{P_{AC}}{P_{MPP}}$$

Der totale Wirkungsgrad sagt aus, wie gut der Wechselrichter die angebotene Leistung umsetzen kann.

4.4 Dynamisches Verhalten

4.4.1 Messung

Das dynamische Verhalten beschreibt das Verhalten des getesteten Wechselrichters bei dynamischer DC-Einspeisung. Dieser Test gibt Auskunft darüber, wie schnell sich der WR schwankenden Eingangsleistungen anpassen kann. Die Stärke der Sonneneinstrahlung auf einen PV-Generator kann rasch ändern und damit auch die dem Wechselrichter angebotene PV-Leistung. Je besser und schneller sich der WR diesen Änderungen anpasst, desto grösser fällt auch der Ertrag der gesamten PV-Anlage aus.

4.4.2 Messablauf

Für dynamische Tests, welche Tage mit wechselnder Einstrahlung simulieren, sind Variationen zwischen verschiedenen Stufen mit bekannten P_{MPP} -Werten erforderlich.

Die Tests werden mit Rampen des Stromes (proportional Einstrahlung) resp. der MPP-Leistung durchgeführt. Vor dem Beginn eines dynamischen MPP-Tracking Tests müssen – wie bei den statischen

Tests – die P_{MPP} -Werte auf den vorgesehenen Leistungsstufen bestimmt und eine Stabilisierungsperiode von 1 – 5 Minuten vorgesehen werden. Dann folgen einige Testzyklen, während denen die effektive dynamische MPPT-Messung stattfindet. Natürlich hinken die Wechselrichter dem tatsächlichen MPP immer etwas hinterher; deshalb wird die angebotene MPP-Leistung nach einer Änderung nicht sofort vollständig absorbiert.

Eine quantitative Beurteilung des dynamischen Verhaltens lässt sich über den dynamischen MPPT-Wirkungsgrad (dynamischer Maximum-Power-Point-Tracking-Wirkungsgrad) oder auch MPPT-Anpassungsgrad gewinnen.

Dynamischer MPPT-Wirkungsgrad:

$$\eta_{MPPT_dyn} = \frac{\int_0^{T_M} u_{DC}(t) \cdot i_{DC}(t) \cdot dt}{\int_0^{T_M} p_{MPP}(t) \cdot dt}$$

wobei:

$u_{DC}(t)$: Spannung am DC-Eingang des MPP-Trackers.

$i_{DC}(t)$: Strom am DC-Eingang des MPP-Trackers.

$p_{MPP}(t)$: Verfügbare maximale PV-Leistung im jeweiligen momentanen MPP.

T_M : Dauer der Messung (Beginn bei $t = 0$).

Das Integral im Nenner stellt die gesamte MPP-Energie dar, die unter optimalen Bedingungen vom Wechselrichter umgewandelt werden könnte.

Die Messungen werden mit drei verschiedenen Testmustern für derartige dynamische Wechselrichtertests durchgeführt (siehe Abbildung 2, Abbildung 3 und Abbildung 4). Dabei sollen n und $t_1 \dots t_4$ in einem grösseren Bereich variiert werden, um zu prüfen, ob der MPPT-Algorithmus des Wechselrichters unterschiedlich schnellen Strahlungsschwankungen problemlos folgen kann.

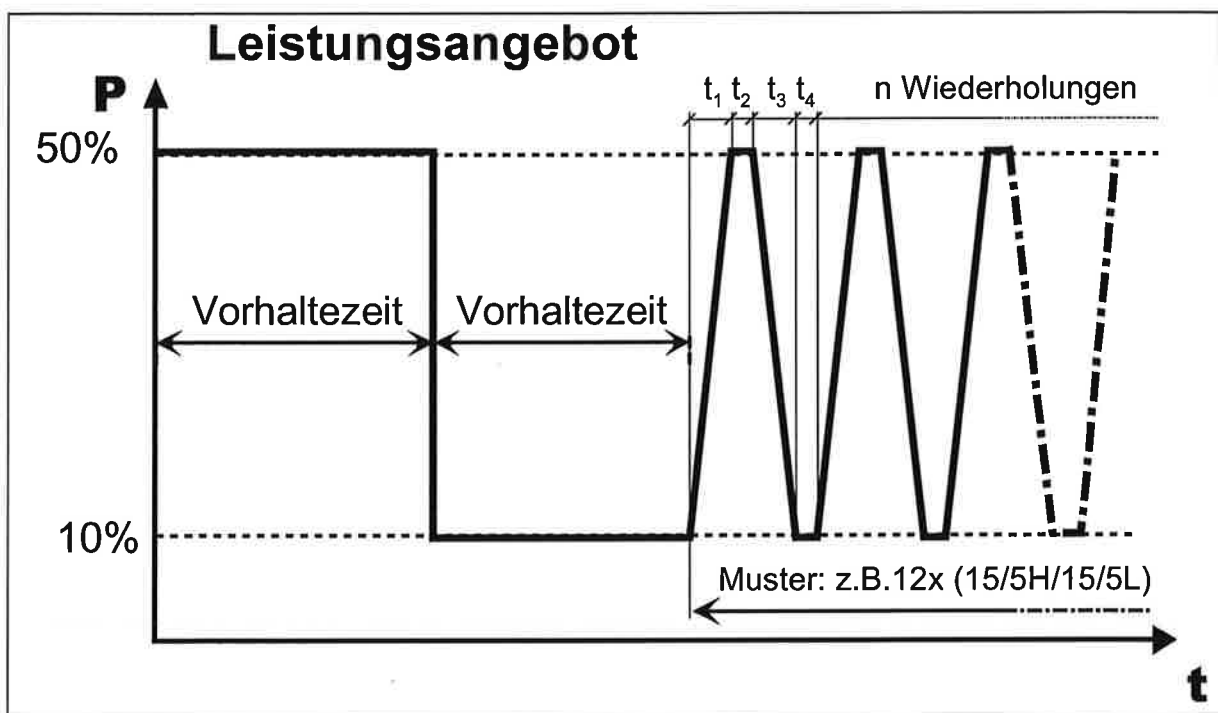


Abbildung 2: Test auf Schwankungen zwischen kleiner und mittlerer Leistung.

