TNC Advanced Energy Concepts

rhiienergie

Vergleichende Analyse Performance Photovoltaik Lärmschutzanlage A13 1989-2017 und 2017-2019

Autor:
TNC Consulting AG
General Wille-Str. 59
8706 Feldmeilen

Stand: 31.1.2020

Zusammenfassung

Im BFE Projekt «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» ist die Performance und die Langzeitentwicklung der ursprünglichen Photovoltaik-Anlage A13 über 28 Jahre Betrieb von 1989-2017 detailliert untersucht worden. 2017 wurde die PV Anlage durch Rhiienergie einem Repowering unterzogen. Die ersten Betriebsjahre 2018 und 2019 sollen mit den Kennzahlen der ursprünglichen PV Anlage 1989 verglichen werden. Dies erfolgt einerseits auf Systemebene und andererseits auf Komponentenebene.

	Ursprüngliche PV Anlage 1989-2017	Neue PV Anlage 2017-2019	
PV Anlage			
Nennleistung total	104 kWp	260 kWp	+150% Nennleistung auf derselben Abschnittslänge Lärmschutzwand
Elektrischer Jahresertrag Solarstrom	100'000-125'000 kWh/a	333'000-336'000 kWh/a	Solarstromproduktion ist beinahe verdreifacht worden
Spezifischer Ertrag	1'211 kWh/kWp (1997)	1'294 kWh/kWp (2019)	+6.8%
Investitionskosten Gesamtanlage	Ca. 2.4 Mio CHF	Ca. 379'500 CHF	-95.1 % Reduktion der Systemkosten
Performance Ratio	0.78 (1991-1999)	0.8 (2019)	

	Ursprüngliche PV Anlage 1989-2017	Neue PV Anlage 2017-2019	
Komponenten			
PV Module	Kyocera LA361J48	LG 335N1C-A5	
Nennleistung STC	48 Wp	335 Wp	+597% höhere STC Nennleistung
PV Modulwirkungsgrad	11%	19.6%	+78.2% Steigerung des Modulwirkungsgrades
Wechselrichter	1x Siemens SIMOREG (1989-2004) 2x SolarMax 60 SE (2005-2017)	5x ABB TRIO 50.0 TL (2017-2019)	
Europäischer Wirkungsgrad WR	97% 95%	98%	Sehr ähnlicher Wirkungsgrad nach Datenblatt zu Beginn

Sowohl die technischen als auch die ökonomischen Fortschritte der Photovoltaik sind für das konkrete Objekt beeindruckend. Auf demselben Lärmschutzwandabschnitt kann 2.5...3 mal so viel Solarstrom erzeugt werden bei einem Systempreis, welcher um über 95% reduziert ist.

Um die Entwicklung der Performance, des Ertrages und der einzelnen Komponenten der neuen PV Anlage 2017...2020+ untersuchen zu können und die gefundenen ersten Resultate, welche noch mit einzelnen Vorbehalten betreffend Datenqualität behaftet sind, validieren zu können, wird die Durchführung einer Messkampagne über die nächsten Betriebsjahre empfohlen.

Inhaltsverzeichnis

1 PROJEKTZIEL 4

2 AUSGANGSLAGE 4

2.1 BESCHRIEB DER AKTUELLEN PV ANLAGE (2017-2019) 6

3 METHODIK UND VORGEHENSWEISE 7

3.1 DATENGRUNDLAGE MESSDATEN 7

3.2 UMGANG MIT UNTERSCHIEDLICHEN DATENQUELLEN 7

3.3 ANALYSE UND AUSWERTUNG 7

4 RESULTATE 8

4.1 PV MODULE 8

4.2 WECHSELRICHTER (WR) 11

4.3 UNTERKONSTRUKTION UND GESAMTANLAGE 13

4.4 SOLARSTRAHLUNG 14

4.5 ERTRAG UND PERFORMANCE 17

4.5.1 Ertragsdaten 17

4.5.2 Winterstrom Photovoltaikanlage A13 19

4.5.3 Absoluter und spezifischer Ertrag 20

4.5.4 Performance Ratio 21

4.6 UMGANG MIT DATENQUALITÄT UND UNTERSCHIEDLICHEN DATENQUELLEN 23

4.7 ÖKONOMISCHE ENTWICKLUNG 24

4.7.1 Gesamtsystem PV Anlage 24

4.7.2 Ökonomische Entwicklung auf Komponentenebene 25

5 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN 27

6 AUSBLICK 28

6.1 ENTWICKLUNG PERFORMANCE UND ERTRAG ÜBER ZEIT 28

6.2 DETAILLIERTE MESSKAMPAGNE 28

6.3 ERTRAGSGARANTIEN UND WERKVERTRAGSLEISTUNGEN 28

6.4 KOMMUNIKATION UND DISSEMINATION 28

7 ABKÜRZUNGEN UND GLOSSAR 29

8 REFERENZEN UND LITERATURVERZEICHNIS 30

9 ANHANG 31

1 Projektziel

Im Rahmen des BFE Projektes «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» ist die Performance und die Langzeitentwicklung der einzelnen technischen Komponenten der ursprünglichen Photovoltaik (PV) Anlage A13 (insbesondere PV Module und Wechselrichter) sowie des Gesamtsystems über 28 Jahre Betrieb von 1989-2017 detailliert untersucht worden.

Im Rahmen der vorliegenden Performance Analyse soll nun der Vergleich der neu erstellten PV Anlage (2017-2019) mit der ursprünglichen PV Anlage (1989-2017) erfolgen. Der Fokus liegt dabei auf der Entwicklung der Technologie auf Komponentenebene, dem Vergleich des Ertrages und der Performance der PV Anlage sowie den ökonomischen Entwicklungen und deren Einfluss auf die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy, LCOE) für die ersten Betriebsjahre 2017-2019.

2 Ausgangslage

Die 1989 gebaute PV Anlage 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) gleichzeitig auch die damals grösste PV Netzverbundanlage der Schweiz. Für die Projektleitung, die Umsetzung, den Betrieb sowie ein umfassendes Monitoring war die TNC Consulting AG beauftragt.
Die ursprüngliche PV Anlage A13 ist ausführlich im Bericht zum BFE Projekt «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» enthalten.

Abbildung 1: Luftbild der ursprünglichen PV Lärmschutzanlage A13 von 1989, aufgenommen 2015 (Quelle ©TNC)

Nach 15 Jahren Betrieb verkaufte das Bundesamt für Energie die Netzverbundanlage 2005 an das lokale Elektrizitätswerk Tamins, welches fortan auch den Betrieb der Anlage übernahm. 2009 wurde das EW Tamins in Rhiienergie AG umbenannt.
2017 wurde die Anlage nach insgesamt 28 Jahren Betrieb durch die Rhiienergie AG vollumfänglich erneuert. Das "Repowering" umfasste den Ersatz aller Module, der Wechselrichter sowie der gesamten Gleichstromverkabelung. Die Unterkonstruktion der ursprünglichen Anlage 1989 wird weiterhin genutzt.

Abbildung 2: Aufsicht auf die 2017 im Repowering erstellte PV Anlage Lärmschutzwand A13. Gut ersichtlich die im Hochformat montierten PV Module anstelle der ursprünglich mehreren Modulreihen pro Tisch. (Quelle: Rhiienergie)

Abbildung 3: Montage der ursprünglichen PV Anlage 1989 und Montage der Anzeigetafel der neuen PV Anlage (2017). Quellen: TNC, Rhiienergie

2.1 Beschrieb der aktuellen PV Anlage (2017-2019)

Im Jahr 2017 ist die PV Anlage erneuert worden. Nachfolgend sind die wichtigsten technischen Komponenten aufgelistet.

PV Anlage A13 ab 2017			
Allgemeines	**Bau und Inbetriebnahme**	2017	
	Besitzer	Rhiienergie AG	
	Betreiberin	Rhiienergie AG	
	Standort	A13 bei Felsberg-Domat/Ems (GR)	
	Nennleistung	260 kWp	
Technische Komponenten	**Panel Typ**	LG Neon 2, LG335N1C-A5, 335 Watt	
	Anzahl Panels	776 Stück	innerhalb von 36 Strings
	Panelfläche	1'329 m^2	Länge der Anlage: 805 m
	Inverter Typ	ABB Trio 50, 5 Stück	
Leistung und PR	**Nennleistung**	259.96 kWp	
	Jahresertrag 2019	336'438 kWh	Ins Netz eingespeiste Menge 2019
	Spezifischer Jahresertrag 2019	1'294 kWh/kWp	
	Ø Performance Ratio (PR) 2019	0.80	Betriebsjahr 2019, siehe Resultate
Lage und Ausrichtung	**Höhenlage**	581 m.ü.M.	
	Ausrichtung	6°…21° Abweichung Richtung Ost ab Südausrichtung	
	Neigung	45°	
Kosten und Finanzierung	**Baukosten total**	379'344 CHF	
	Kostenanteile	47% Module, 7% Inverter, 44% BoS	
	Finanziert durch	Rhiienergie AG	

Tabelle 1: Beschrieb der PV Anlage A13 mit den wichtigsten Kennzahlen nach dem Repowering 2017.

Der ausführliche Beschrieb sowie die technischen Kennzahlen der ursprünglichen PV Anlage 1989-2017 können dem Bericht «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» entnommen werden.

3 Methodik und Vorgehensweise

3.1 Datengrundlage Messdaten

Nebst den technischen Datenblättern und der Beschreibung der PV Anlage als Ganzes liegen für die Module die Flasherreports des Herstellers vor. Für die Ertragsdaten steht eine Anlagenüberwachung von Meteocontrol mit einem entsprechenden Portal zur Verfügung.
Für die Solarstrahlungsdaten werden einerseits die von Meteotest standortspezifisch umgerechneten Messwerte aus dem Meteoschweiz Messnetz verwendet und andererseits die Werte der in der Anlagenüberwachung eingesetzten Messwertegebern.
Für die Stromertragsdaten sind die Zählerdaten am Einspeisepunkt vorhanden.

Es stehen die Messdaten aus den Betriebsjahren 2018 und grösstenteils 2019 zur Auswertung zur Verfügung.

Zum Vergleich liegen die ausführlichen Messwerte aus der Messkampagne von der ursprünglichen PV Anlage 1989-2017 sowie die Resultate aus dem BFE Projekt «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» vor.

Für weiterführende Informationen wird auf die Referenzen verwiesen.

3.2 Umgang mit unterschiedlichen Datenquellen

Die Datenquellen werden so weit möglich untereinander verglichen und entsprechenden Plausibilitätsprüfungen unterzogen. Werden Abweichungen festgestellt, werden diese auf mögliche Ursachen hin untersucht und falls möglich korrigiert. Sind unterschiedliche Datenquellen als gleichwertig zu betrachten, wird ein Mittelwert verwendet. Der Einfluss von festgestellten Abweichungen in den Grundlage- und Auswertungsdaten werden mittels Sensitivitätsprüfungen untersucht.

3.3 Analyse und Auswertung

Die im Bericht «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» ermittelten Kennzahlen werden als Grundwerte für die vergleichende Analyse zu Grunde gelegt. Die Auswertungen orientieren sich an den etalierten Kennzahlen der Berechnungen der IEA oder anderer Fachgremien. Für die Herleitung und Analyse der Auswertungen der ursprünglichen PV Anlage wird auf den ausführlichen Bericht verwiesen.

4 Resultate

4.1 PV Module

Bei den ursprünglich 1989 eingesetzten PV Modulen handelt es sich um PV Module von Kyocera vom Typ LA361J48 mit einer Nennleistung von 48 Wp. Es handelt sich dabei um Module mit 36 polykristallinen Solarzellen auf einer Modulfläche von 0.4383 m^2. Der ausgewiesene Modulwirkungsgrad beträgt 11%. Die Spannung im Arbeitspunkt beträgt 16.7 V und der entsprechende Strom liegt bei 2.8 A.

Abbildung 4: Vorderseite (links) und Rückseite (rechts) des ursprünglich 1989 eingesetzten PV Moduls A13 von Kyocera.

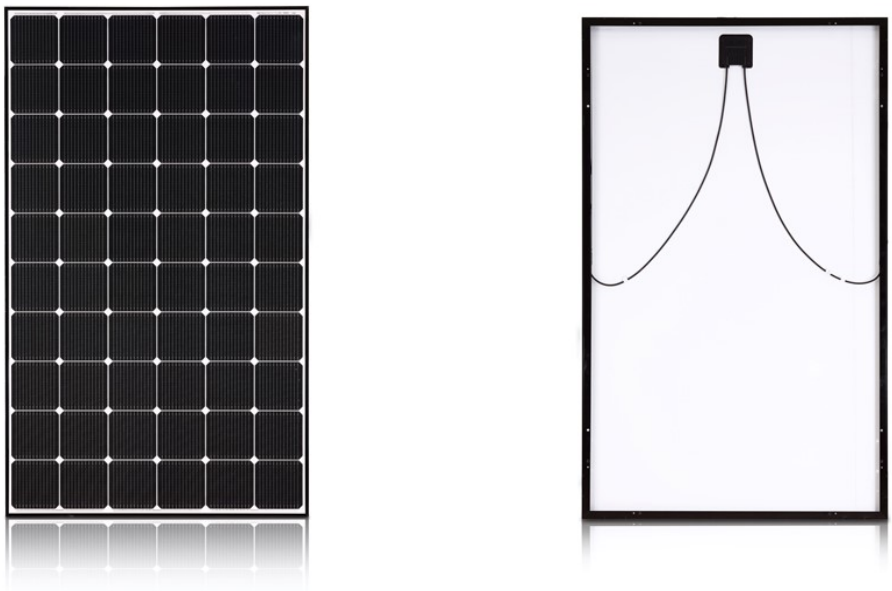


Abbildung 5: Vorderseite (links) und Rückseite (rechts) des neu seit 2017 eingesetzten PV Moduls von LG.

Die nach 2017 eingesetzten PV Module von LG vom Typ LG335N1C-A5 haben eine Nennleistung von 335 Wp. Es werden 60 monokristalline Solarzellen bei einer Modulfläche von 1.713 m^2 Modulfläche eingesetzt. Die Module werden bei einer Spannung im Arbeitspunkt von 34.1 V und einem Strom von 9.83 A betrieben. Der Modulwirkungsgrad beträgt 19.6%.