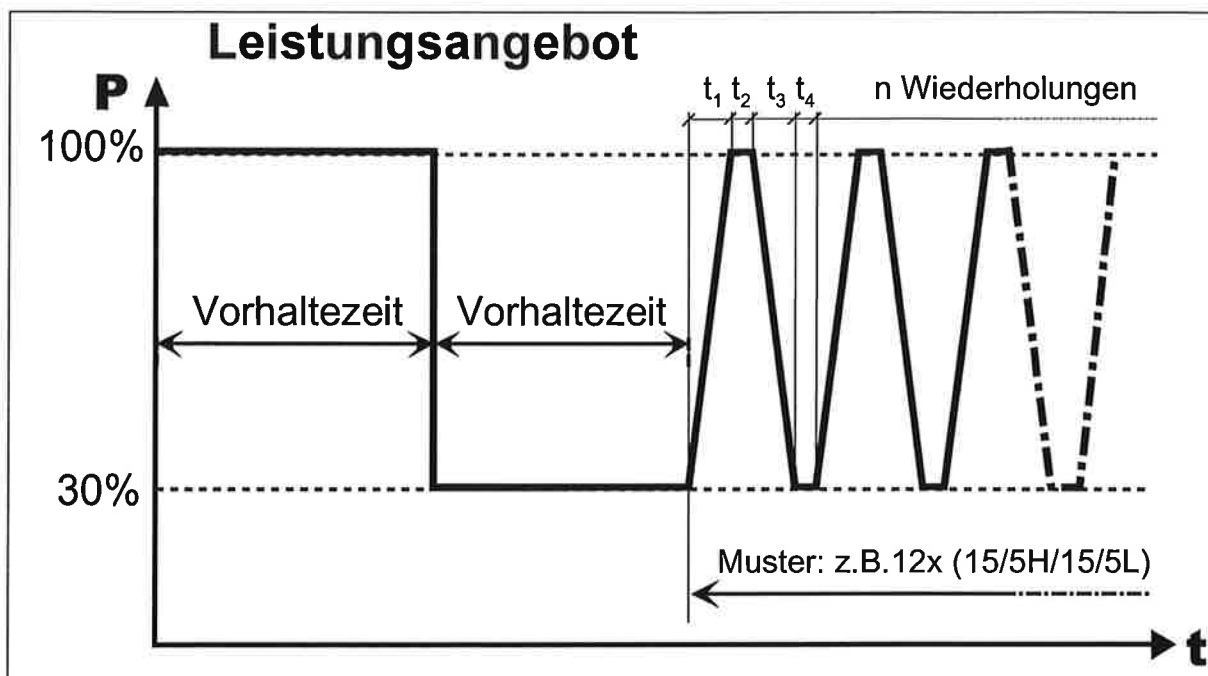


Abbildung 3: Test auf Schwankungen zwischen mittlerer und grosser Leistung

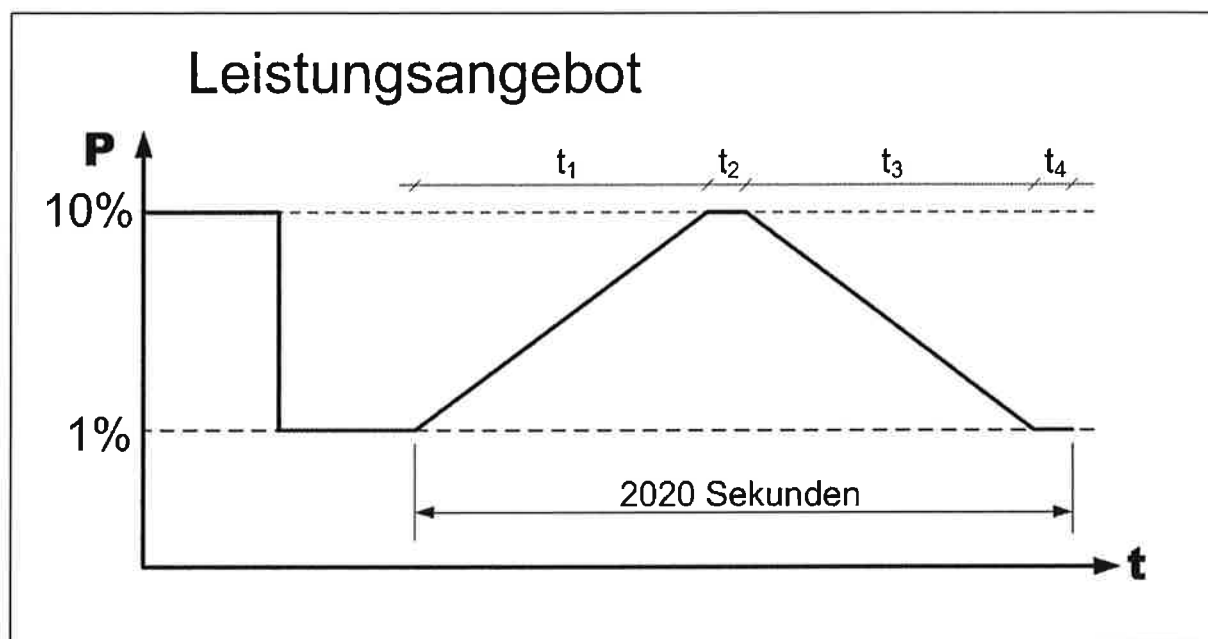


Abbildung 4: MPPT-Test für START-UP und SHUT-DOWN

4.4.3 Definition des Testmusterbeschreibungscode

Die einzelnen Tests werden durch den Beschreibungscode „ $n \times (t_1 / t_2H / t_3 / t_4L)$ “ gemäss Tabelle 5, Tabelle 6 und Tabelle 7 definiert:

Anzahl n Wiederholungen, dann x (als Malzeichen) und in Klammern jeweils die Dauer t_1 des Anstiegs in Sekunden (reiner Zahlenwert), dann die Verweilzeit t_2 auf hohem Niveau in Sekunden (Zahlenwert + H), dann die Dauer des Abfalls t_3 in Sekunden, dann die Verweilzeit auf tiefem Niveau t_4 in Sekunden (Zahlenwert + L). Dabei sind diese Tests mit Beginn auf tiefer Leistungsstufe (analog zu Abbildung 2, Abbildung 3 und Abbildung 4) durchzuführen. Die Messungen sind recht aufwändig: Eine vollständige Messung nach untenstehender Tabelle inklusive der Vorhaltezeit von 300 s auf jeder Ausgangstufe dauert etwa 8 Stunden.

Leistungsvariation 10% $\Rightarrow$ 50% von P_{DCn}			
Anzahl Wiederholungen n	Beschreibungscode der Stufe	Zeitdauer der Stufe in Sekunden	Rampensteilheit in $W/m^2/s$
2	2 x (800 / 10H / 800 / 10L)	3'540	0.5
2	2 x (400 / 10H / 400 / 10L)	1'940	1
3	3 x (200 / 10H / 400 / 10L)	1'560	2
4	4 x (133 / 10H / 133 / 10L)	1'447	3
6	6 x (80 / 10H / 800 / 10L)	1'300	5
8	8 x (57 / 10H / 57 / 10L)	1'374	7
10	10 x (40 / 10H / 40 / 10L)	1'700	10
10	10 x (29 / 10H / 29 / 10L)	1'071	14
10	10 x (20 / 10H / 20 / 10L)	900	20
10	10 x (13 / 10H / 13 / 10L)	767	30
10	10 x (8 / 10H / 8 / 10L)	660	50
Total	Reine dyn. Messzeit	15'939	

Tabelle 5: Dynamischer MPPT-Test für Leistungsvariationen von 10% auf 50% von P_{DCn}

Leistungsvariation 30% $\Rightarrow$ 100% von P_{DCn}			
Anzahl Wiederholungen n	Beschreibungscode der Stufe	Zeitdauer der Stufe in Sekunden	Rampensteilheit in $W/m^2/s$
10	10 x (70 / 10H / 70 / 10L)	1'900	10
10	10 x (50 / 10H / 50 / 10L)	1'500	14
10	10 x (35 / 10H / 35 / 10L)	1'200	20
10	10 x (23 / 10H / 23 / 10L)	967	30
10	10 x (14 / 10H / 14 / 10L)	780	50
10	10 x (7 / 10H / 7 / 10L)	640	100
Total	Reine dyn. Messzeit	6'987	

Tabelle 6: Dynamischer MPPT-Test für Leistungsvariationen von 30% auf 100% von P_{DCn}

Leistungsvariation 1% $\Rightarrow$ 10% von P_{DCn}			
Anzahl Wiederholungen n	Beschreibungscode der Stufe	Zeitdauer der Stufe in Sekunden	Rampensteilheit in $W/m^2/s$
1	1 x (980 / 30H / 980 / 30L)	2'320	0.1

Tabelle 7: Dynamischer MPPT-Test für START-UP und SHUT-DOWN

Die oben beschriebenen und für den Test verwendeten Testmuster entsprechen den gemäss EN50530 für dynamische MPP-Tests zu verwendenden Mustern.

5 Messung des statischen Betriebsverhaltens

5.1 Hinweise Testverfahren

Bei dieser Prüfung wird der Wechselrichter an statischen Kennlinien mit unterschiedlicher Leistung, aber identischer MPP-Spannung betrieben. Die Quintessenz dieser Messung ist der Europäische Wirkungsgrad, welcher ein gewichteter Mittelwert der einzelnen Stufen-Wirkungsgrade ist und den zu erwartenden Wirkungsgrad beim Betrieb an einer Anlage am mitteleuropäischen Klima wiedergibt.