	Kyocera (1989)	LG (2017)	LG/Kyocera (%)
Nennleistung [Wp]	48	335	+597.9%
Modulwirkungsgrad [%]	11	19.6	+78.2%
Anzahl Zellen	36	60	+66.7%
Modulfläche [m^2]	0.44	1.71	+290.8%
Spannung Arbeitspunkt Umpp [V]	16.7	34.1	+104.2%
Strom Arbeitspunkt Impp [V]	2.8	9.83	+251.1%
Nennleistung pro m^2 [Wp/m^2]	109.5	195.6	+78.6%

Tabelle 2: Vergleich der technischen Kennzahlen der PV Module von Kyocera 1989 und LG 2017, welcher auf der PV Anlage A13 eingesetzt worden sind.

Im direkten Vergleich der beiden Module wird der technologische Fortschritt der PV Modulentwicklung deutlich sichtbar. In der Tabelle 2 sind einige Kennzahlen zusammengefasst. Dabei ist wird der Wert der LG Module 2017 auf den Wert der Kyocera Module 1989 (100% Referenz ist Kyocera 1989) bezogen für die 3. Spalte mit den Änderungen.
Heute marktübliche PV Module sind deutlich grösser in den physischen Abmessungen. Dies ist bedingt durch die grösseren Solarzellen (von 100 mm Seitenlänge auf 162 mm Seitenlänge) und der Optimierung der restlichen Materialien, welche in der Fertigung der PV Module eingesetzt werden.
Der Modulwirkungsgrad ist beinahe doppelt so hoch. Damit steigt auch die pro Quadratmeter installierbare Nennleistung und der Solarstromertrag.

Abbildung 6: Die 2017 eingesetzten PV Module von LG verfügen über grössere Solarzellen und einen fast doppelt so hohen (+78%) Wirkungsgrad wie die 1989 ursprünglich eingesetzten PV Module von Kyocera.

Die Auswertung der Flasherreports der PV Module weist die für heute marktübliche PV Module typische Plus-Toleranz in den Nennleistungen auf. Dabei ist eine Streuung bis maximal 1.2% der nominellen Nennleistung festzustellen. Gleichzeitig ist in der Streuung beim Strom im Arbeitspunkt (Impp) eine maximale Abweichung von 4.2% zu finden. Bei der Spitze des Stroms im Arbeitspunkt (Impp) handelt es sich um einzelne PV Module, welche einen höheren Strom im Arbeitspunkt aufweisen. Insbesondere am niedrigen Ende der Skala (rechts in der Grafik) gibt es ebenfalls ein paar einzelne Module, welche die Minima ergeben und stufenmässig abfallen. Der Strom im Arbeitspunkt hat in einer elektrischen Serieverschaltung innerhalb eines Strings einen Einfluss auf den Gesamtertrag des Strings.

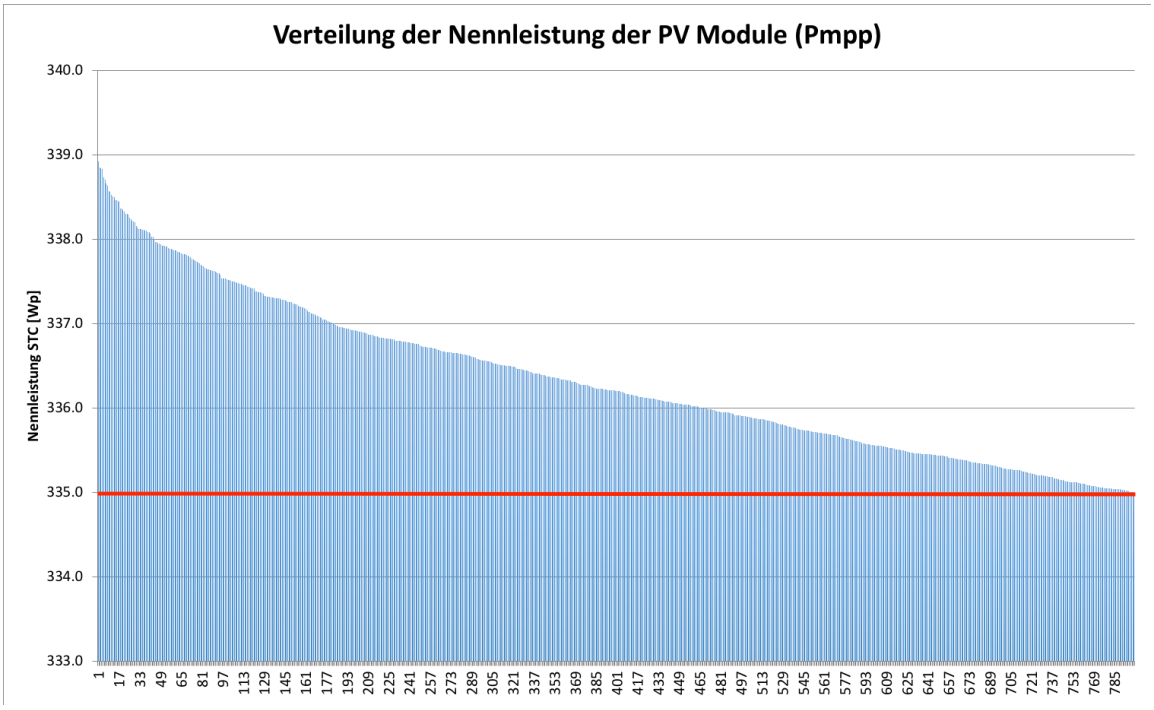


Abbildung 7: Verteilung der Nennleistung der PV Module 2017. Nennleistung nach Datenblatt beträgt 355 Wp, alle Module weisen Positivtoleranz auf. Auf der x-Achse sind alle gelieferten Module (inkl. Reserve) aufgeführt. Rot eingezeichnet die Nennleistung nach Datenblatt.

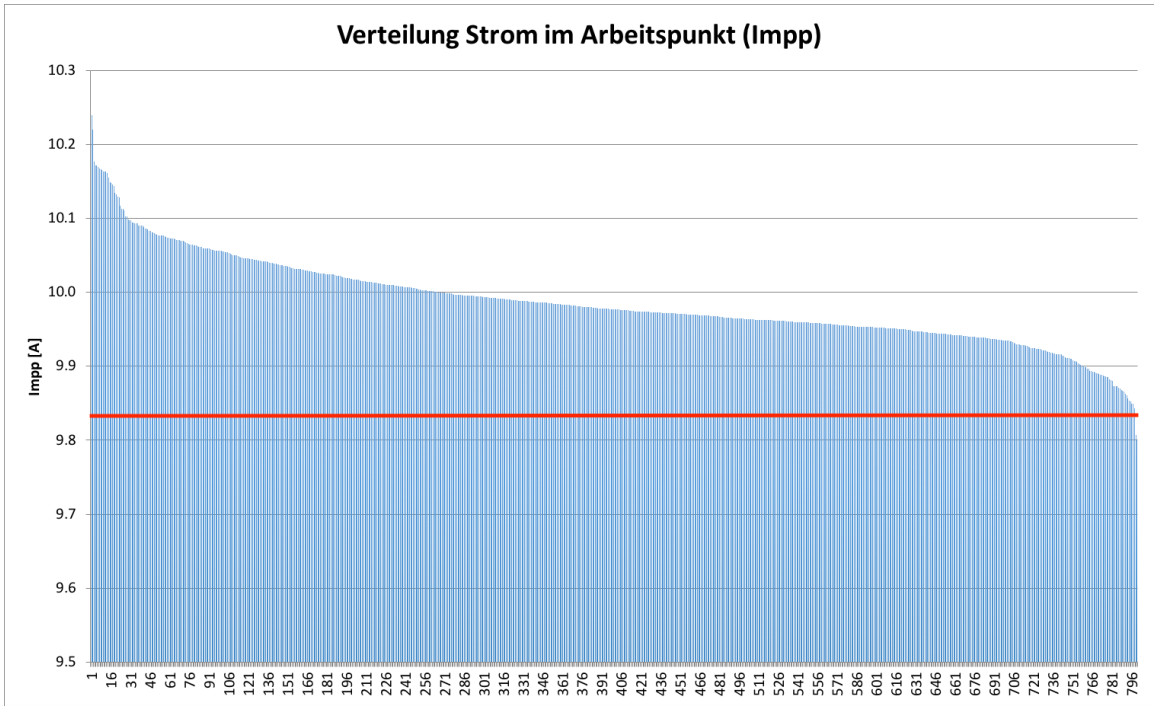


Abbildung 8: Verteilung des Arbeitspunktstroms gemäss Flasherreports. Die Abweichungen sind grösser als bei der Nennleistung und konzentriert auf beide Enden der Skala. Rot der typische Wert nach Datenblatt.

Allgemein kann festgehalten werden, dass die elektrischen Eigenschaften der eingesetzten Module sich innerhalb von engen Toleranzen befinden. Die Grafiken sind entsprechend auf der y-Achse skaliert damit die Unterschiede sichtbar werden. Die engen Toleranzgrenzen befinden sich im Gegensatz zu früher marktüblichen Toleranzbändern von +/-5% oder mehr auf die Nennleistung und weitere elektrische Eigenschaften bezogen. Dies hat bei früheren PV Anlagen dazu geführt, dass eine Vorsortierung der Module, beispielsweise anhand des Impp, sinnvoll war, um Strings mit kompatiblen elektrischen Eigenschaften zu erhalten und den Ertrag zu optimieren.

4.2 Wechselrichter (WR)

Bei der ursprünglichen PV Anlage ist bis zur ersten Ertüchtigung 2005 ein Wechselrichter-Prototyp von Siemens vom Typ SIMOREG zum Einsatz gekommen. Bei der Ertüchtigung ist der Siemens Wechselrichter durch zwei Sputnik Wechselrichter vom Typ SolarMax 60SE ersetzt worden. In der aktuellen Anlage sind 5 ABB Wechselrichter vom Typ TRIO-50-TL im Einsatz.

Der Wirkungsgrad des Siemens WR konnte anhand der DC und AC Messungen aus der Messkampagne vor und nach dem Wechselrichter rechnerisch ermittelt werden. Dabei sind in den ersten Betriebsjahren konstant Jahreswirkungsgrade von 97% gemessen worden, bevor in den Betriebsjahren 1998-2003 ein Abfall auf 94% erfolgte. Für den Vergleich mit den ABB Wechselrichtern sind aber in jedem Fall die Anfangswerte der Wirkungsgrade zu verwenden.

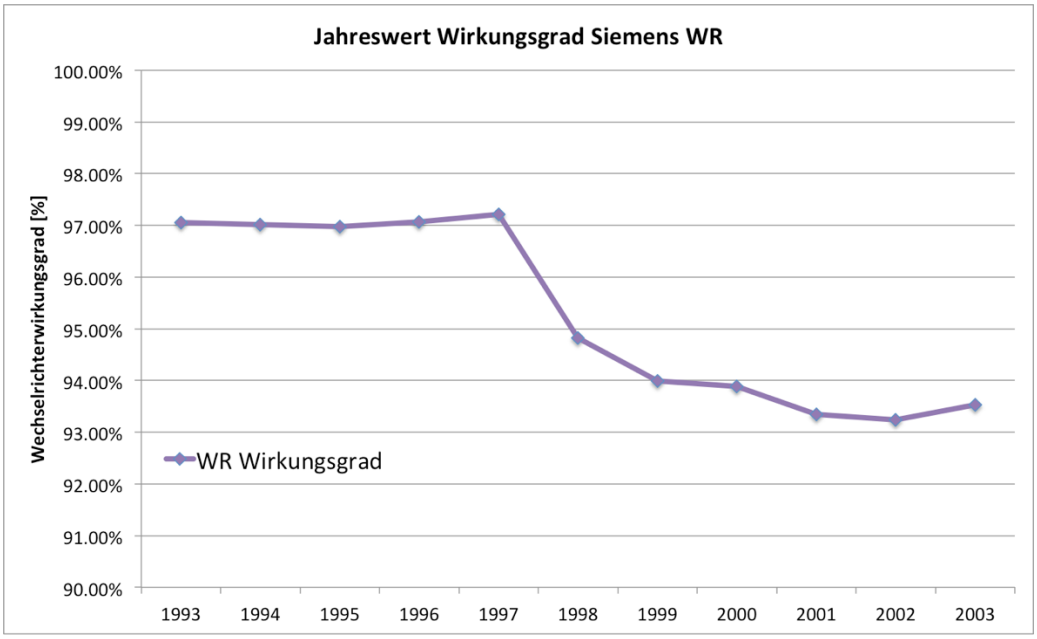
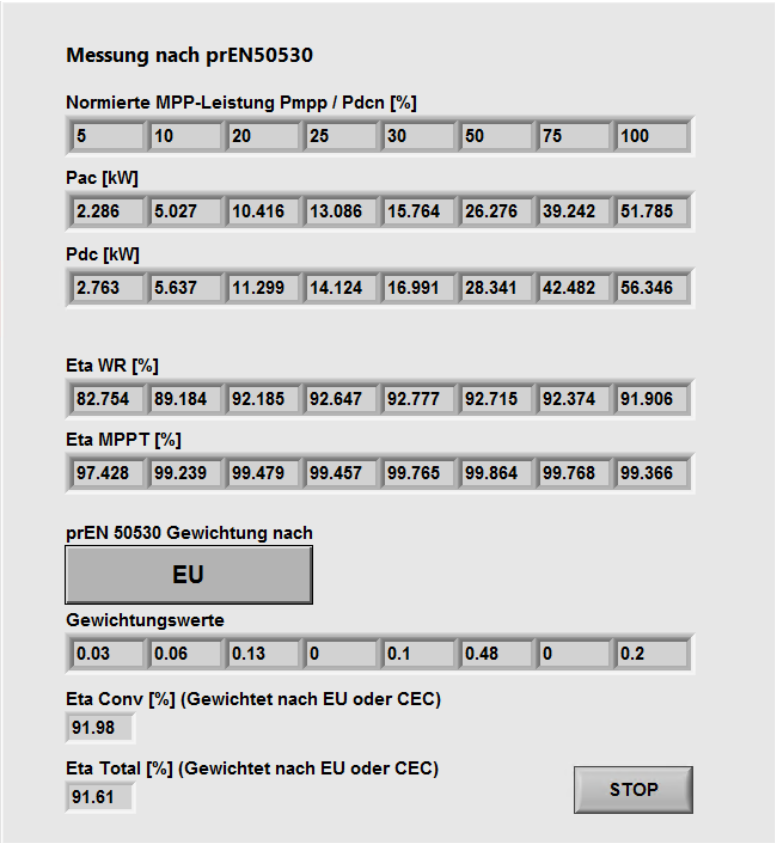


Abbildung 9: Auswertung des Siemens Wechselrichter Jahreswirkungsgrades (1989-2004) anhand der gemessenen DC und AC Messwerte aus der Messkampagne.

Einer der beiden bei der Ertüchtigung 2005 eingesetzten SolarMax Wechselrichter ist auf dem Prüfstand der Fachhochschule Burgdorf nach geltenden Prüfbedingungen ausgemessen worden. Dabei ist ein europäischer Wirkungsgrad von 91.61% ausgewiesen worden. In einzelnen Bereichen des Prüfverfahrens hat der untersuchte Wechselrichter dabei unterdurchschnittlich abgeschlossen. Die detaillierten Auswertungen sind dem Bericht «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» zu entnehmen. Es ist zu berücksichtigen, dass der ursprünglich ausgewiesene maximale Wirkungsgrad bei 95% lag, die Messungen sind nach 12 Jahren Betrieb erfolgt. Auch beim Siemens WR ist eine Reduktion des Wirkungsgrades zu erkennen über die Laufzeit.



Messung nach prEN50530

Normierte MPP-Leistung Pmpp / Pdcn [%]

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

Abbildung 10: Auszug aus den Messungen Prüfstand FH Burgdorf zur Ermittlung des europäischen Wirkungsgrads des SolarMax 60SE Wechselrichters (2005-2017).

Die aktuellen Wechselrichter von ABB (2017-2019), welche auf der PV Anlage eingesetzt sind, weisen einen europäischen Wirkungsgrad von 98.0% gemäss Datenblatt aus. Diese Steigerung ist unter anderem auch durch die gleichmässiger guten Wirkungsgrade über die Teillastbereiche des WR welche im Prüfverfahren untersucht werden bedingt. Damit ist der angegebene europäische Wirkungsgrad des ABB WR leicht höher als der 1989 eingesetzte Siemens WR in den ersten Betriebsjahren und deutlich besser als der SolarMax 60 SE.

	Siemens SIMOREG (1989-2004)	Sputnik SolarMax 60SE (2005-20017)	ABB TRIO 50.0 TL (2017-.....)
Europäischer Wirkungsgrad	97% (93.2%)	95% (91.61%)	98.0% (-)

Tabelle 3: Vergleich der europäischen Wirkungsgrade der Wechselrichter. Die Angaben basieren auf den Datenblättern und Messungen (Angabe in den Klammern sind Wirkungsgrade nach Betriebsjahren ermittelt aus Messkampagne oder Prüfstand).

Für die detaillierte Untersuchung der Entwicklung des Wirkungsgrades der Wechselrichter aus der ursprünglichen PV Anlage 1989-2017 wird auf den Bericht «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» verwiesen. Die zeitliche Veränderung des Wirkungsgrades der Komponenten ist bei Direktvergleich mit zu berücksichtigen (siehe Abbildung 9).

Für die ABB Wechselrichter (2017-2019) liegen noch keine belastbaren Erkenntnisse über die Entwicklung des Wirkungsgrads über längere Betriebsperioden vor. Die Wechselrichter sind auch nicht auf einem unabhängigen Prüfstand ausgemessen worden.

4.3 Unterkonstruktion und Gesamtanlage

Bei der ursprünglichen PV Anlage wurde als Unterkonstruktion für die Montage der PV Module Stahlgestell ("Tisch") entwickelt, welches mehrere PV Module aufnehmen kann (3 Reihen à 4 Modulen mit jeweils 48 Wp).

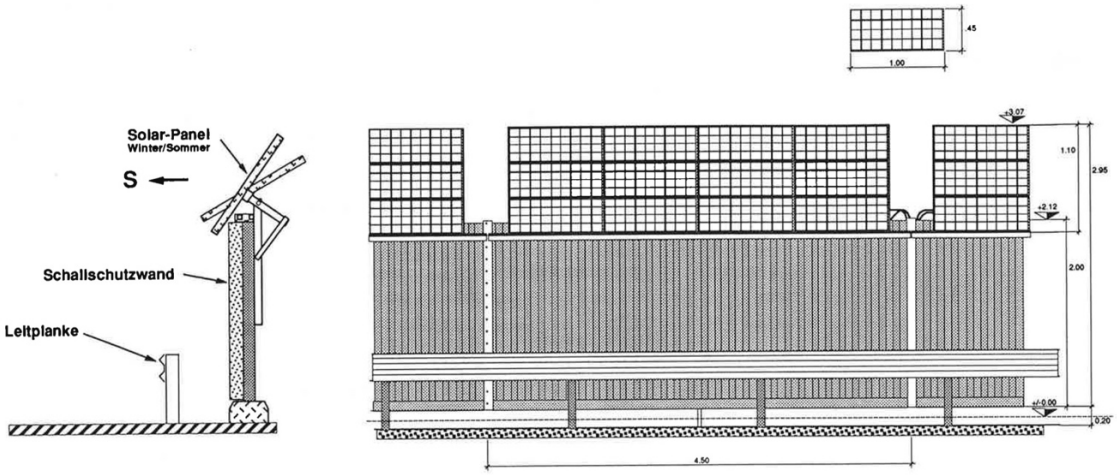


Abbildung 11: Schematische Darstellung der Unterkonstruktion der PV Module der ursprünglichen PV Anlage A13.

Beim Repowering 2017 ist das Stahlgerüst der Montagekonstruktion wiederverwendet worden. Neu sind pro Tisch 17 PV Module einzeilig im Hochformat montiert. Mit der Wiederverwendung der Stahlkonstruktion kann ein wesentlicher Teil der BoS (Balance of System) Kosten reduziert werden.

In der ursprünglichen PV Anlage sind 2'208 PV Module mit einer gesamten Nennleistung von 104 kWp eingesetzt worden. In der aktuellen PV Anlage sind 776 PV Module mit einer Nennleistung von insgesamt 260 kWp im Betrieb. Dabei ist die aktuelle PV Anlage in zwei Teilanlagen aufgeteilt, eine mit einer Nennleistung von 103 kWp und eine mit einer Nennleistung von 157 kWp.

Während die Stringspannungen in der ursprünglichen PV Anlage bei 400 V DC lagen, sind die aktuellen Stringspannungen bei 750 V DC (Vmpp), respektive 902 V DC (Voc), was praktisch einer Verdoppelung entspricht. Die Anzahl Strings ist von 92 auf neu 36 reduziert worden. Damit reduziert sich auch die Anzahl an Stringleitungen.

Die Anzahl Wechselrichter ist neu auf 5 erhöht worden. Dabei ist die Teilanlage 1 auf 2 WR und die Teilanlage 2 auf 3 WR angeschlossen. Die Nennleistung der einzelnen Wechselrichter ist jedoch tiefer. Bei der ursprünglichen PV Anlage 1989-2017 ist die Nennleistung der beiden SolarMax 60 WR gegenüber der Nennleistung der PV Module überdimensioniert, während bei der neuen PV Anlage 2017-2019 die typische Überdimensionierung der Nennleistung der PV Module gegenüber der Nennleistung der Wechselrichter festgestellt werden kann. Nimmt man als Vergleichsfaktor die Überdimensionierung der Nennleistung der PV Module gegenüber der Nennleistung des Wechselrichters, so ergibt sich für die ursprüngliche PV Anlage ein Wert von 87% (WR Nennleistung ist grösser als die Nennleistung der PV Module) und für die neue PV Anlage ein Wert von 104% (WR Nennleistung ist tiefer als die Nennleistung der PV Module).

	Ursprüngliche PV Anlage 1989-2017	Neue PV Anlage Ab 2017
Anzahl Module	2'208	776
Nennleistung Total [kWp]	104	260
Anzahl Strings	92	36
Stringspannung [V DC]	400	750 (902 Voc)
WR Dimensionierung	87%	104%

Tabelle 4: Vergleich einiger Kennzahlen über die PV Gesamtanlagen zwischen ursprünglicher und neuer PV Anlage.

4.4 Solarstrahlung

In der Studie «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» sind Solarstrahlungsdaten basierend auf kalibrierten Sensoren aus der Messkampagne sowie die Solarstrahlungsdaten basierend auf den von Meteoschweiz gemessenen Strahlungsdaten standortspezifisch umgerechnet verwendet worden. Die Auswertung der unterschiedlichen Datenquellen hat gezeigt, dass die Tendenzen gut abgebildet werden, es aber Abweichungen von gemessenen zu umgerechneten Werten von 6.8% im Mittelwert gibt (berechnete Werte sind tiefer als gemessene Werte). Gleichzeitig konnte festgestellt werden, dass die Monatswerte deutlich grössere Abweichungen aufweisen wie die Jahressummen, welche relativ gut übereinstimmen.

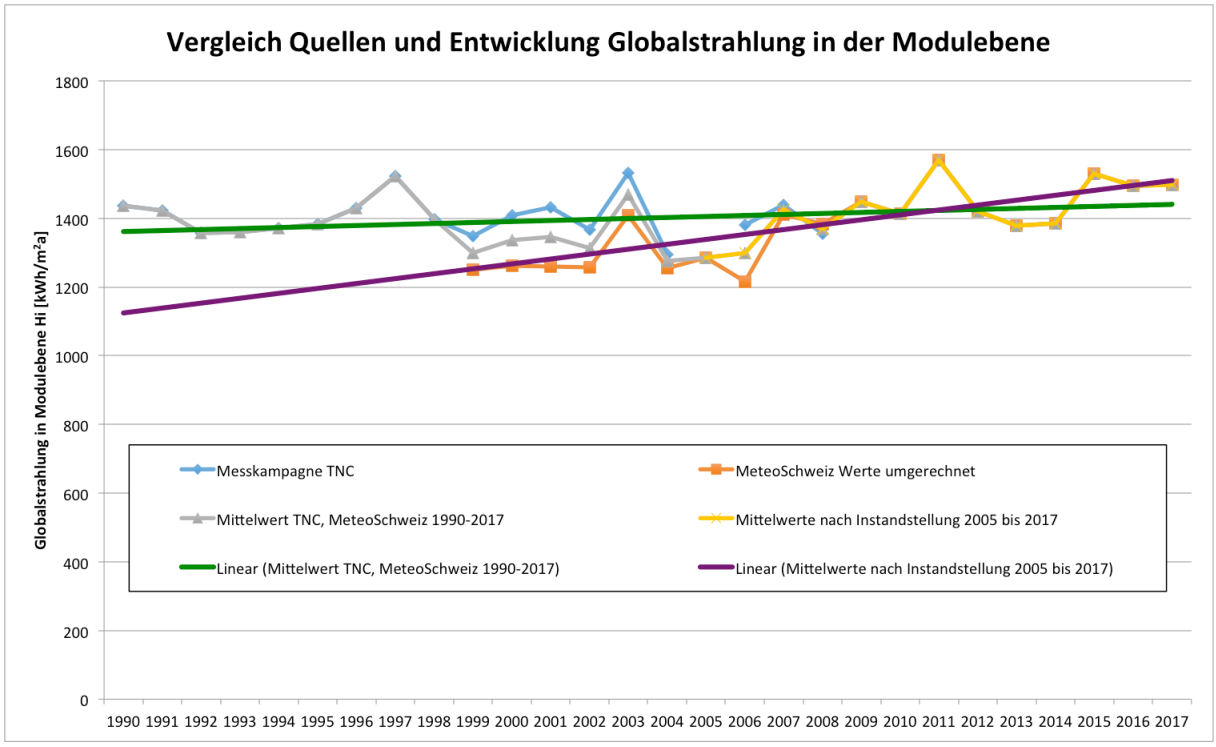


Abbildung 12: Entwicklung der Solarstrahlung über die Betriebsperiode der ursprünglichen PV Anlage aufgeteilt in zwei Zeitfenster (vor und nach der Instandstellung 2005) mit unterschiedlichen Entwicklungstendenzen.

Die ausgewiesene Entwicklung der Solarstrahlung, insbesondere nach der Instandstellung der ursprünglichen PV Anlage 2005, hat einen erheblichen Einfluss auf die Beurteilung der Performance. Während bei der Betrachtungsweise mittels Ertrag (kWh) oder spezifischem Ertrag (kWh/kWp) die steigende Solarstrahlung eine Abnahme in der Performance ganz oder teilweise kompensieren kann, wird bei der Methodik Performance Ratio der Faktor der Solarstrahlung mitberücksichtigt.

Für die aktuelle PV Anlage (2017-2019) stehen Messwerte anhand von installierten Referenzzellen aus dem System der Anlageüberwachung von Meteocontrol zur Verfügung. Die standortspezifisch umgerechneten Messwerte von Meteoschweiz werden ebenfalls wieder genutzt, insbesondere um die Vergleichbarkeit mit den Resultaten aus der Studie «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» zu erhöhen.

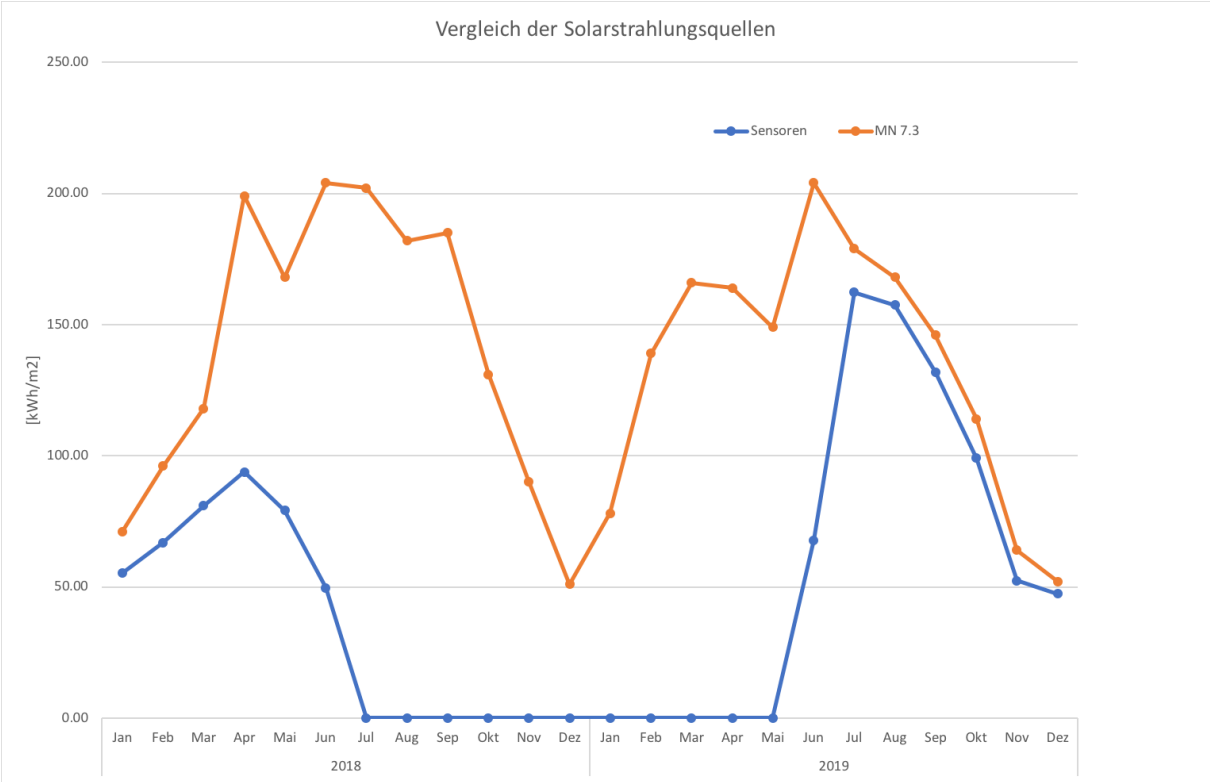


Abbildung 13: Die Abweichungen der unterschiedlichen Quellen für die Solarstrahlung (Sensorik Anlagenüberwachung blau und berechnete Werte orange) ist 2018 sehr hoch.