5.1.1 Messschaltung

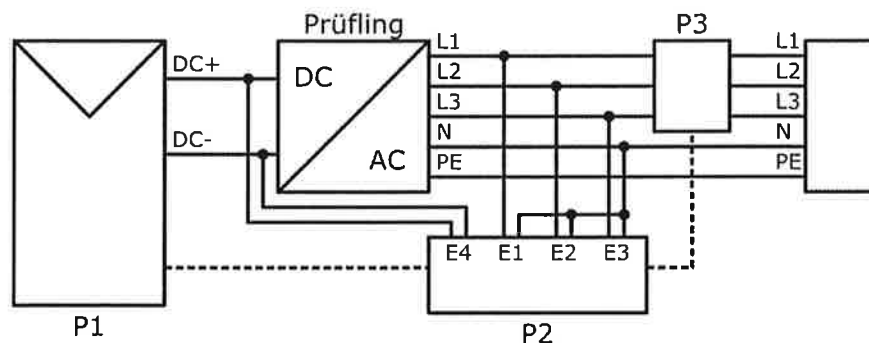


Abbildung 5: Messschaltung für das statische Betriebsverhalten

Hinweis: Die gestrichelten Linien in Abbildung 5 sind Verbindungsleitungen von den Stromwandlern zum Präzisions-Wattmeter. Die Stromwandler für die AC-Ströme sind in P3 eingebaut. Der Stromwandler für den DC-Strom befindet sich in P1.

5.1.2 Einstellungen

Parameter der statischen Wirkungsgradmessung			
FF	72%	Vorlaufzeit pro Stufe	5 Minuten
U_{OC}	506V	Messzeit pro Stufe	10 Minuten
$I_{SC,100\%}$	156A		

Tabelle 8: Parametrierung der statischen Wirkungsgradmessung

5.2 Messergebnisse

Stufe	P_{MPP}	P_{DC}	P_{AC}	η_{WR}	η_{MPPT}	η_{TOT}	Gewichtung
5%	2'841W	2'763W	2'286W	82.754%	97.419%	80.62%	0.03
10%	5'682W	5'637W	5'027W	89.184%	99.245%	88.51%	0.06
20%	11'364W	11'299W	10'416W	92.185%	99.470%	91.70%	0.13
25%	14'206W	14'124W	13'086W	92.647%	99.449%	92.14%	0.00
30%	17'047W	16'991W	15'764W	92.777%	99.767%	92.56%	0.10
50%	28'411W	28'341W	26'276W	92.715%	99.864%	92.59%	0.48
75%	42'617W	42'482W	39'242W	92.374%	99.772%	92.16%	0.00
100%	56'822W	56'346W	51'785W	91.906%	99.362%	91.32%	0.20

Tabelle 9: Messung des statischen Betriebsverhaltens

Europäischer Umwandlungswirkungsgrad: $\eta_{WR,EU} = 91.98\%$

Totaler Europäischer Wirkungsgrad: $\eta_{TOT,EU} = 91.61\%$

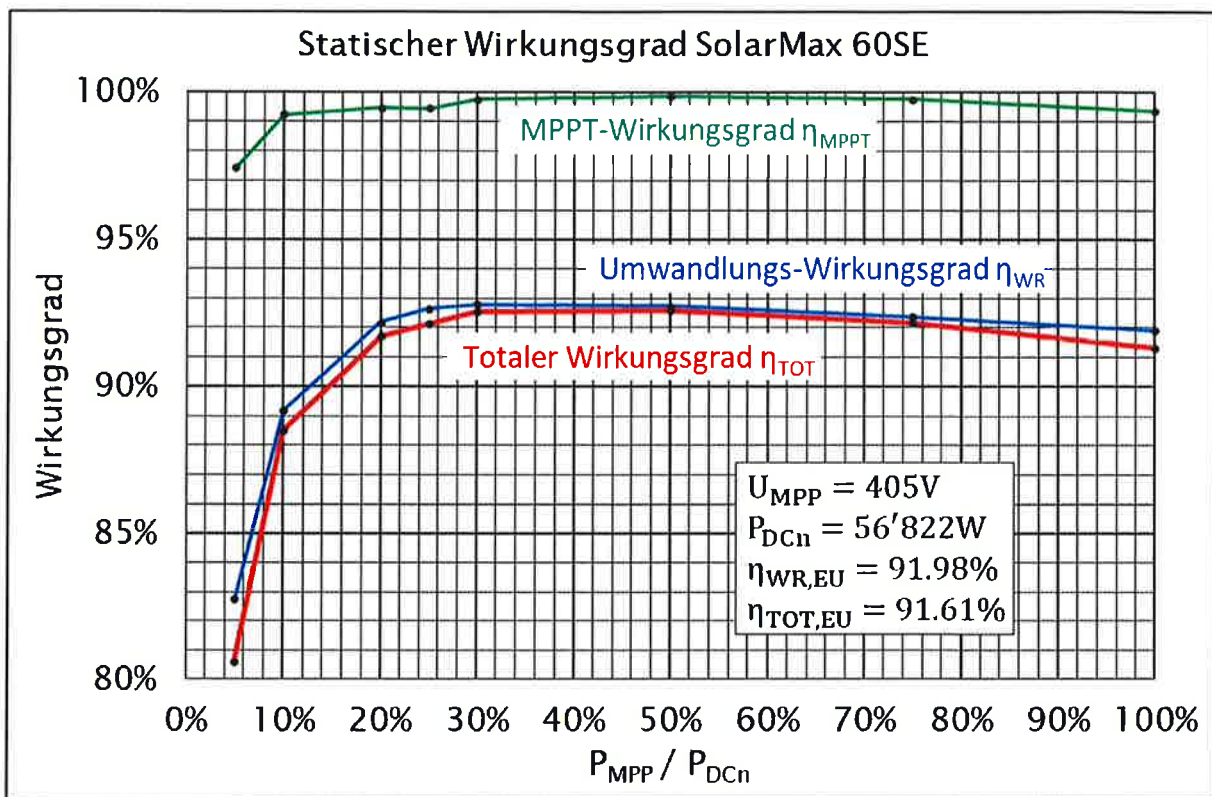


Abbildung 6: Statischer Wirkungsgrad in Funktion der Leistung

Abbildung 7 zeigt die Arbeitspunkte des Wechselrichters bei $100\% \cdot P_{DCn}$. Die Arbeitspunkte sind als kleine, schwarze Wolke links neben dem MPP zu sehen. Der MPP wurde also während der gesamten Messzeit leicht verfehlt. Bei dieser Stufe betrug der Tracking-Wirkungsgrad 99.362%.

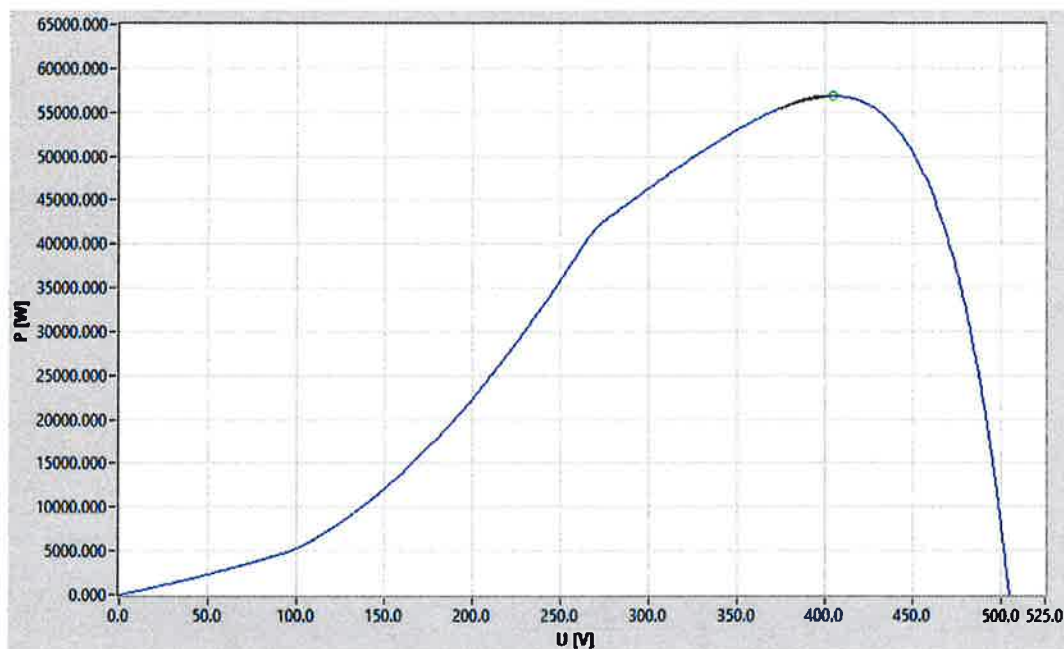


Abbildung 7: Arbeitspunkte bei P_{DCn}

Analog zu Abbildung 7 zeigt Abbildung 8 die Arbeitspunkte bei $20\% \cdot P_{DCn}$. Hier wurde der MPP teilweise genau getroffen. Dennoch arbeitet auch hier der Wechselrichter teilweise bei zu tiefer Spannung, weshalb der Tracking-Wirkungsgrad auf 99.470% reduziert wird.

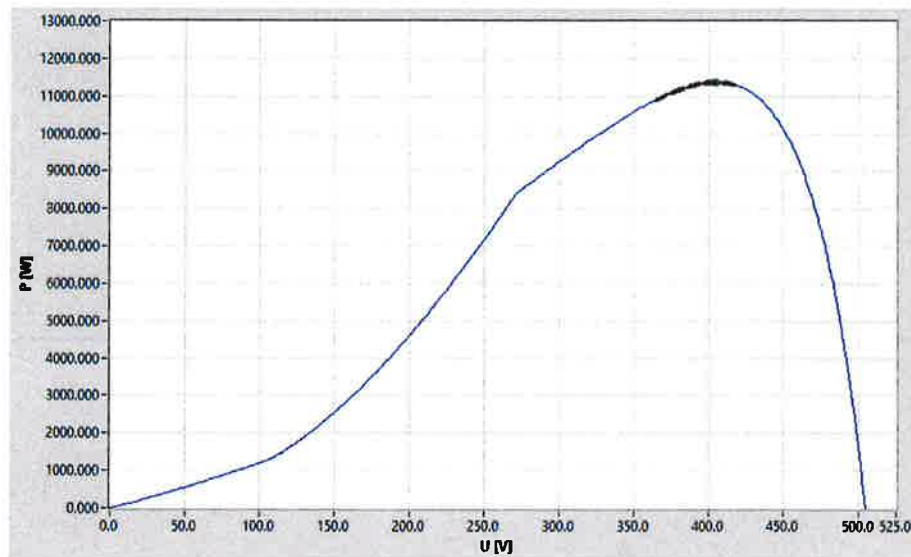


Abbildung 8: Arbeitspunkte bei 20% · P_{DCn}

Abbildung 9 zeigt die vom Wechselrichter aufgenommene DC-Leistung in Abhängigkeit der Zeit. Wie bei Abbildung 8 handelt es sich um die Messung bei 20% · P_{DCn} . Obschon die angebotene MPP-Leistung während der gesamten Messzeit konstant ist, nimmt der Wechselrichter teilweise deutlich weniger DC-Leistung auf. Am deutlichsten ist dies im Bereich von $t = 10\text{s} \dots 20\text{s}$ zu sehen. Dieser Spannungszusammenbruch bewirkt das linksseitige Ausscheren der Messpunktewolke in Abbildung 8.

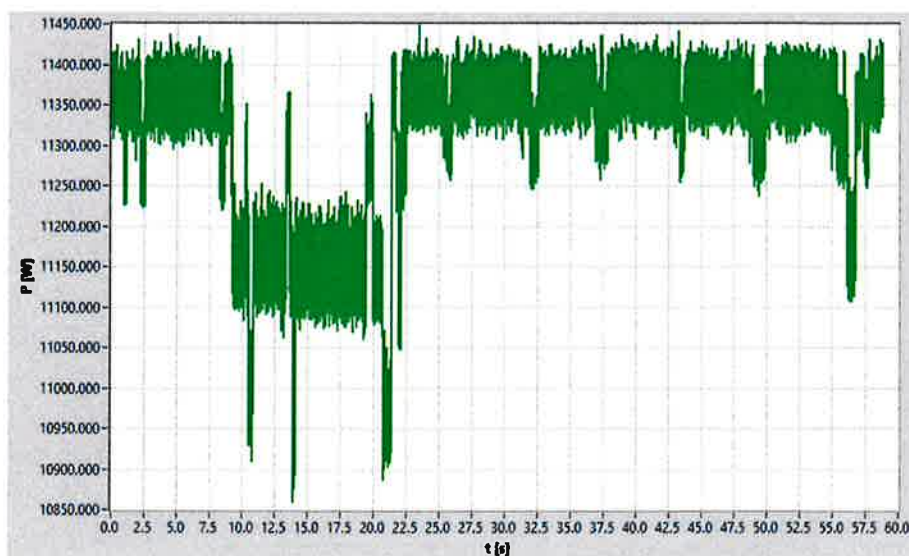


Abbildung 9: DC-Leistung in Funktion der Zeit bei 20% · P_{DCn}

6 Messung des dynamischen Betriebsverhaltens

6.1 Hinweise Testverfahren

Bei dieser Prüfung wird der Wechselrichter an dynamischen Kennlinien mit schwankender, simulierter Einstrahlung betrieben. Die genauen Rampenformen sind in Kapitel 4.4 aufgeführt.

6.1.1 Messschaltung

Die Messschaltung für die dynamischen Messungen ist dieselbe wie für die statischen Messungen und wird in Abbildung 5 gezeigt.

6.2 Messergebnisse

Tabelle 10 und Abbildung 10 zeigen die gemessenen Tracking-Wirkungsgrade des Prüflings bei verschiedenen Rampensteilheiten.

Dynamische MPPT-Wirkungsgrade		
Rampensteilheit	10% → 50%	30% → 100%
0.5 W/m ² /s	99.2%	-
1 W/m ² /s	97.4%	-
2 W/m ² /s	96.7%	-
3 W/m ² /s	95.2%	-
5 W/m ² /s	93.8%	-
7 W/m ² /s	95.1%	-
10 W/m ² /s	91.4%	95.5%
14 W/m ² /s	88.7%	85.0%
20 W/m ² /s	94.1%	94.5%
30 W/m ² /s	95.4%	91.1%
50 W/m ² /s	94.6%	94.2%
100 W/m ² /s	-	96.9%

Tabelle 10: Dynamische MPPT-Wirkungsgrade

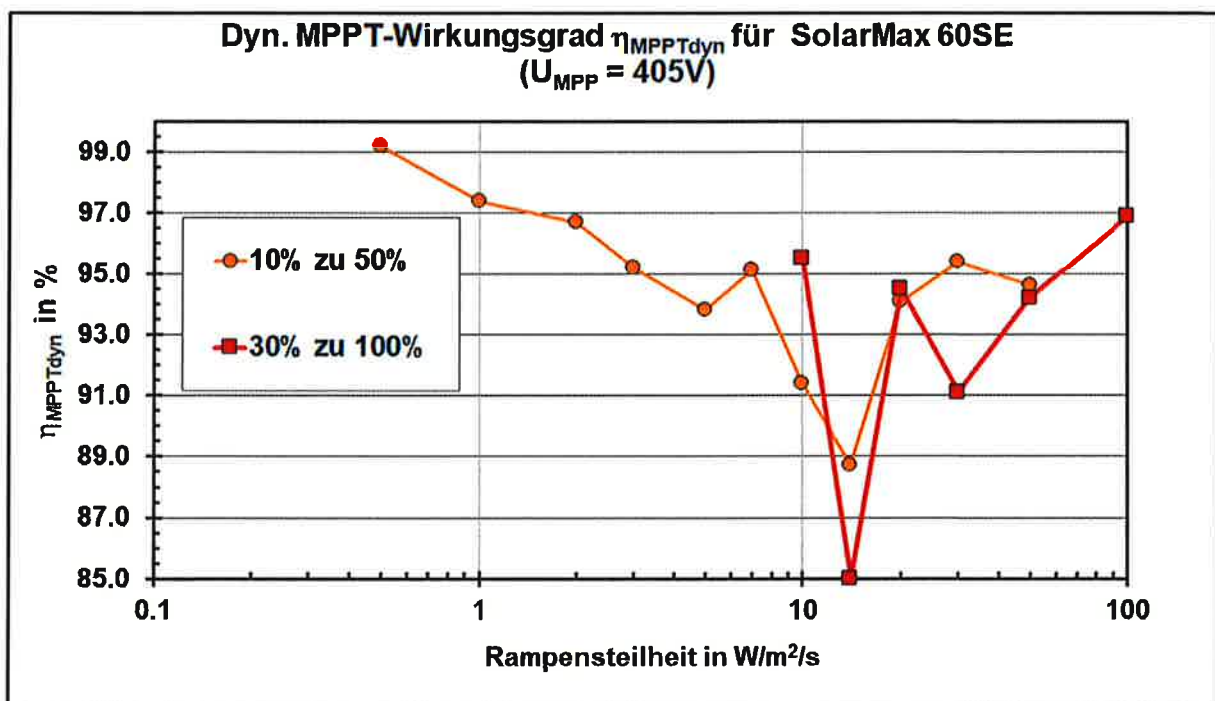


Abbildung 10: Dynamische Tracking-Wirkungsgrade in Funktion der Rampensteilheit

In Tabelle 11 sind die wichtigsten Daten der Kennlinien aufgelistet, welche für die dynamischen Messungen verwendet wurden. Mit Low sind die Kennlinien bei 10% bzw. 30% Einstrahlung bezeichnet. Mit High sind die Kennlinien bei 50% bzw. 100% Einstrahlung bezeichnet.