Die Auswertung der von der Anlagenüberwachung erfassten Solarstrahlungswerte 2018 hat ergeben, dass die Abweichungen zu den umgerechneten Werten von Meteoschweiz von bis zu 63% ausweisen. In der Studie «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» konnte gezeigt werden, dass die Abweichungen insbesondere in den Wintermonaten nicht unerheblich sein können, allerdings immer deutlich unter 50% liegen. Dies legt nahe, dass die hohen Abweichungen auf inkorrekt funktionierende Sensoren zurückzuführen sind.

Das dritte und vierte Quartal 2018 weisen gar keine Solarstrahlungswerte mehr auf, was auf einen Totalausfall der Sensoren hinweist. Die Anlagenüberwachung mit den Solarstrahlungssensoren konnte erst im Verlauf Juni 2019 durch Rhiienergie wieder in Betrieb genommen werden.

Die vorliegenden Werte der Solarstrahlungssensoren für Q3 2019 weisen Abweichungen von den berechneten Solarstrahlungswerten von knapp 9.7 - 6.4% auf. Die Werte Q4 haben Abweichungen von bis zu 18.1%. Die Unterschiede zwischen Sommer- (Q3) und Wintermonaten (Q4) decken sich mit den Differenzen in den Abweichungen, welche in der Studie «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» nachgewiesen wurden.

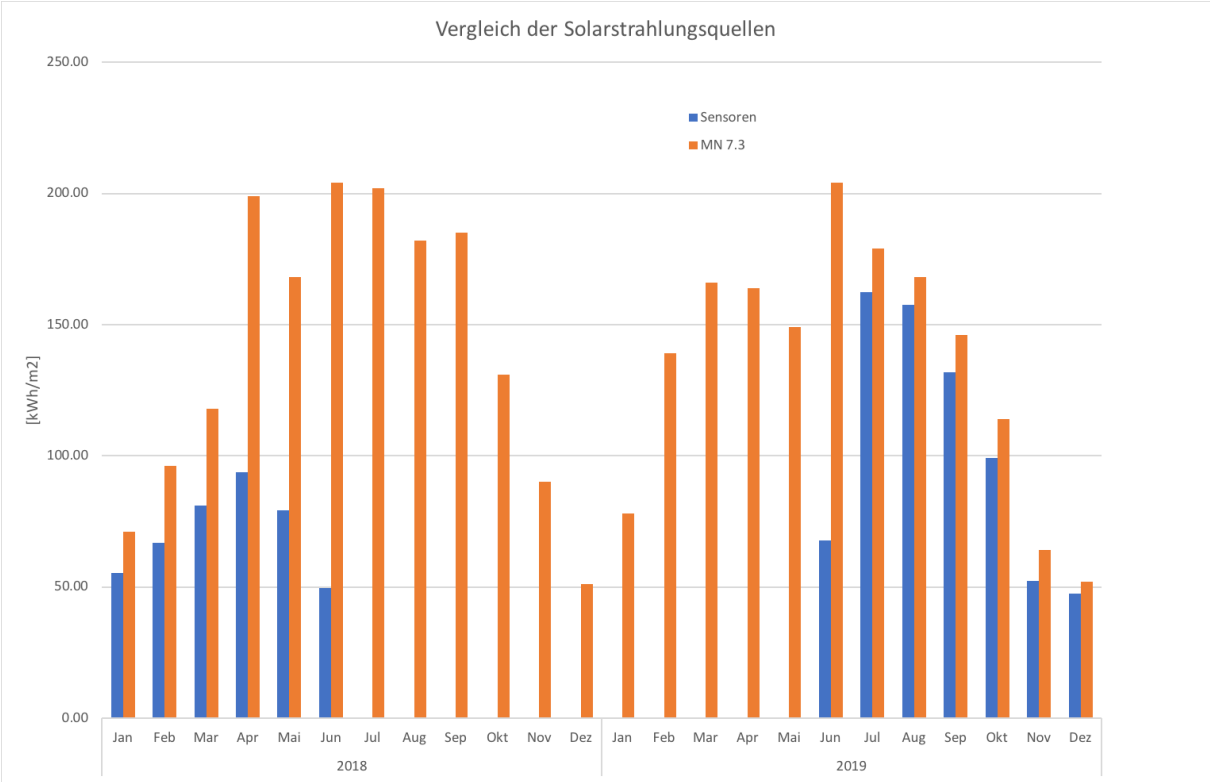


Abbildung 14: Vergleich der unterschiedlichen Strahlungsquellen Sensoren Anlagenüberwachung in blau und standortspezifisch gerechnete Meteonorm-Werte in orange. Lediglich die Sensorwerte ab Juli 2019 können für Auswertungen genutzt werden, Q3 2018 bis Q3 2019 sind keine Messwerte vorhanden.

Insgesamt scheint die Zuverlässigkeit der Strahlungssensoren nicht sehr hoch zu sein in den bisher ausgewerteten Betriebsjahren 2018 und 2019. Es stehen damit lediglich Strahlungswerte Q3 und Q4 2019 zur Verfügung für die Auswertungen zur Performance. Für die restlichen Betriebsmonate müssen die rechnerisch ermittelten Werte eingesetzt werden und es können keine Mittelwerte gebildet werden. Dies ist insbesondere in Kombination mit den grösseren Abweichungen zwischen gerechneten Werten und Messwerten in der Betrachtung in Monatsschritten für die Wintermonate mit zu berücksichtigen.

Die Solarstrahlungswerte sind auch für Q3 und Q4 2019 nur beschränkt validiert, womit eine Aussage über die Belastbarkeit der Datenqualität noch nicht möglich ist.

4.5 Ertrag und Performance

Im Bericht «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» ist aufgezeigt worden, dass für die Beurteilung der Performance einer PV Anlage die Betrachtungsweise des elektrischen Ertrages (in Absolutwerten kWh oder spezifischen Ertrag kWh/kWp) nicht ausreichend ist, da sie die nutzbare Solarstrahlung nicht mit berücksichtigt. Trotzdem sind diese Kennzahlen selbstverständlich anwendbar, beispielsweise beim Vergleich von unterschiedlichen Anlagen in derselben Region mit ähnlichen Modulausrichtungen und -neigungen. Als wichtige unabhängige Kennzahl wird die Performance Ratio (PR) angewendet.

4.5.1 Ertragsdaten

Aufgrund der Unsicherheiten betreffend der Qualität der Messwerte von der Anlagenüberwachung, welche im Rahmen der Auswertungen Solarstrahlung festgestellt werden konnte, sind auch die Ertragswerte (eingespeiste Solarenergie) anhand der Lastgangdaten verifiziert worden.

Für die Verifizierung der Produktionsdaten aus der Anlagenüberwachung sind die elektrischen Erträge in Monatssummen für alle Monate der Betriebsjahre 2018 und 2019 mit den Summen aus den Zählerwerten der Produktionszähler (15min- Werte geeichter Zähler) verglichen worden. Die festgestellten Abweichungen betragen maximal 2.1%. Die in der Anlagenüberwachung gemessenen elektrischen Erträge können daher als belastbar eingestuft werden.

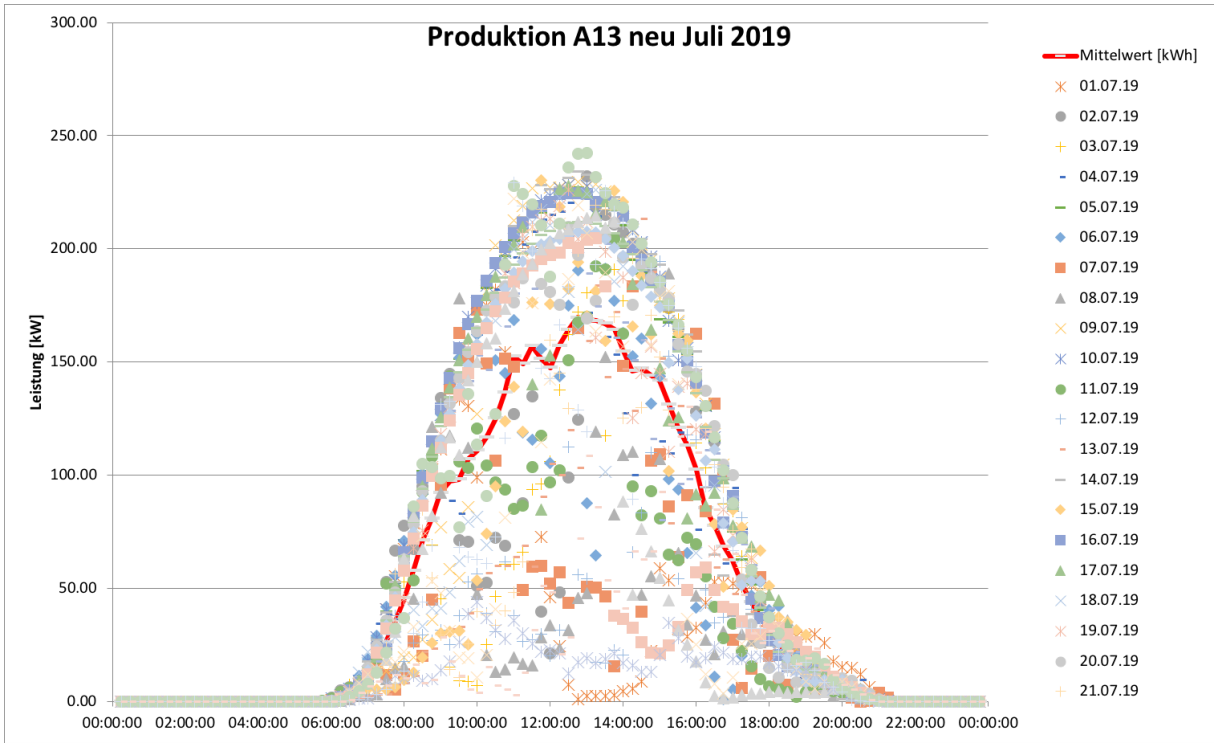


Abbildung 15: Auswertung des Beispielmonats Juli 2019 anhand der Lastgangdaten Produktionszähler. Pro Tag sind für alle 15min-Werte jeweils ein Datenpunkt eingetragen. Rot ist der Mittelwert eingezeichnet.

Das Produktionsprofil sieht für die ausgewerteten Monate unauffällig aus und entspricht dem typischen Produktionsprofil einer PV Anlage. Der Tageskurvenverlauf ist leicht asymmetrisch. Da dieses Phänomen in anderen Monaten nicht so auftritt, könnte eine mögliche Ursache meteorologisch bedingt sein. Eine Verifizierung mittels zeitlich hoch aufgelösten Solarstrahlungsdaten wäre machbar, aufgrund der vorliegenden Datenlage und den Vorbehalten zu den Messwerten Solarstrahlung aber nicht zielführend. Einflüsse wie Luftfeuchtigkeit und Isolationsprobleme sind eher unwahrscheinlich bei den sommerlichen Temperaturen im Juli. Solche Effekte treten typischerweise häufiger in den Übergangsmonaten auf.

Der Vergleich zwischen Juli 2019 und Juli 2018 zeigt, dass im Juli 2018 die Produktionsspitzen bei ca. 200 kW (anstatt 250 kW wie im Juli 2019) liegen. Dies deutet auf den Ausfall eines ganzen Wechselrichters hin. Diese Feststellung deckt sich mit den Angaben von Rhiienergie zu den Herausforderungen betreffend Netzspannung der Wechselrichter, welche im Verlauf 2018 (18.9.2018 gemäss Protokoll Installateur) behoben werden konnten. Diese Ursachen erklären auch den flachen Verlauf der Mittelwertskurve (rot) über Mittag.
Für die Beurteilung der Performance ist aufgrund der im Betriebsjahr 2018 nicht korrekt funktionierenden Wechselrichter der Fokus auf das Betriebsjahr 2019 gelegt worden.

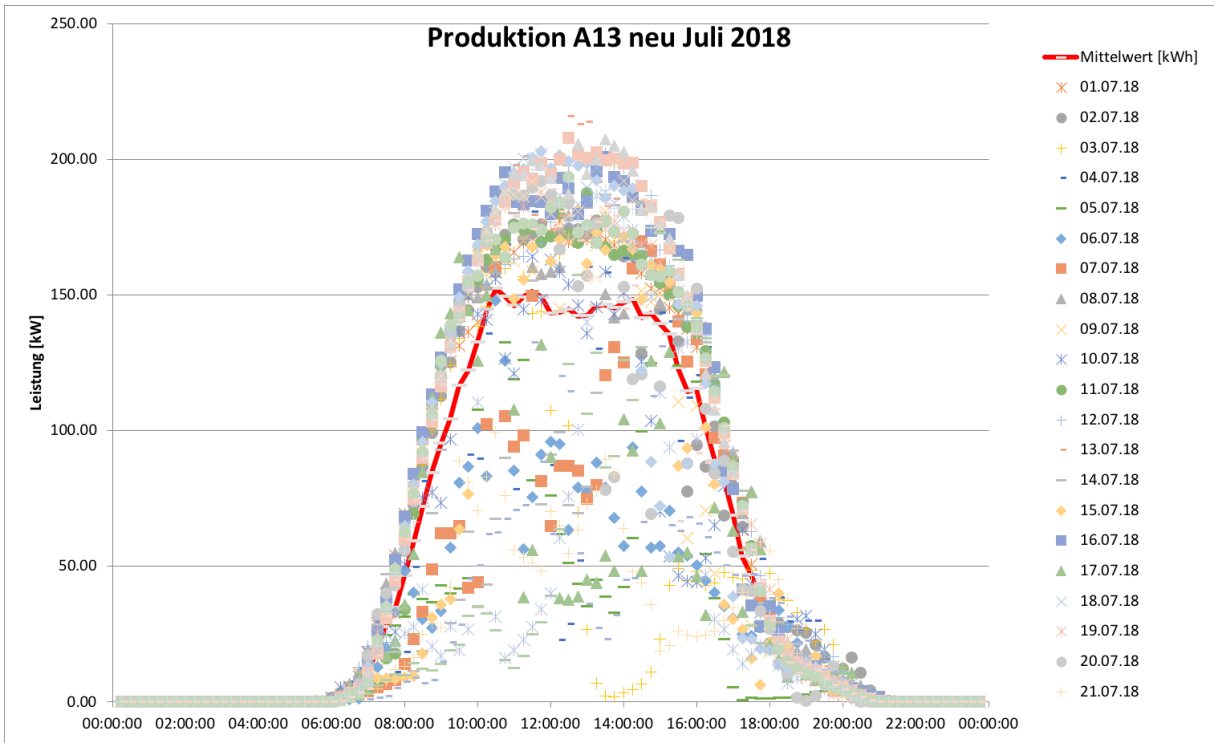


Abbildung 16: Auswertung des Beispielmonats Juli 2019 anhand der Lastgangdaten Produktionszähler. Pro Tag sind für alle 15min-Werte jeweils ein Datenpunkt eingetragen. Rot ist der Mittelwert eingezeichnet. Die Mittagsspitze ist zu tief und im Mittelwert zu flach.