Spannungen und MPP-Leistungen der dynamischen Grenzkennlinien		
Messung	10% zu 50%	30% zu 100%
P_{MPP Low}	4'961W	16'196W
U_{MPP Low}	362.3V	390.2V
P_{MPP High}	27'869W	56'949W
U_{MPP High}	398.7V	406.9V

Tabelle 11: Werte der Kennlinien für die dynamischen Messungen.

Die nachfolgenden Grafiken zeigen das dynamische Verhalten des Wechselrichters bei ausgesuchten Rampensteilheiten. Dazu wird entweder die Spannung oder die Leistung in Funktion der Zeit dargestellt. Die Kurven sind unterschiedlich eingefärbt. Die Zuordnung der Farben erfolgt nach Tabelle 12.

Farbzuordnung der Grafiken der dynamischen Messungen		
Farbe	Grafik Spannung	Grafik Leistung
blau	Arbeitsspannung des Wechselrichters	Vom Wechselrichter aufgenommene Leistung
rot	MPP-Spannung in Funktion der Zeit	MPP-Leistung in Funktion der Zeit
grün	MPP-Spannung bei den Grenzkennlinien	MPP-Leistung bei den Grenzkennlinien

Tabelle 12: Farbzuordnung der Grafiken der dynamischen Messungen

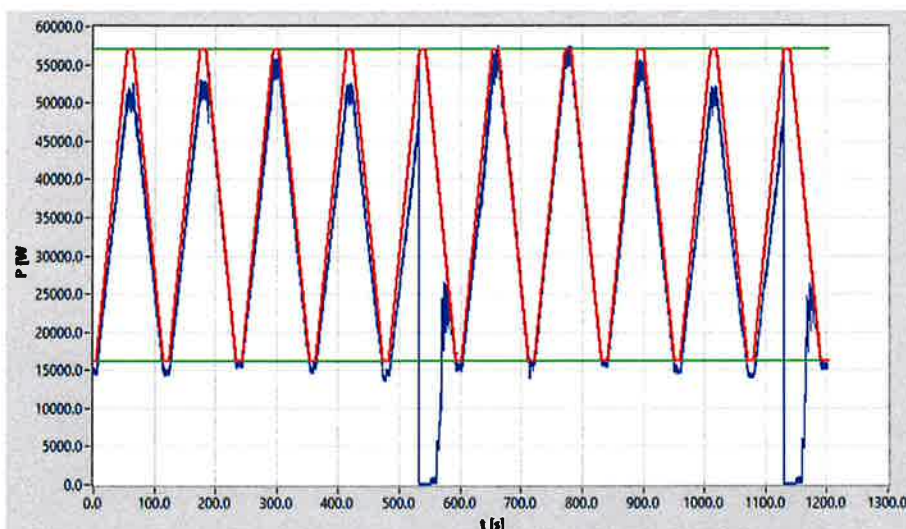


Abbildung 11: Leistung in Funktion der Zeit bei 30% zu 100% mit Rampensteilheit 14W/m²/s

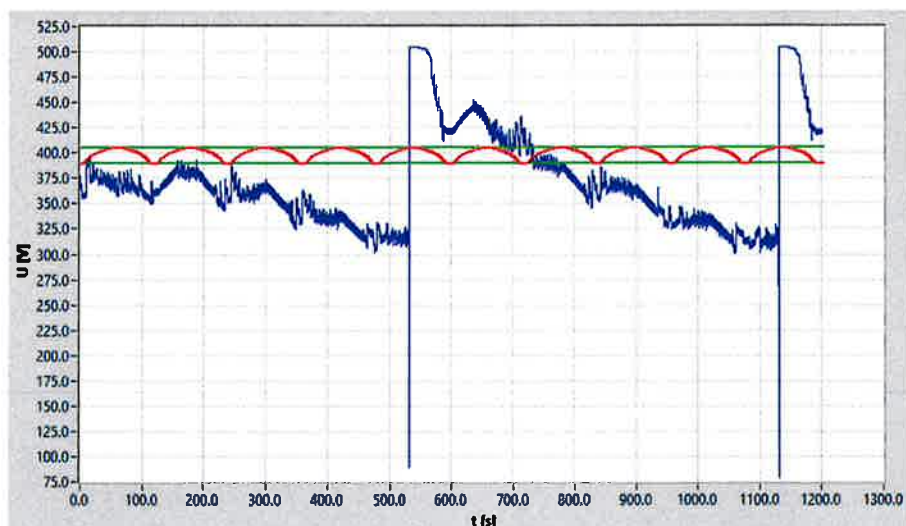


Abbildung 12: Spannung in Funktion der Zeit bei 30% zu 100% mit Rampensteilheit 14W/m²/s

Bei dieser Rampensteilheit hatte der Wechselrichter grosse Mühe, dem MPP zu folgen. Die Spannung am Wechselrichtereingang sinkt immer weiter, bis der Wechselrichter nach etwa 530 Sekunden schlagartig in den Leerlauf wechselt und anschliessend die Spannung wieder zu reduzieren beginnt. Nach rund 10 Minuten wiederholt sich dieser Vorgang wieder. Der Trackingwirkungsgrad leidet natürlich unter diesem Verhalten und beträgt in dieser Messung lediglich 85.0%. Eine solche Schwäche bei einer bestimmten Rampensteilheit ist für ältere Wechselrichter mit wenig intelligenten Tracking-Algorithmen nicht unüblich.

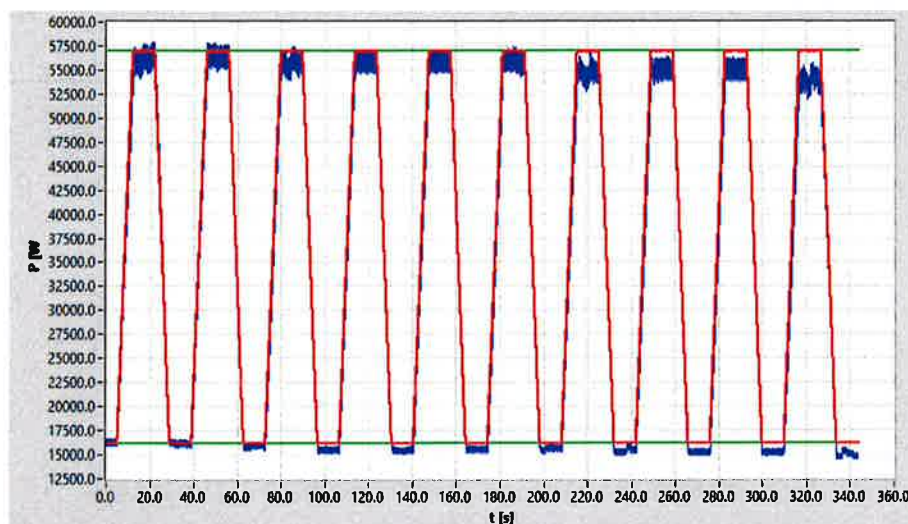


Abbildung 13: Leistung in Funktion der Zeit bei 30% zu 100% mit Rampensteilheit 100W/m²/s

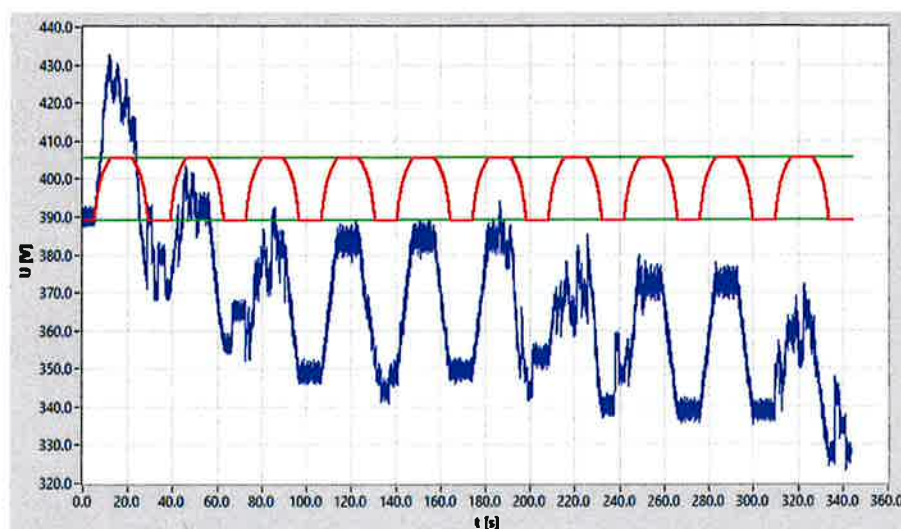


Abbildung 14: Spannung in Funktion der Zeit bei 30% zu 100% mit Rampensteilheit 100W/m²/s

Bei dieser Rampensteilheit konnte der Wechselrichter dem MPP recht gut folgen. Deshalb ist der Tracking-Wirkungsgrad hier mit 96.9% vergleichsweise hoch, jedoch immer noch deutlich tiefer als bei einem modernen Wechselrichter (>99% sind heute meist Standard). Wie in Abbildung 14 gut zu erkennen ist, liegt die Spannung zwar auch hier immer etwas daneben. Das sieht aber schlimmer aus, als es ist, denn unterhalb vom MPP fällt die U-P-Kennlinie nur vergleichsweise flach ab. Deshalb führt eine Abweichung von mehreren zehn Volt nur zu einem Minderertrag im kleinen, einstelligen Prozentbereich.

Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen Leistung und Spannung beim START-UP und SHUT-DOWN Test. Zu Beginn und zu Ende des Testprofils beträgt die MPP-Leistung 388W. Trotz dieser sehr geringen Leistung (ca. 0.65% der Nennleistung) ist der Wechselrichter bereits aktiv, trackt aber etwas daneben. Dieses Verhalten behält der Prüfling bei, bis die angebotene Leistung etwa 2.3kW beträgt. Dann steigt die Arbeitsspannung deutlich in Richtung MPP. Dennoch wird auch bei der höchsten MPP-Leistung von

5'450W der MPP nicht genau getroffen. Bei der sinkenden Rampe kann der Wechselrichter dem MPP einigermaßen folgen, bis die MPP-Leistung auf etwa 1'800W sinkt. Danach driftet der Arbeitspunkt wieder stark davon. Die Arbeitsspannung ist fast während der gesamten Messung etwas zu tief. Der dynamische MPPT-Wirkungsgrad bei diesem Test beträgt 96.5% und liegt damit - trotz der viel geringeren Leistung - im Bereich der übrigen Rampenmessungen.

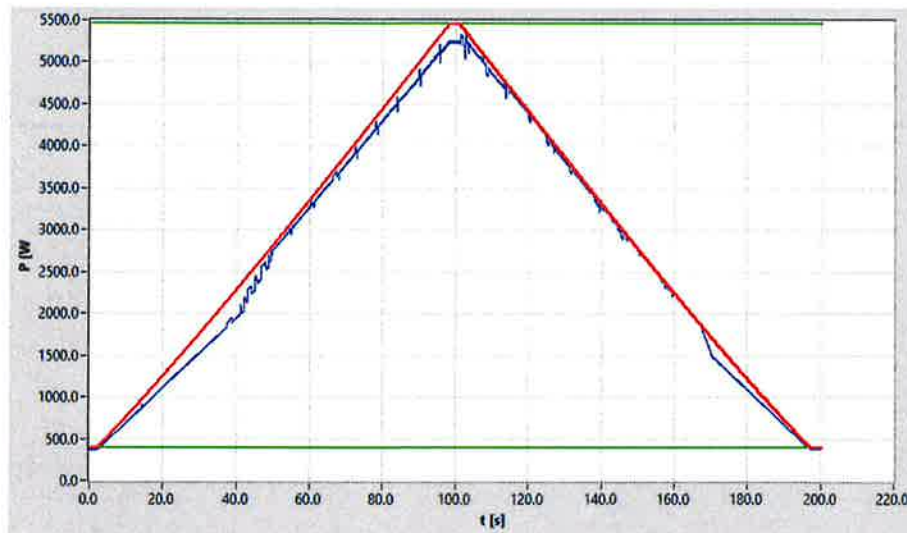


Abbildung 15: Leistung beim START-UP und SHUT-DOWN Test (1% zu 10%)

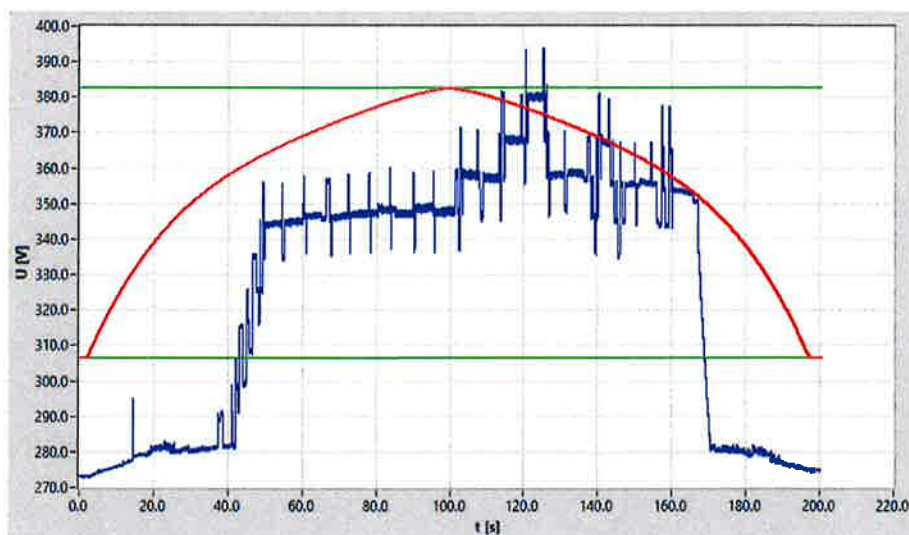


Abbildung 16: Spannung beim START-UP und SHUT-DOWN Test (1% zu 10%)

7 Verweise

7.1 Normen

EN 50530 2013

7.2 Literatur

R. Bruendlinger, N. Henze, H. Haeblerlin, B. Burger, A. Bergmann, F. Baumgartner:
"prEN 50530 – The new European Standard for Performance Characterisation of PV Inverters",
24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, D, September 2009

H. Häberlin, L. Borgna, M. Kämpfer, U. Zwahlen:
"Total Efficiency η_{tot} – A new Quantity for better Characterisation of Grid Connected PV-Inverters",
20th EU PV Conference, Barcelona, ES, June 2005.