Weitere Beispiele von Auswertungen des Produktionsprofils sind im Anhang zu finden.

Die Produktionsdaten der Zähler stehen bis und mit 25.11.2019 zur Verfügung, die Dezemberwerte sind der Anlagenüberwachung entnommen.

4.5.2 Winterstrom Photovoltaikanlage A13

Die Auswertung der Zählerdaten für die Produktion der PV Anlage A13 im Januar zeigt einerseits, dass die Spitzenleistung bei ähnlichen Werten liegt wie für den Juli 2019. Gleichzeitig ist deutlich zu erkennen, dass die Mittelwertkurve (rot in der Grafik eingezeichnet) tiefer liegt als im Juli und dass die gesamte Kurve enger ist. Dies ist durch die tieferen Sonnenstände und die kürzeren Tage bedingt.

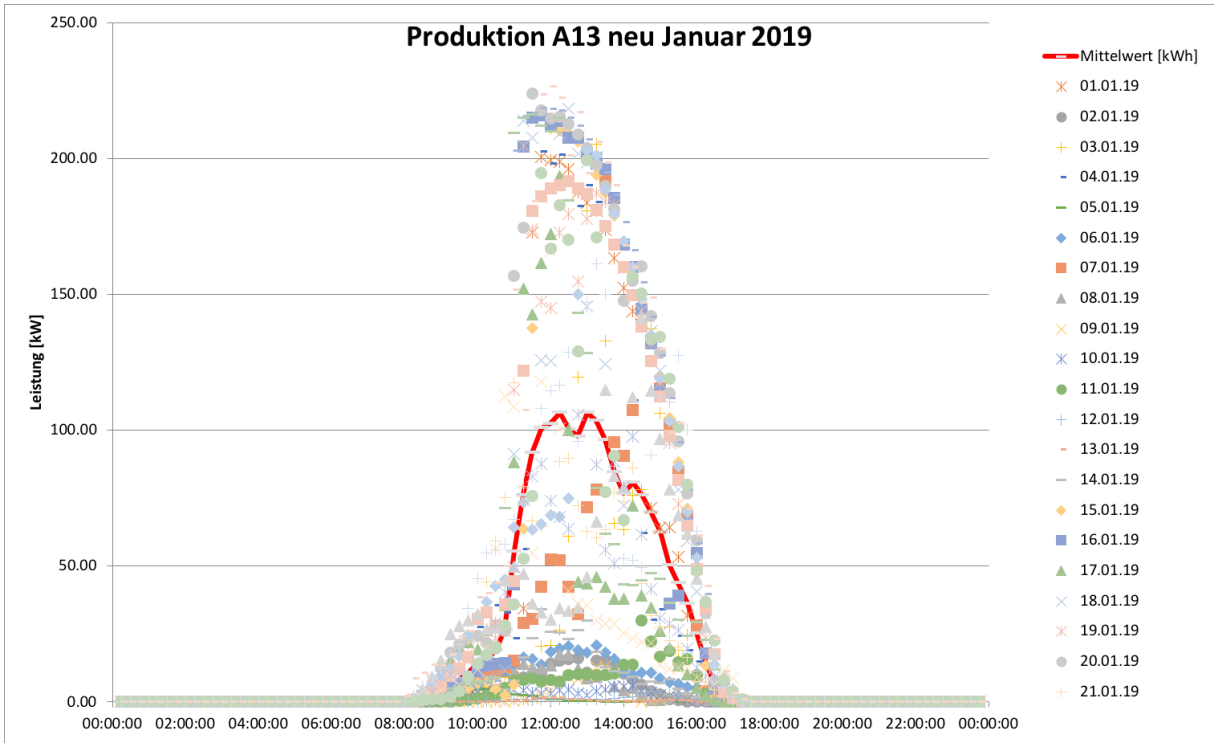


Abbildung 17: Produktionsdaten der PV Anlage A13 für den Januar 2019 in 15 Minutenwerten. Die Spitzenleistung ist ähnlich wie im Sommer, der Ertrag im Winterhalbjahr liegt bei 36%.

Um den Ertrag aus den Leistungsmessungen zu ermitteln, muss die Fläche unterhalb der Tageskurven integriert und aufsummiert werden. Für das Winterhalbjahr, bestehend aus den Montage Januar – März und Oktober – Dezember, ergeben sich damit im Betriebsjahr 122'606 kWh. Dies entspricht einem Anteil von 36.4% der Jahresproduktion 2019.

Der Winterstromanteil für die PV Anlage A13 liegt damit über dem Durchschnitt der in der Studie BFE Performance Analyse der Schweizer KEV PV Anlagen ermittelten Wert von 25-31%. Dies ist unter anderem durch den hervorragend geeigneten Standort mit hoher Sonneneinstrahlung, weniger Nebel im Winterhalbjahr als an typischen Mittellandstandorten und der relativ hohen Modulneigung von 45° bedingt.

Es kann damit festgehalten werden, dass die PV Anlage A13 einen überdurchschnittlichen Beitrag für die Winterstromversorgung leistet. PV Anlagen an geeigneten Standorten und mit entsprechender Modulneigung können einen wesentlichen Anteil am Winterstrombedarf leisten.

4.5.3 Absoluter und spezifischer Ertrag

Für den absoluten Ertrag konnten 330'833 kWh am Produktionszähler für das Jahr 2018 gemessen werden. Für das Betriebsjahr 2019 sind etwas über 335'000 kWh Solarstrom produziert worden. Diese Menge an Solarstrom entspricht in etwa dem Jahresbedarf von 83 Haushalten (Annahme 4'000 kWh/a und Haushalt) oder dem Betrieb einer Elektroautoflotte von 110 Fahrzeuge (Annahmen: 15'000 km Jahresfahrleistung, 20 kWh/100km Verbrauch). Verglichen mit den 100'000 ...125'000 kWh pro Jahr, welche von der ursprünglichen PV Anlage produziert worden sind, entspricht die bisherige Produktion fast der 3-fachen Menge.

Der spezifische Ertrag für das Betriebsjahr 2018 liegt bei 1'273 kWh/kWp. Dieser sehr gute Wert konnte trotz Problemen mit den Wechselrichtern erreicht werden und liegt leicht über den maximal erreichten spezifischen Ertragswerten der ursprünglichen PV Anlage. Für das Betriebsjahr 2019 liegt der spezifische Ertrag bei 1'294 kWh/kWp. Die langfristige Entwicklung des Ertrages sollte dokumentiert und analysiert werden.

Die ursprüngliche PV Anlage 1989-2017 hat einen maximalen spezifischen Ertrag 1997 mit einem Wert von 1'211 kWh/kWp erreicht. Damit liegt der spezifische Ertrag der neuen PV Anlage für das Jahr 2019 6.8% über dem maximalen spezifischen Ertrag der ursprünglichen PV Anlage.

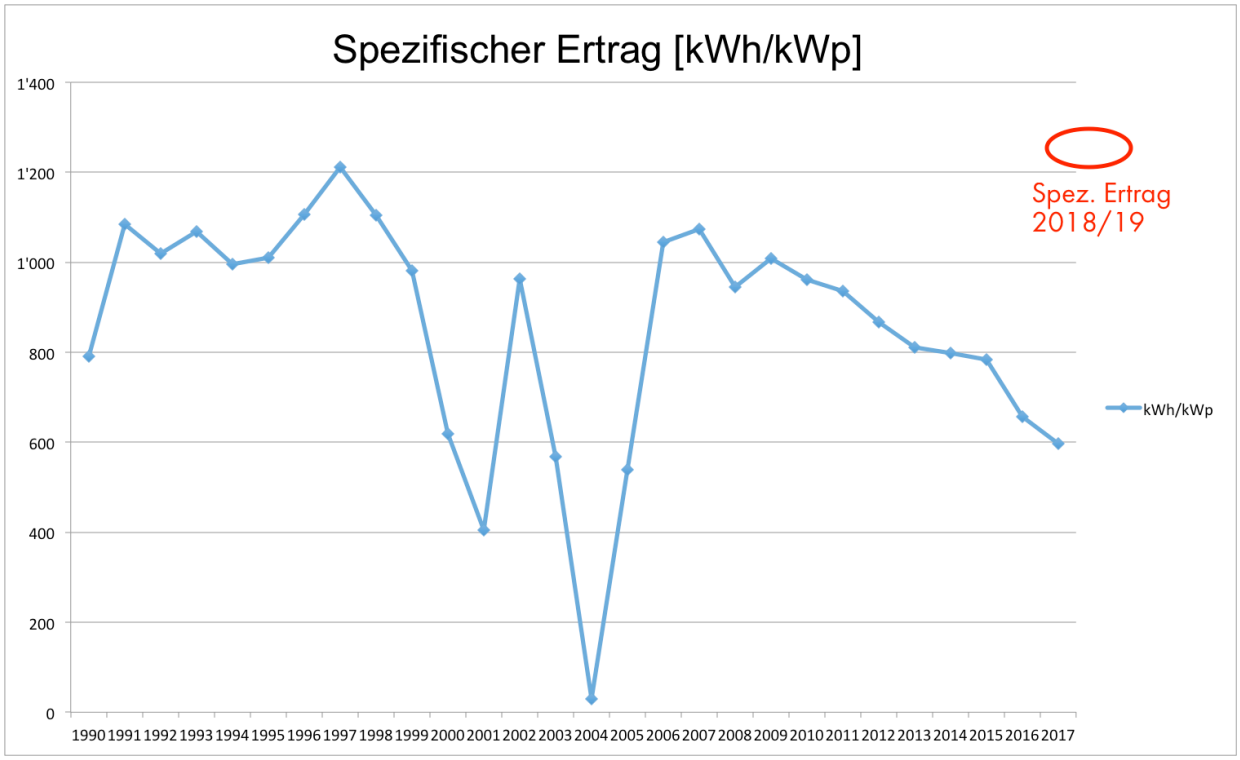


Abbildung 18: Der spezifische Ertrag für das Betriebsjahr 2018 liegt bei 1'273 kWh/kWp trotz Problemen mit den Wechselrichtern.

4.5.4 Performance Ratio

In Ergänzung zum spezifischen und absoluten Ertrag wird die Performance Ratio PR oder der Systemnutzungsgrad untersucht. Dazu werden die spezifischen Erträge mit den Solarstrahlungsdaten kombiniert. Die PR ist als Verhältnis zwischen effektivem Ertrag (Final Yield Yf) und Referenzertrag (Reference Yield Yr) definiert. Es ist eine Zahl zwischen 0 ...1, wobei eine ideale PV Anlage eine PR von 1 aufweisen würde. Eine Jahres PR > 0.75 gilt als gut.

Da alle Datenquellen mit Unsicherheiten behaftet sind, können im Idealfall gewichtete Mittelwerte gebildet werden, um möglichst robuste Resultate zu erhalten. Aufgrund der im Kapitel Solarstrahlung erläuterten Rahmenbedingungen, stehen für die Solarstrahlungsdaten lediglich die gerechneten Werte zur Verfügung.

Für das Betriebsjahr 2018 ist eine PR auf Jahresbasis von 0.76 ermittelt worden. Dieser Wert liegt unter den Werten der ursprünglichen PV Anlage von bis zu 0.8 für die erste Betriebsphase. Für das Betriebsjahr 2019 ist eine Jahres-PR von 0.8 ermittelt worden. In den tieferen Werten der PR 2018 sind auch die Wechselrichterausfälle bei hoher Produktion (siehe Kapitel Ertragsdaten, Untersuchung Produktionsprofile) mitberücksichtigt.

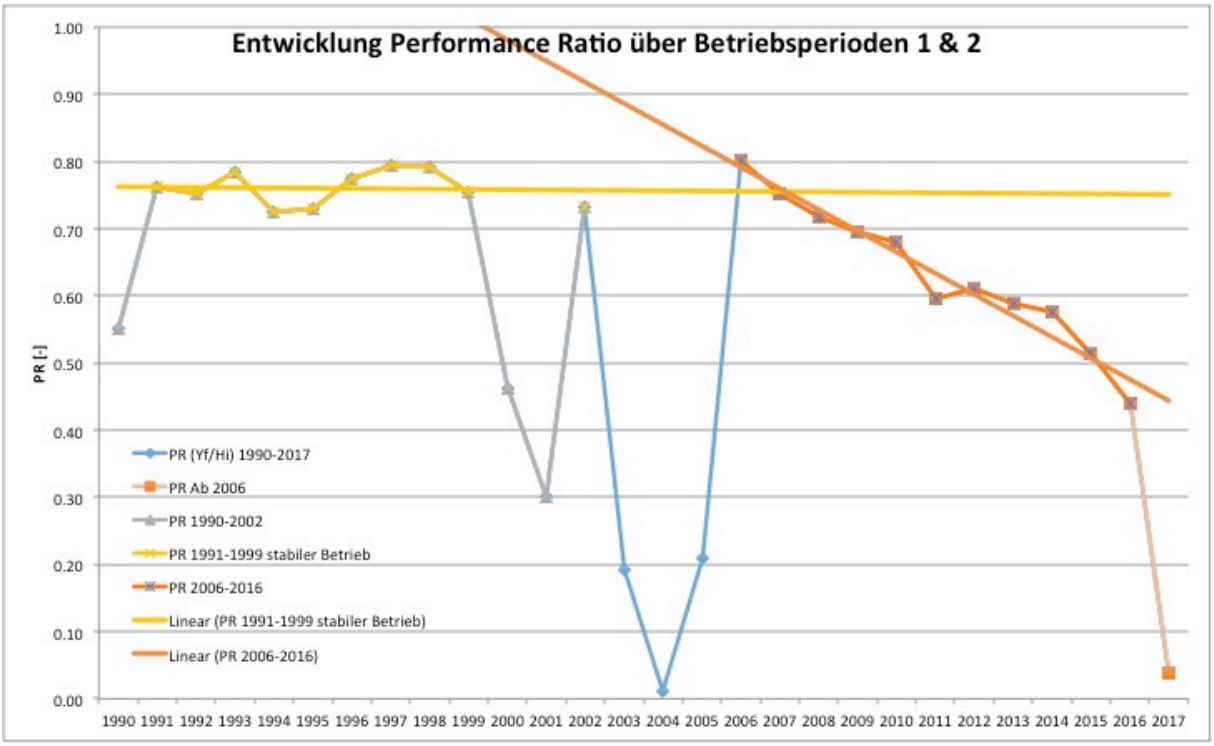


Abbildung 19: Darstellung der PR Werte der ursprünglichen PV Anlage über die Laufzeit. Die Einbrüche in der Mitte sind durch Wechselrichterausfälle bedingt. 2005 erfolgte eine erste Instandstellung der PV Anlage und der Ersatz der Wechselrichter.

Die in Abbildung 17 verwendeten Begriffe der Betriebsperioden 1 und 2 beziehen sich auf die ursprüngliche PV Anlage (1889-2017), wobei unterschieden wird zwischen der Betriebsperiode 1 bis zu den Wechselrichterausfällen 2003 und 2004 und der Betriebsperiode 2 nach der Instandstellung 2005, bei welcher unter anderem der Siemens Wechselrichter durch die beiden SolarMax Wechselrichter ersetzt worden sind.

Die Jahres-PR für die Betriebsperiode 1 der ursprünglichen PV Anlage liegt bei 0.78 im Durchschnitt. Damit ist der Wert leicht tiefer als die Jahres-PR der neuen PV Anlage 2017.

Die Analyse der Performance in Monatsschritten hat für das Betriebsjahr 2018 Werte zwischen 0.68 und 0.79 ergeben. Für das Betriebsjahr 2019 sind Werte zwischen 0.68 und 0.86 erreicht worden. Das Betriebsjahr 2019 sollte gemäss Anlagenbetreiberin im Normalbetrieb verlaufen sein. Während die Jahres-PR einen guten Wert ergeben hat, ist die Streuung der PR Werte auf Monatsbasis eher hoch, idealerweise wären diese Werte ebenfalls konstant. Mögliche Ursachen konnten nicht anhand der zur Verfügung stehenden Datengrundlage ermittelt werden. Unter Umständen ist auch eine Prüfung der PV Anlage vor Ort notwendig.

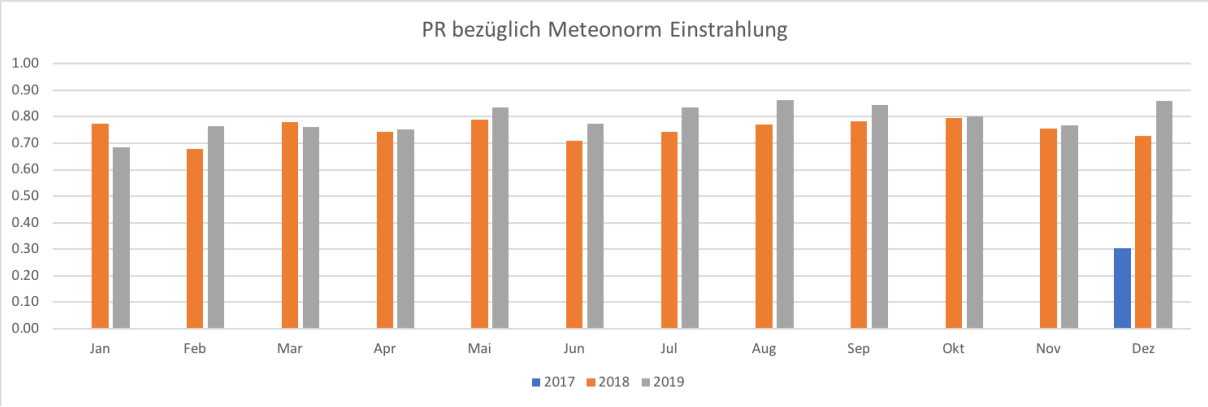


Abbildung 20: Darstellung der PR Werte auf Monatsbasis für die neue PV Anlage in den Betriebsjahren 2018 und 2019. Das Betriebsjahr 2019 ist gemäss Betreiberin ohne bekannte systematische Probleme mit Komponenten (WR) verlaufen.

4.6 Umgang mit Datenqualität und unterschiedlichen Datenquellen

Um die Belastbarkeit und die Datenqualität beurteilen zu können, sind wo immer möglich Validierungen anhand unterschiedlicher Datenquellen mit einer entsprechenden Beurteilung der Datenquelle betreffend Datenqualität durchgeführt worden.

Werden beispielsweise anhand der Zählerdaten anstelle der Produktionsdaten aus der Anlagenüberwachung die spezifischen Erträge, respektive die Final Yields ermittelt, so ergeben sich Abweichungen von bis 2.1%.

Werden für die PR Berechnungen auf Monatsbasis ebenfalls die Zählerwerte anstelle der Produktionsdaten der Anlagenüberwachung verwendet, sind Abweichungen von bis 1.8% festzustellen.

Werden für die spezifischen Ertragsdaten die Nennleistungen nach Flasherrports und nicht nach Datenblatt verwendet (Positivtoleranz der Nennleistung der PV Module), ergeben sich Abweichungen von weniger <0.5%.

Für die Beurteilung der zu nutzenden Datenquellen sind nebst der Verfügbarkeit folgende Kriterien weitmöglich mitberücksichtigt worden:
- Unterscheidung geeichte und nicht geeichte Messwertgeber. Geeichte Messwertgeber werden als Referenz verwendet.
- Etablierte und validierte Mess- oder Berechnungsmethoden werden gegenüber nicht überprüfbaren Werten von Messwertgebern als belastbarer beurteilt.
- Wo mehrere Datenquellen zur Verfügung stehen und keine Datenquelle klar zu bevorzugen ist, werden Mittelwerte gebildet, welche allenfalls zusätzlich gewichtet werden können.
- Um die Vergleichbarkeit mit den Resultaten aus der Studie «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» zu gewährleisten, sind wenn möglich dieselben Datenquellen respektive Ansätze zur Auswertung verwendet worden.
- So weit möglich sind immer Daten aus derselben Datenquelle über die gesamte Auswertungsperiode der beiden Betriebsjahre 2018 und 2019 verwendet worden.

Beispiel, wo diese Kriterien nicht oder nur teilweise angewendet werden konnten sind:
- Produktionsdaten. Die Zählerdaten der Produktion liegen nur bis 25.11.2019 vor, für das Betriebsjahr 2019 sind entsprechend Ergänzungen mit den Produktionsdaten aus der Anlagenüberwachung vorgenommen worden.
- Solarstrahlung. Die Solarstrahlungsdaten von der Anlagenüberwachung sind nur lückenhaft vorhanden. Die in der Studie «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13» erfolgte Mittelwertbildung zwischen gerechneten und vor Ort gemessenen Daten konnte daher nicht erfolgen.

4.7 Ökonomische Entwicklung

Nebst der technischen Entwicklung, welche sich insbesondere auf die Komponenten und das Gesamtsystem beziehen und in den vorhergehenden Kapiteln analysiert und dargestellt sind, wird in diesem Kapitel die ökonomische Entwicklung von PV Anlagen anhand von realen, realisierten PV Anlagen untersucht. Dabei sind die effektiven Projektabrechnungen und nicht Offerten sowie Planungsleistungen und Projektentwicklung mitberücksichtigt. Es erfolgt sowohl eine Betrachtung auf Stufe PV Anlage als Gesamtsystem als auch für einzelne Schlüsselkomponenten.

4.7.1 Gesamtsystem PV Anlage

Werden die Investitionskosten der ursprünglichen PV Anlage A13 mit den vom Eigentümer Rhiienergie zur Verfügung gestellten Investitionskosten für das Repowering 2017 verglichen, ergibt sich eine Reduktion der Investitionskosten von 95.1%. Die Investitionskosten für die ursprüngliche 104 kWp PV Anlage haben sich auf ca. 2.4 Mio CHF belaufen, während das Repowering der PV Anlage 2017 mit einer Leistungssteigerung auf 260 kWp für knapp 380'000 CHF ausgewiesen ist. Die spezifischen Investitionskosten haben sich von knapp 30'000 CHF/kWp auf lediglich 1'463 CHF/kWp reduziert.

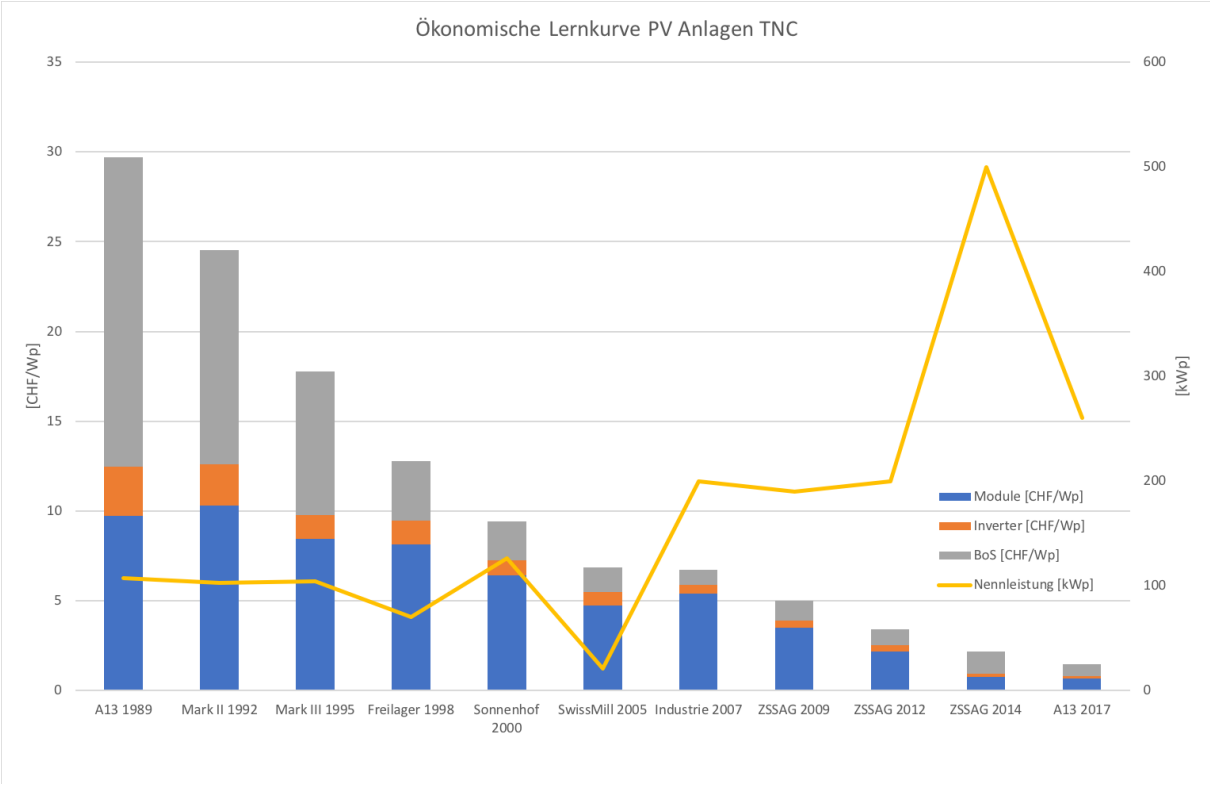


Abbildung 21: Darstellung der Investitionskosten PV Anlagen aufgeteilt nach Modulen, WR und BoS über eine Zeitreihe von 1989 bis 2017. Die gelbe Kurve stellt die dem Wert hinterlegte Nennleistung dar.

In der dargestellten Betrachtungsweise ist die Nutzung der ursprünglichen Montagekonstruktion (Stahlgerüst Verbindung zur Lärmschutzwand) zur Montage der neuen Module nicht separat berechnet worden. Dafür wäre eine zusätzliche Zeitwertbetrachtung für die Bewertung der genutzten Komponenten durchzuführen. Das würde zu einer leichten Reduktion der Investitionskosten der ursprünglichen PV Anlage und einer leichten Zunahme der Investitionskosten der PV Anlage 2017 führen.

4.7.2 Ökonomische Entwicklung auf Komponentenebene

Werden die Investitionskosten auf die Hauptkomponenten PV Module, Wechselrichter und BoS Kosten aufgeteilt, kann einerseits der Anteil an den Gesamtinvestitionskosten und andererseits die Preisentwicklung der einzelnen Komponenten untersucht werden.

Der Vergleich der Kosten für die Schlüsselkomponenten zeigt, dass sich alle Komponenten in einer ähnlichen Grössenordnung entwickelt haben. Während sich die Gesamtinvestitionskosten für die PV Anlage um 95.1% reduziert haben, haben sich die Kosten für die Module um 93%, die Kosten für die Wechselrichter um 96% und die Kosten für die BoS Elemente um 96.1% verringert.

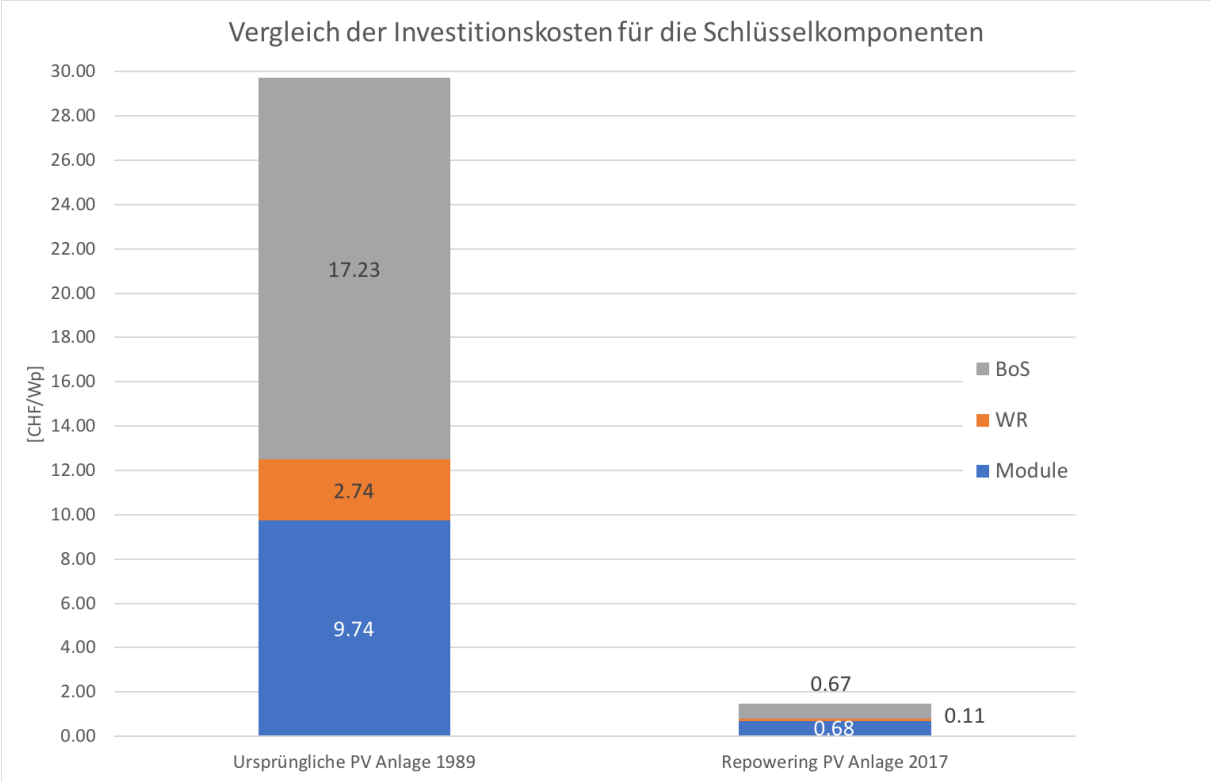


Abbildung 22: Kostenanteile der Schlüsselkomponenten Module, Wechselrichter und Balance of Systems im Vergleich zwischen der ursprünglichen PV Anlage 1989 und dem Repowering 2017.

Wird der Anteil der Kosten der Schlüsselkomponenten an den Gesamtinvestitionskosten analysiert, ergibt sich eine in etwa gleichbleibende Verteilung der Anteile. Diese Verteilung der Anteile Schlüsselkomponenten ist über die Zeit nicht immer gleichgeblieben. Insbesondere war der Anteil der PV Module in der Zeit zwischen 1998 bis 2009 deutlich höher als bei den aktuellen Projekten. Dies liegt primär an der Verfügbarkeit der PV Module auf dem Markt. Diese Steigerung des Kostenanteils ist mit dem Ausbau der Produktionskapazitäten für PV Module behoben worden. In den Jahren ab 2009 ist der Kostenanteil BoS, wozu insbesondere auch die Arbeit für die Installation der Module, Verkabelung und Wechselrichter, die Projektentwicklung sowie Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Einspeisepunkt zählen, wieder angestiegen.

In der nachfolgenden Grafik sind die Kostenanteile der Schlüsselkomponenten am Systempreis dargestellt. Dabei sind 100% auf die vorgängig dokumentierten Investitionskosten der jeweiligen PV Anlage (1989 respektive 2017) bezogen. Der nicht berücksichtigte Faktor der Weiterverwendung eines Teils der Unterkonstruktion würde zu einem weiteren Angleich der Anteile führen.

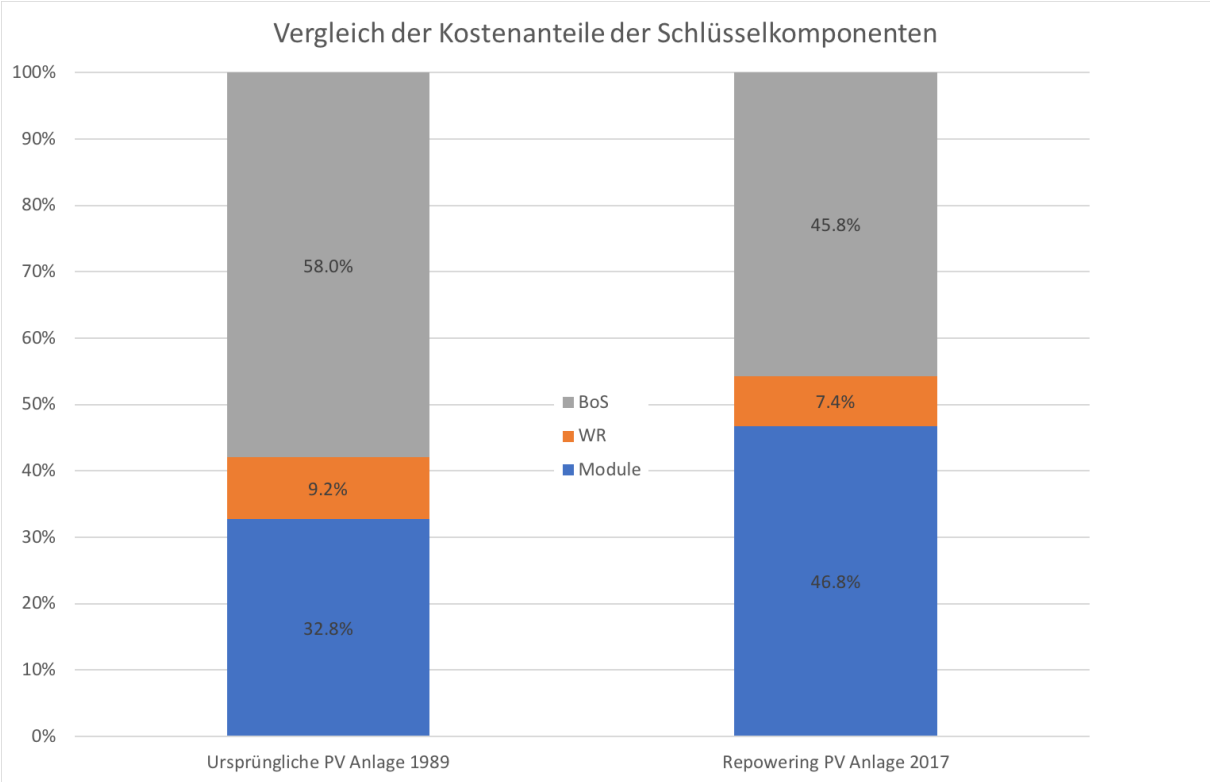


Abbildung 23: Vergleich der Kostenanteile der Schlüsselkomponenten an den Investitionskosten der PV Anlage. Die Verteilung ist relativ ähnlich für die ursprüngliche PV Anlage 1989 und die neue PV Anlage 2017.

5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Nachfolgend sind einige der wichtigsten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen zusammengefasst. Es werden einzelne Empfehlungen abgegeben.

- Die Wiederverwendung von Teilen der 28-jährigen Unterkonstruktion für die Erneuerung der PV Anlage ist sowohl ökologisch als auch ökonomisch sinnvoll. Bestehende Infrastruktur kann für die Erzeugung von lokalem erneuerbarem Strom genutzt werden. Mit der Kombination von PV und Lärmschutzwänden ist es ohne zusätzlichen Landverbrauch möglich erneuerbaren Strom zu erzeugen.

- Die Fortschritte in der Technologie sind insbesondere bei den PV Modulen erheblich. Der Wirkungsgrad der PV Module konnte beinahe verdoppelt werden. Gleichzeitig haben sich die System- und Komponentenkosten um 95% verringert. Beide Faktoren tragen zu reduzierten Stromgestehungskosten für Solarstrom bei.

- Die erzeugte Strommenge konnte durch das Repowering auf derselben Abschnittslänge der Lärmschutzwand mit 268% des Ertrages der ursprünglichen PV Anlage fast verdreifacht werden. Dabei ist der spezifische Ertrag um 7% gesteigert worden.

- Der in diesem Projekt durchgeführte Vergleich von einer gut dokumentierten PV Anlage, welche nach 27 Jahren Betrieb einem umfassenden Repowering unterzogen worden ist, stellt wichtige Grundlagen für die Verifizierung der technischen und ökonomischen Fortschritte in der Photovoltaik anhand von realen Betriebssituationen und existierenden PV Anlagen dar. Diese Erkenntnisse sind sowohl für die Installateure und Betreiber von PV Anlagen als auch für Netzbetreiber und politische Entscheidungsträger für die Entwicklung von Zukunftsszenarien wichtig.

- Die Performance Ratio der neuen PV Anlage A13 für das Jahr 2019 liegt wenige Prozentpunkte über der durchschnittlichen Performance Ratio der ursprünglichen PV Anlage 1989-2017 (Maximalwert 1997 mit 0.80 ist gleich wie die PR 2019). Das Betriebsjahr 2018 war von Problemen mit einzelnen Wechselrichtern betroffen und hat daher noch einen schlechteren Systemnutzungsgrad ausgewiesen. Die Probleme mit den Wechselrichtern zeigen die Wichtigkeit einer detaillierten und sorgfältigen Planung für geografisch weitläufige PV Anlagen auf. Die Performance Ratio oder eine andere Form der strahlungskorrigierten Beurteilung der Anlagenperformance ist in jedem Fall zu bevorzugen gegenüber einer reinen Beurteilung des Ertrages.

- Die Analyse der Messdaten hat insbesondere für die Solarstrahlung gezeigt, dass die Werte aus den Sensoren im Betriebsjahr 2018 nicht belastbar waren. Damit sind alle auf der Solarstrahlung basierenden Auswertungen wie beispielsweise zur Performance und Kontrollen der Funktionstüchtigkeit der PV Anlage mit eingeschränkter Aussagekraft. Es wird empfohlen, Daten welche für den Betrieb und die Kontrolle der Funktionstüchtigkeit einer PV Anlage relevant sind, immer zu validieren. Dies kann beispielsweise über den Vergleich mit Simulationen oder Berechnungen erfolgen, durch den Vergleich mit redundanten Messwerten oder anderen PV Anlagen, welche unter ähnlichen Betriebsbedingungen ausgewertet werden.

- Aufgrund der Probleme mit der Datenqualität der Messwerte und den im Betriebsjahr 2018 nicht durchgehend einwandfrei funktionierenden Wechselrichtern, konnte lediglich das Betriebsjahr 2019 mit Aussagekraft betreffend Performance ausgewertet werden. Um weitere Unregelmässigkeiten zu erkennen oder erste Trends in der zeitlichen Entwicklung zu erkennen, wird die Auswertung von nachfolgenden Betriebsjahren empfohlen. Gleichzeitig sollten zusätzliche lokale kalibrierte Messgeräte, insbesondere für die Solarstrahlung, mindestens für eine beschränkte Zeitperiode, installiert werden.

- Es wird empfohlen für die Untersuchung der Entwicklung der Performance, die Erfüllung der Leistungs- du Ertragsgarantien sowie die Vergleichbarkeit mit den ausführlichen Auswertungen der Messkampagne BFE der ursprünglichen PV Anlage 1989-2017 eine Messkampagne über die Betriebsjahre 2020-2023 oder weiter zu implementieren. Die Auswertungen orientieren sich an den Auswertungen dieses Berichts.

6 Ausblick

Für einzelne der untersuchten Themen ist eine Weiterführung der Erfassung und Auswertung der Daten, respektive die Weiternutzung, von besonderem Interesse. Nachfolgend sind einige der Themen aufgeführt.

6.1 Entwicklung Performance und Ertrag über Zeit

Um Entwicklungen über Zeit, beispielsweise eine Reduktion der Performance oder die Degradation von Komponenten, frühzeitig zu erkennen, ist die Aufzeichnung, Analyse und Auswertung der wichtigsten Kennzahlen über eine längere Betriebsperiode notwendig (Minimal 3 volle Betriebsjahre). Gleichzeitig stellen die Resultate dieses Projektes die Grundlage für die Dokumentation der technischen und ökonomischen Entwicklung der PV Anlagen zur Verfügung, wenn künftige neu gebaute PV Anlagen wiederum mit vorhergehenden Generationen von PV Anlagen verglichen werden sollen.

6.2 Detaillierte Messkampagne

Eine detailliertere Messkampagne, wie sie für die ursprüngliche PV Anlage von TNC im Auftrag des BFE durchgeführt wurde, schafft belastbare Datengrundlagen und Erkenntnisse, welche nicht nur dem Anlagebesitzer und -betreiber, sondern der gesamten Photovoltaik und Energiebranche wichtige Inputs und Erkenntnisse liefern. Die neue PV Anlage A13 bietet speziell gute Voraussetzungen für zusätzliche vergleichende Erkenntnisse im Langzeitbetrieb, da die Vergleichsdaten für die ursprüngliche PV Anlage aus der ursprünglichen Messkampagne TNC vorliegen, insbesondere auch in der zeitlichen Entwicklung über die gesamte Betriebsdauer von 27 Jahren (1989-2017).

6.3 Ertragsgarantien und Werkvertragsleistungen

Für die Kontrolle und Durchsetzung von werkvertraglichen Leistungen des Anlagebesitzers wie Ertragsgarantien ist die Korrektur der meteoabhängigen Faktoren, insbesondere der Solarstrahlung, zwingend notwendig um aussagekräftige und belastbare Aussagen machen zu können. Es wird ausserdem empfohlen, mindestens über zwei oder mehr volle Betriebsjahre, in welchen die PV Anlage ohne systematische Fehler gelaufen ist, Auswertungen durchzuführen um allfällige Einzelereignisse statistisch besser ausgleichen zu können in den Auswertungen. Mit der frühzeigten Erkennung von Reduktionen in der Performance einzelner Komponenten oder des Gesamtsystems wird auch das Investitionsrisiko des Anlagebesitzers reduziert.

6.4 Kommunikation und Dissemination

Die gefundenen Resultate werden wie zwischen Riienergie und TNC vereinbart in entsprechend aufbereiteter Form im Rahmen von Fachtagungen veröffentlicht und interessierten Fachleuten zur Verfügung gestellt. Damit kann einerseits ein Vergleich mit Erkenntnissen aus anderen Projekten und Standorten erfolgen und andererseits können die Erkenntnisse von interessierten Parteien für eigene Auswertungen oder Projekte genutzt werden.

7 Abkürzungen und Glossar

Begriff	Bedeutung
AC	Alternating Current, Wechselstrom
BFE	Bundesamt für Energie
BoS	Balance of System
CAD	Computer Aided Design, elektronische Zeichnung
DC	Direct Current, Gleichstrom
DIN	Deutsches Institut für Normung
EIV	Einmalvergütung. Einmaliger Investitionsbeitrag für Neue Erneuerbare Energien
EN	Europäische Norm
EVU	Energieversorgungsunternehmen
IEA	Internationale Energieagentur
ISO	Internationale Organisation für Normung
GIS	Geoinformationssystem
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
kWh	Kilowattstunden, Energiemenge
kWp	Kilowatt Peak (1'000 Wp), Nennleistung
LSW	Lärmschutzwände
MWh	Megawattstunde = 1'000 kWh
PR	Performance Ratio, Verhältnis des tatsächlichen zum theoretisch möglichen Energieertrag, Systemnutzungsgrad
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaik Anlage
SN	Schweizer Norm
STC	Standard Test Conditions, Prüfkonditionen für die Ermittlung der Nennleistung eines PV Moduls (1'000 kWh/m^2, 25°C, 1.5 AM)
UK	Unterkonstruktion
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
Wp	Watt peak, Nennleistung unter STC
WR	Wechselrichter

8 Referenzen und Literaturverzeichnis

[1] Joint Research Centre ISEI Institute 1992: Monitoring of Photovoltaic Installations. Final Report of System Monitoring.

[2] «Auswertung der Langzeit-Betriebserfahrung der PV-Lärmschutz-Anlage A13», Bericht EnergieSchweiz Studie

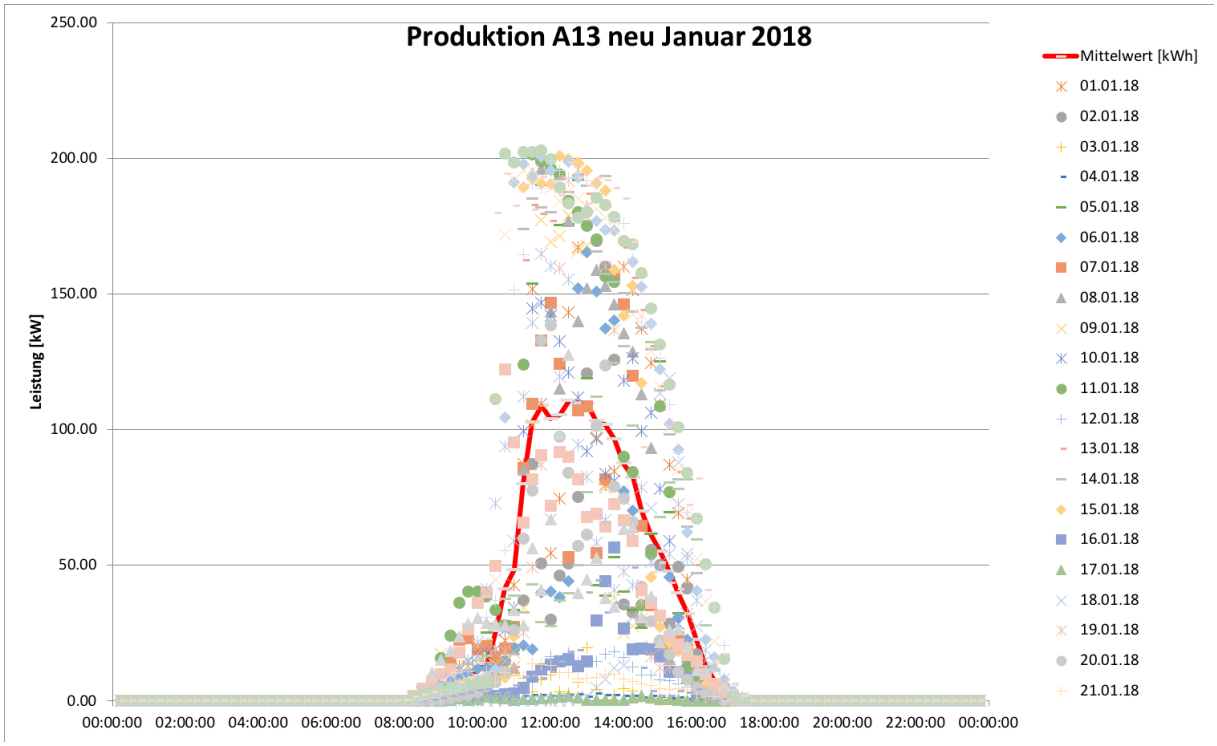
[3] Häberlin, H. 2007: Photovoltaik. Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen. Aaarau: AZ Verlag.

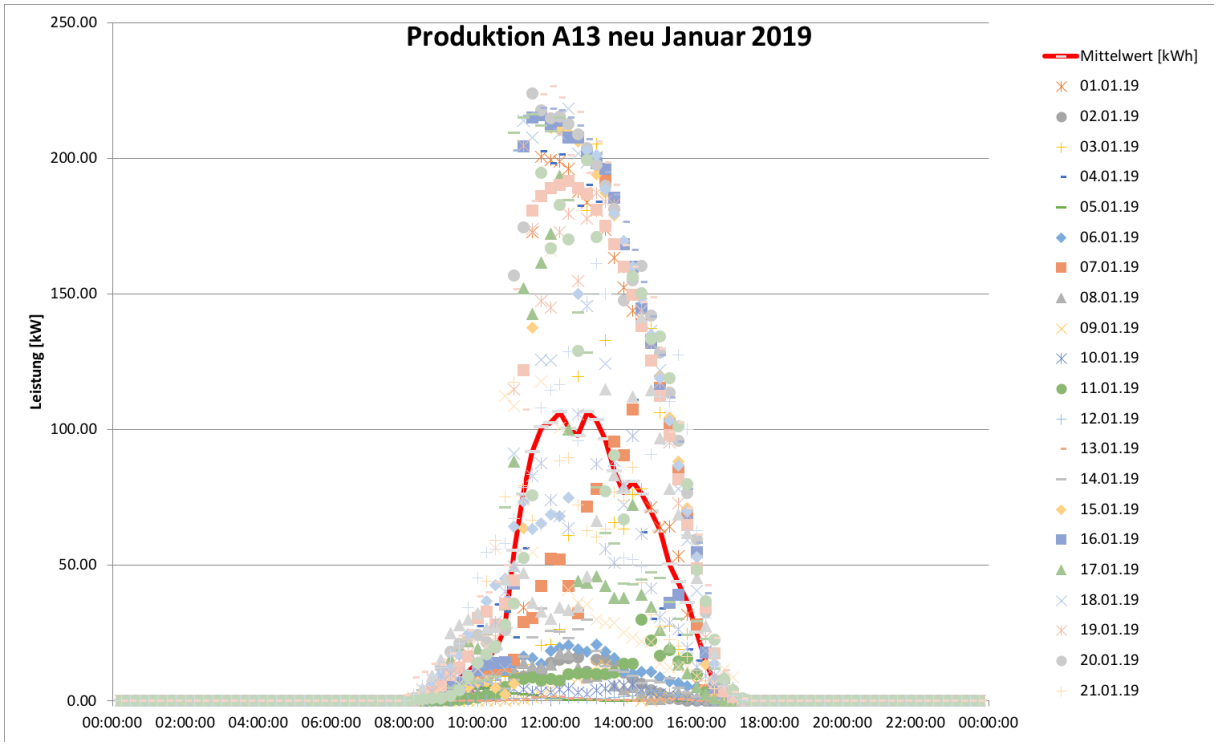
[4] Dokumentation MeteoNorm 7.3. Jan Remund, Accuracy of MeteoNorm v7; 2015

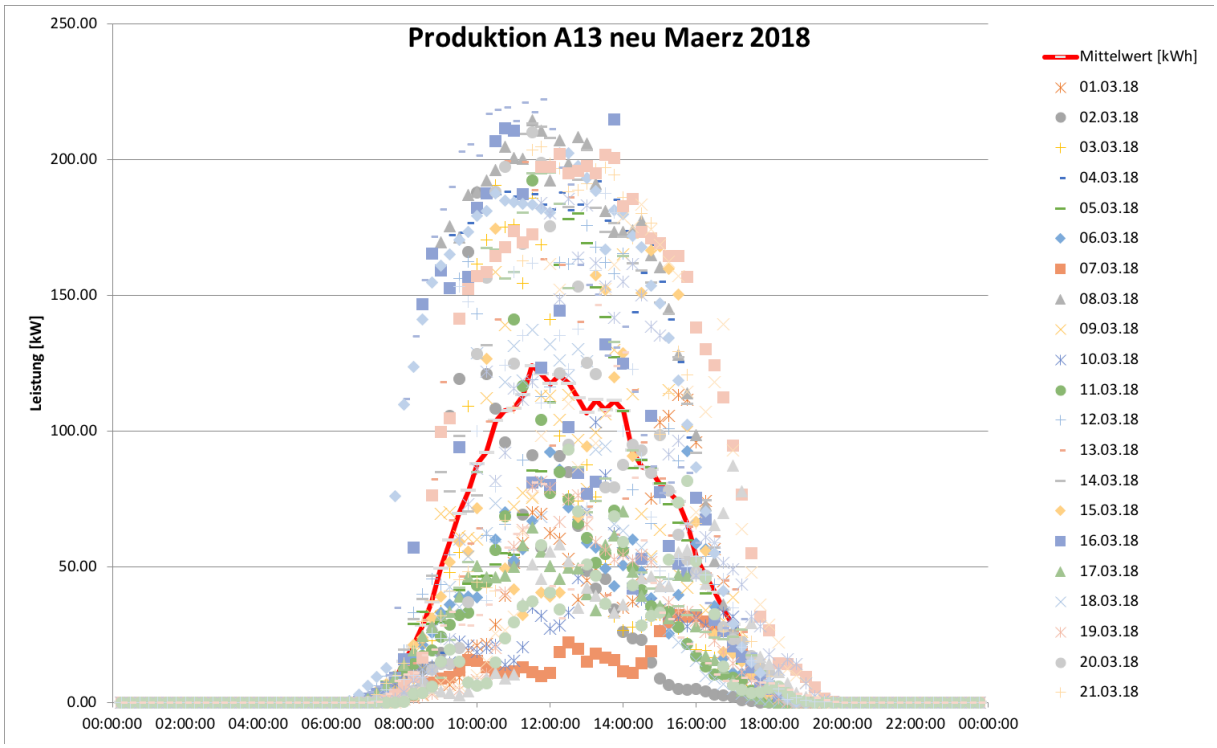
[5] Schlussbericht Performance-Analyse der Schweizer KEV PV-Anlagen, EnergieSchweiz & TNC, 2018

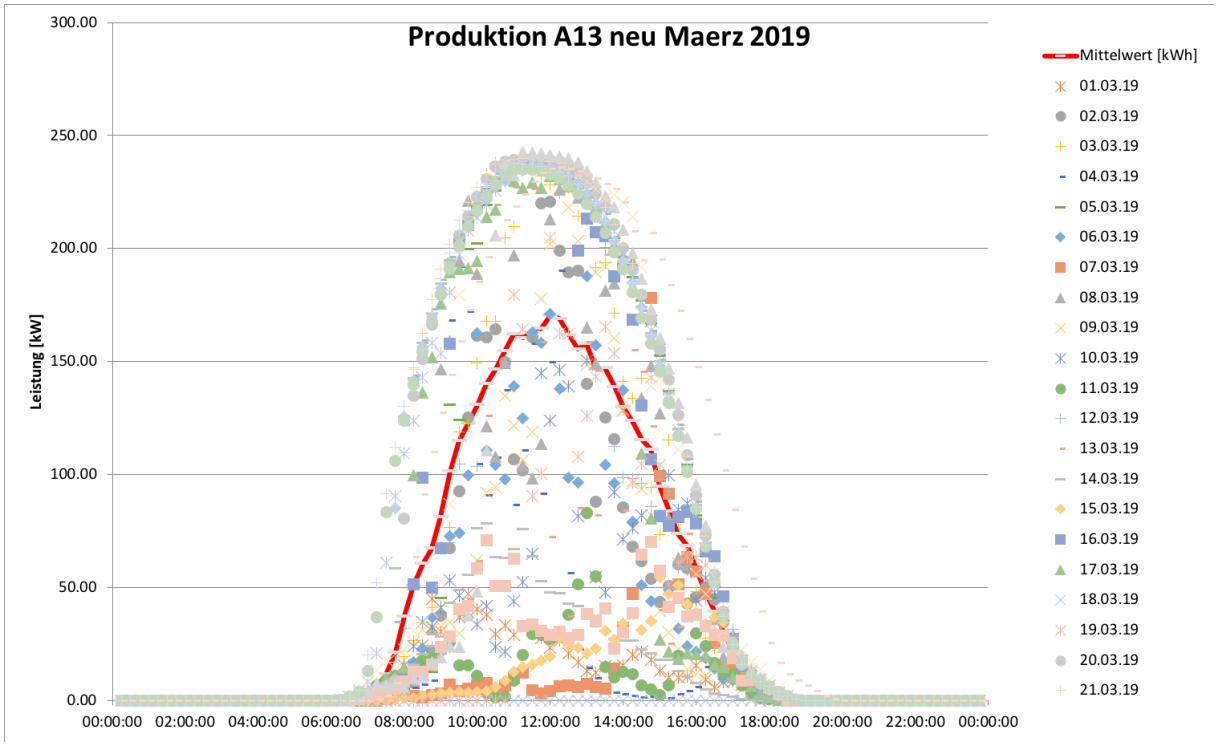
9 Anhang

Zusätzliche Monatsauswertungen Lastgangmessung Produktion PV Anlage.






Produktion A13 neu Maerz 2018
Leistung [kW]
250.00
200.00
150.00
100.00
50.00
0.00
00:00:00
02:00:00
04:00:00
06:00:00
08:00:00
10:00:00
12:00:00
14:00:00
16:00:00
18:00:00
20:00:00
22:00:00
00:00:00
Mittelwert [kWh]
01.03.18
02.03.18
03.03.18
04.03.18
05.03.18
06.03.18
07.03.18
08.03.18
09.03.18
10.03.18
11.03.18
12.03.18
13.03.18
14.03.18
15.03.18
16.03.18
17.03.18
18.03.18
19.03.18
20.03.18
21.03.18


Produktion A13 neu Maerz 2019
Leistung [kW]
300.00
250.00
200.00
150.00
100.00
50.00
0.00
00:00:00
02:00:00
04:00:00
06:00:00
08:00:00
10:00:00
12:00:00
14:00:00
16:00:00
18:00:00
20:00:00
22:00:00
00:00:00
Mittelwert [kWh]
01.03.19
02.03.19
03.03.19
04.03.19
05.03.19
06.03.19
07.03.19
08.03.19
09.03.19
10.03.19
11.03.19
12.03.19
13.03.19
14.03.19
15.03.19
16.03.19
17.03.19
18.03.19
19.03.19
20.03.19
21.03.19