8 Verzeichnisse

8.1 Abbildungen

Abbildung 1: Prüfling	4
Abbildung 2: Test auf Schwankungen zwischen kleiner und mittlerer Leistung.	9
Abbildung 3: Test auf Schwankungen zwischen mittlerer und grosser Leistung	10
Abbildung 4: MPPT-Test für START-UP und SHUT-DOWN	10
Abbildung 5: Messschaltung für das statische Betriebsverhalten.....	12
Abbildung 6: Statischer Wirkungsgrad in Funktion der Leistung.....	13
Abbildung 7: Arbeitspunkte bei P_{DCn}	13
Abbildung 8: Arbeitspunkte bei $20\% \cdot P_{DCn}$	14
Abbildung 9: DC-Leistung in Funktion der Zeit bei $20\% \cdot P_{DCn}$	14
Abbildung 10: Dynamische Tracking-Wirkungsgrade in Funktion der Rampensteilheit	15
Abbildung 11: Leistung in Funktion der Zeit bei 30% zu 100% mit Rampensteilheit $14W/m^2/s$	16
Abbildung 12: Spannung in Funktion der Zeit bei 30% zu 100% mit Rampensteilheit $14W/m^2/s$	16
Abbildung 13: Leistung in Funktion der Zeit bei 30% zu 100% mit Rampensteilheit $100W/m^2/s$	17
Abbildung 14: Spannung in Funktion der Zeit bei 30% zu 100% mit Rampensteilheit $100W/m^2/s$	17
Abbildung 15: Leistung beim START-UP und SHUT-DOWN Test (1% zu 10%)	18
Abbildung 16: Spannung beim START-UP und SHUT-DOWN Test (1% zu 10%)	18

8.2 Tabellen

Tabelle 1: Datenblattwerte	7
Tabelle 2: Datenblattwerte	7
Tabelle 3: Messgeräte	7
Tabelle 4: Relative Leistungsstufen einer 8-Stufenmessung bezogen auf P_{DCn}	8
Tabelle 5: Dynamischer MPPT-Test für Leistungsvariationen von 10% auf 50% von P_{DCn}	11
Tabelle 6: Dynamischer MPPT-Test für Leistungsvariationen von 30% auf 100% von P_{DCn}	11
Tabelle 7: Dynamischer MPPT-Test für START-UP und SHUT-DOWN.....	11
Tabelle 8: Parametrierung der statischen Wirkungsgradmessung.....	12
Tabelle 9: Messung des statischen Betriebsverhaltens.....	12
Tabelle 10: Dynamische MPPT-Wirkungsgrade.....	15
Tabelle 11: Werte der Kennlinien für die dynamischen Messungen.	16
Tabelle 12: Farbzuzuordnung der Grafiken der dynamischen Messungen	16

Commission of the European Communities

**Joint Research Centre — ISEI Institute
European Solar Test Installation (ESTI)
I-21020 ISPRA(VA) — ITALY**

MONITORING OF PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS

Grid-Connected 100 kW PV-System — N13/DOMAT/EMS

CONTRACTOR: TNC Consulting AG — Chur(GR) — Switzerland

MONITORING PERIOD: January 1990 — June 1992

FINAL REPORT ON SYSTEM MONITORING

by G.Blaesser and A.Tournier

Date: 8. September 1992

**Remarks Concerning the Monitoring Results from the
100 kWp PV Plant along the Motorway N13 near Domat/Ems(GR)
for the Period January 1990 – June 1992**

by G. Blaesser, ESTI

1 Introduction

The data presented here were obtained during 30 months of operation of the 100 kWp grid-connected PV plant at Domat/Ems near Chur(GR) in Switzerland. The modules of this plant are mounted on concrete walls which serve as protection against the traffic noise along the motorway N13. The part covered by the PV field has a length of c. 800 m. This plant shows that it is possible to find "free" (i.e. otherwise unusable) space for mounting PV modules, without spoiling the landscape.

The plant was designed and built by TNC Consulting AG, Chur (GR), on behalf of the Swiss Federal Energy Agency ("Schweizer Bundesamt für Energiewirtschaft").

2 Monitoring:

The monitoring activity was carried out in accordance with the "Guidelines for Photovoltaic System Monitoring" (available from ESTI, JRC Ispra and/or from CEC DG XVII, Brussels) and the monitoring results were sent to ESTI on the basis of a contract between TNC Consulting AG and the Institute for System Engineering and Informatics (ISEI) of the JRC Ispra.

Most of the data are of excellent quality; only during the month of January 1990 no inverter output was recorded. Most of the time the monitoring fraction reached 100 %, in particular during the last 19 months of the period reported here.

3 Results:

The main results are summarized in the Tables and Figures given below.

I would like to draw the attention in particular to the data on the yields: The mean value of the final yield increased from 2.13 $kWh/d/kW_p$ in 1990 to 2.98 $kWh/d/kW_p$ in 1991 and even to 3.14 $kWh/d/kW_p$ during the first half of 1992. This increase in the final yield was due to a continuous improvement in the operation of the installation as the mean in-plane irradiation (i.e. the reference yield) remained remarkably constant (4.01 $kW/(m^2d)$ in 1990, 3.90 in 1991, 3.95 during the first 6 months of 1992). In fact, the performance ratio increased steadily from 56 % in 1990 to 77% in 1991 and to 79% during the first half of 1992. During the winter months performance ratios of c.85% were reached.

These values are near the operational limits of PV plants; they demonstrate the high reliability of the whole installation, the exceptional performance of the inverter (which operated at a mean efficiency of 95% during the whole period) and the excellent maintenance. The high values of the final yields also show the potential for solar energy in the Swiss mountain valleys where the solar irradiation is surprisingly high.

4 Conclusion:

The plant performed well according to its design specifications. It reached the highest values of performance ratio, mean final yield and plant efficiency that we have found up to now (in 10 years of PV plant monitoring). Thus it becomes a reference target for future PV installations. It also clearly demonstrates the fact that grid-connected PV applications have the potential for a high utilisation of the available solar energy, being superior in this respect to most stand-alone PV systems.

N13/Domat/Ems: January 1990 - December 1990

month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Totals
hrs	699	670	743	720	540	717	742	726	688	743	607	744	
MF	94%	100%	100%	100%	73%	100%	100%	98%	96%	100%	84%	100%	
ESG	39092	54685	106708	113186	132951	143233	175028	155384	109655	71859	33369	27992	1163141
ESA	82345	94365	140372	112129	128152	128841	162936	162792	126572	101835	53979	47503	1341820
EAt	2772	4684	6773	8476	7998	5790	3153	13004	11747	9351	5314	4973	84035
EIt	2772	4684	6773	8476	7998	5790	3153	13004	11747	9351	5314	4973	84035
EIOt	0	4476	6411	7962	8065	5482	3063	12637	11224	8873	5029	4632	77854
ERt+	0	4476	6411	7962	8065	5482	3063	12637	11224	8873	5029	4632	77854
E_in	2772	4684	6773	8476	7998	5790	3153	13004	11747	9351	5314	4973	84035
E_use	0	4476	6411	7962	8065	5482	3063	12637	11224	8873	5029	4632	77854
Yr	2.92	3.50	4.69	3.87	5.89	4.46	5.45	5.57	4.57	3.40	2.21	1.58	4.01
Ya	0.90	1.58	2.06	2.66	3.35	1.83	0.96	4.05	3.86	2.84	1.98	1.51	2.30
Yf	0.00	1.51	1.95	2.50	3.37	1.73	0.93	3.93	3.69	2.70	1.87	1.41	2.13
Ls	0.90	0.07	0.11	0.16	-0.03	0.10	0.03	0.11	0.17	0.15	0.11	0.10	0.16
Lc	2.03	1.92	2.63	1.21	2.54	2.63	4.49	1.52	0.71	0.56	0.23	0.07	1.71
PR	0%	43%	42%	65%	57%	39%	17%	71%	81%	79%	85%	89%	56%
Ninv	0%	96%	95%	94%	101%	95%	97%	97%	96%	95%	95%	93%	88%

SITE: along the N13 motorway near Domat/Ems(GR)

LOCATION: 46° 50'N 09° 29'E

MAIN APPLICATION: Electrification, Grid Connected

- The PV field supplies electric power to the public grid

CHARACTERISTICS OF THE STATION:

1. ARRAY FIELD:

Manufacturer: Kyocera

Composition: 2208 Modules of Type LA361J48,
facing between -25° and -15° from S (with 50° inclination)
wired in 92 strings (7 2/3 arrays)

Design Values:

- Nominal Power (P_{nom}): 106.2 kW
- Array area (AA): 967.8 m²
- Nominal efficiency (η_{nom}): 11 %

2. SYSTEM CONFIGURATION:

o DC/DC converter (MPPT): no
o Inverter: yes
o Battery: no
o Grid connection: yes
o Aux. generator: no
o DC-load: no
o AC-load: no

3. OPERATING VOLTAGES:

- DC Line Voltage: 400 V
- AC Line Voltage: 400 V (3-phase)

4. INVERTER CHARACTERISTICS:

- Supplier: Siemens
- Typ: SIMOREG (3-Phase,Thyristor, grid-commutated)
- Nominal Inverter Power: 200 kVA (Trafo)
- Design Efficiency: better than 95%

N13/Domat/Ems: January 1991 - December 1991

month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Totals
hrs	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	
MF	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
ESG	41538	65632	91325	139645	137953	156823	183797	163751	113348	75573	36595	29066	1235048
ESA	73090	99674	105824	148107	128513	140651	172049	171031	130266	103676	54395	48110	1375385
EAt	7174	9536	10366	14341	12003	12140	14450	13967	10807	6103	4829	4736	120451
ElIt	7174	9536	10366	14341	12003	12140	14450	13967	10807	6103	4829	4736	120451
ElOt	6807	9108	9875	13725	11427	11656	14000	13519	10419	5774	4546	4452	115308
ERT+	6807	9108	9875	13725	11427	11656	14000	13519	10419	5774	4546	4452	115308
E_in	7174	9536	10366	14341	12003	12140	14450	13967	10807	6103	4829	4736	120451
E_use	6807	9108	9875	13725	11427	11656	14000	13519	10419	5774	4546	4452	115308
Yr	2.44	3.68	3.53	5.11	4.29	4.85	5.74	5.71	4.49	3.46	1.88	1.61	3.90
Ya	2.18	3.21	3.15	4.50	3.65	3.81	4.39	4.24	3.39	1.85	1.52	1.44	3.11
Yf	2.07	3.06	3.00	4.31	3.47	3.66	4.25	4.11	3.27	1.75	1.43	1.35	2.98
Ls	0.11	0.14	0.15	0.19	0.17	0.15	0.14	0.14	0.12	0.10	0.09	0.09	0.13
Lc	0.26	0.47	0.38	0.60	0.64	1.04	1.35	1.46	1.10	1.60	0.36	0.17	0.79
PR	85%	83%	85%	84%	81%	75%	74%	72%	73%	51%	76%	84%	77%
Ninv	95%	96%	95%	96%	95%	96%	97%	97%	96%	95%	94%	94%	95%

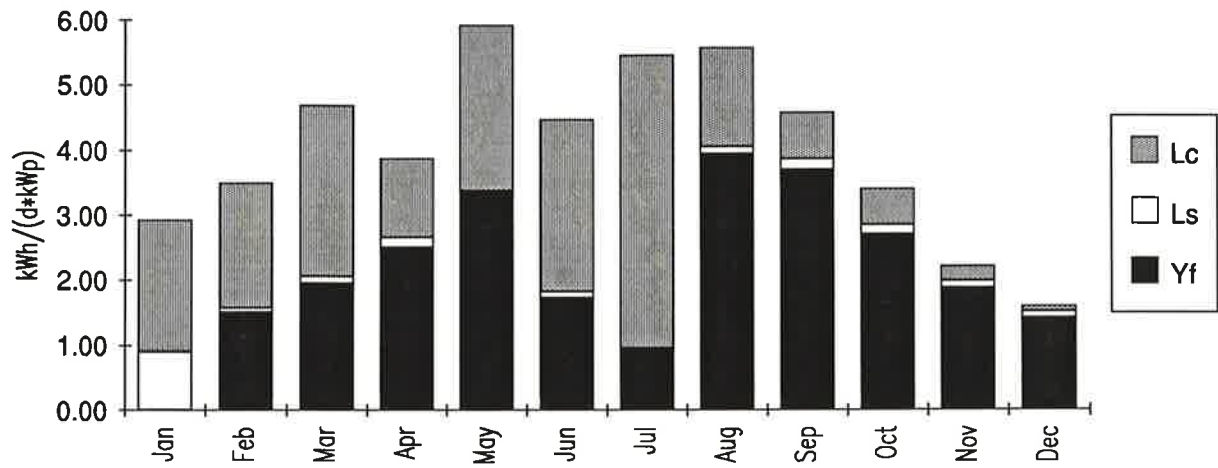
N13/Domat/Ems: January 1992 - June 1992

month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	
hrs	744	696	744	720	744	720	
MF	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Total
ESG	40376	64339	86289	116709	176497	158900	643110
ESA	67543	91762	103170	119660	169125	143556	694817
EAt	6716	8255	9989	11401	14872	12192	63425
EItt	6716	8255	9989	11401	14872	12192	63425
EIOt	6332	7853	9518	10900	14319	11739	60660
ERt+	6332	7853	9518	10900	14319	11739	60660
E_in	6716	8255	9989	11401	14872	12192	63425
E_use	6332	7853	9518	10900	14319	11739	60660
Yr	2.25	3.27	3.44	4.12	5.64	4.95	3.95
Ya	2.04	2.68	3.03	3.58	4.52	3.83	3.28
Yf	1.92	2.55	2.89	3.42	4.35	3.68	3.14
Ls	0.12	0.13	0.14	0.16	0.17	0.14	0.14
Lc	0.21	0.59	0.41	0.55	1.12	1.12	0.67
PR	85%	78%	84%	83%	77%	74%	79%
Ninv	94%	95%	95%	96%	96%	96%	96%

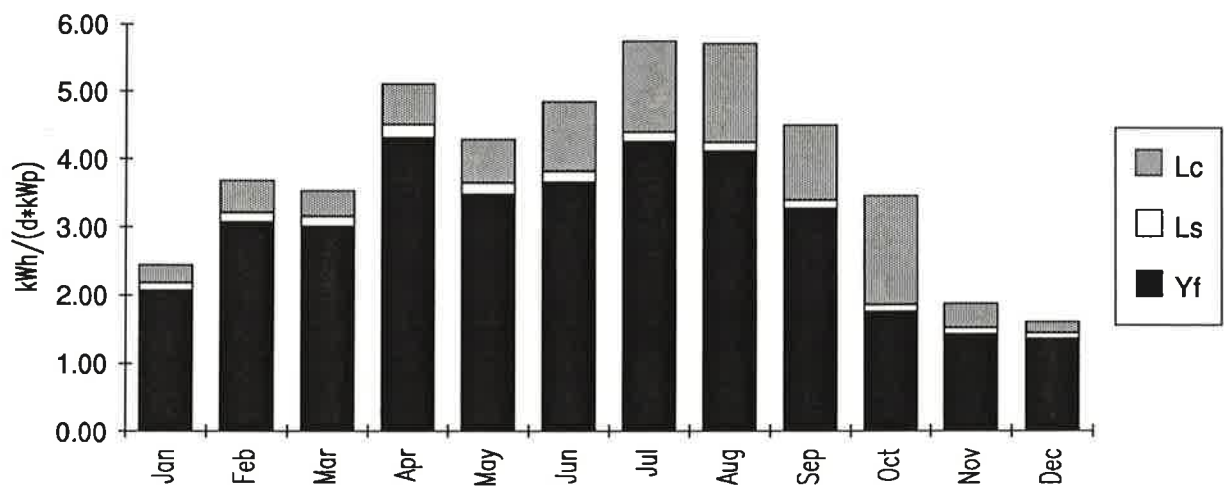
Symbols used:

hrs	= hours/month for which data are available
ESG	= total recorded global (hor.) solar energy (IGt*AA) [kWh]
ESA	= total recorded in-plane solar energy (IAt*AA) [kWh]
EAt	= total recorded array output [kWh]
EItt	= total recorded inverter input [kWh]
EIOt	= total recorded inverter output [kWh]
ERt+	= total recorded energy to grid [kWh]
E_in	= total energy input to the system = EAt [kWh]
E_use	= total useful energy = ERt+ [kWh]
Yr	= reference yield [kWh/d/kWp]
Ya	= array yield [kWh/d/kWp]
Yf	= final yield [kWh/d/kWp]
Lc	= capture losses (Lc = Yr-Ya)
Ls	= system losses (Ls = Ya-Yf)
PR	= performance ratio, Yf/Yr
Ninv	= inverter efficiency, EIOt/EItt

January - December 1990



January - December 1991



January - June 1992

