

---

## Mustergutachten für die Abschlussprüfung „Gutachter:in für Photovoltaik-Anlagen (TÜV)“

### Aufgabenstellung

#### Ermitteln von Fehlerursachen:

- Regelmäßigen spontanen Abschaltungen des Wechselrichters mit Fehlermeldung:  
Isolationsfehler
- Worin liegt die Ursache der Ertragsabweichung der identisch ausgelegten Wechselrichter?

#### Prüfen der Einhaltung normativer Vorgaben:

- Wurden thermische Auswirkungen auf die Unterkonstruktion ausreichend berücksichtigt?

### Anlagenstandort

### Anlagentyp

Flachdachanlage

### Auftraggeber/Anlagenbetreiber

Beispielunternehmen (Anlagenbetreiber)

### Gutachten Vorgelegt von

Armin Welter  
Pommernstr. 5  
51379 Leverkusen

### Vorgelegt am

06.12.2024

## Inhaltsverzeichnis

<b>Mustergutachten für die Abschlussprüfung „Gutachter:in für Photovoltaik-Anlagen (TÜV)“ .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Auftrag .....</b>	<b>3</b>
1.1 <i>Warum kommt es zu regelmäßigen spontane Abschaltungen mit der Fehlermeldung „Isolationsfehler“? .....</i>	<i>3</i>
1.2 <i>Worin liegt die Ursache der Ertragsabweichung der identisch ausgelegten Wechselrichter? .....</i>	<i>3</i>
1.3 <i>Wurden thermische Einflüsse auf die Unterkonstruktion ausreichend berücksichtigt? .....</i>	<i>3</i>
<b>2. Zur Verfügung gestellte Unterlagen .....</b>	<b>4</b>
2.1 <i>Dokumentation der PV-Anlage .....</i>	<i>4</i>
2.2 <i>Zugang zum Online-Monitoring .....</i>	<i>4</i>
<b>3. Allgemeine Beschreibungen .....</b>	<b>4</b>
3.1 <i>Anlagenbeschreibung .....</i>	<i>4</i>
3.2 <i>Verwendete Messverfahren .....</i>	<i>5</i>
<b>4. Feststellung .....</b>	<b>6</b>
4.1 <i>Analyse mittels Onlinemonitoring .....</i>	<i>6</i>
4.2 <i>Ortstermin .....</i>	<i>7</i>
<b>5. Beantwortung der Fragestellungen .....</b>	<b>15</b>
5.1 <i>Abschaltung durch Isolationsfehler .....</i>	<i>15</i>
5.2 <i>Ertragsabweichung identisch ausgelegter Wechselrichter .....</i>	<i>15</i>
5.3 <i>Berücksichtigung thermischer Einflüsse .....</i>	<i>17</i>
<b>6. Kosten der Ertüchtigung .....</b>	<b>18</b>
<b>7. Zusammenfassung .....</b>	<b>19</b>

## 1. Auftrag

Durch das schriftliche Gutachten sollen die nachfolgende Fragestellungen des Auftraggebers geklärt werden.

### 1.1 Warum kommt es zu regelmäßigen spontane Abschaltungen mit der Fehlermeldung „Isolationsfehler“?

Es kommt regelmäßig zu Abschaltungen der Photovoltaikanlage, wobei nur einer von zwei Wechselrichtern betroffen ist. Im Zeitraum der Abschaltung ist die Verbindung des Wechselrichters zum Stromnetz unterbrochen, was durch eine nicht leuchtende LED am Wechselrichter signalisiert wird. Die Fehlermeldung des Wechselrichters weist auf einen Isolationsfehler hin. Durch die Unterbrechungen des Normalbetriebs des Wechselrichters kommt es zu Ertragsausfällen. Der Grund und die Ursache für die Abschaltung sollen ermittelt werden.

### 1.2 Worin liegt die Ursache der Ertragsabweichung der identisch ausgelegten Wechselrichter?

Zwei Wechselrichter mit identischer Auslegung und Beschaltung, d.h. gleicher Wechselrichterhersteller und -typ, gleiche Modulanzahl und -typ, gleiche Ausrichtung der Module und es ist keine Verschattung vorhanden, weisen über das Anlagenmonitoring unterschiedliche Erträge aus. Die Ursache für die unterschiedlichen Erträge soll ermittelt werden. Im Falle von defekten Modulen ist neben Ertragsausfällen auch ein fortschreiten des Fehlers und evtl. Brandgefahr zu rechnen. Ein kausaler Zusammenhang zur ersten Fragestellung wird ausgeschlossen, da die Abweichung für Tagen ohne spontane Abschaltung festgestellt wurde.

### 1.3 Wurden thermische Einflüsse auf die Unterkonstruktion ausreichend berücksichtigt?

Es soll untersucht werden, ob thermische Einflüsse auf die Unterkonstruktion ausreichend berücksichtigt wurden. Bei Nichteinhaltung normativer und herstellerspezifischer Vorgaben ist durch den sogenannten Raupeneffekt ein wandern der Anlage zum Dachrand hin möglich. Dadurch kann es zur Beschädigung der Dachhaut kommen, was mit einer Durchfeuchtung

der Dachkonstruktion und eindringendem Wasser verbunden sein kann. Es können elektrische Leitungen oder andere Anlagenteile beschädigt werden, was nicht zuletzt brandauslösende Wirkung haben könnte. Herabfallende Anlagenteile könnten zudem Personen verletzen.

## 2. Zur Verfügung gestellte Unterlagen

Zur Einarbeitung und Erstellung des Gutachtens wurden folgende Unterlagen bzw. Zugang zum Monitoring zur Verfügung gestellt:

### 2.1 Dokumentation der PV-Anlage

In der Dokumentation enthalten waren im wesentlichen Datenblätter, Installations- und Bedienungsanleitungen sowie Zertifikate zu den Module und Wechselrichtern. Des Weiteren war ein Strangplan sowie die Wechselrichterbelegung enthalten. Zur Unterkonstruktion gab es eine Dimensionierung mit Belegungs- und Ballastierungsplan die mit der vom Hersteller zur Verfügung gestellten Software K2-Base erstellt wurde.

### 2.2 Zugang zum Online-Monitoring

Es wurde mit Mail von \_\_\_\_\_ vom \_\_\_\_\_ ein Zugang zum Online-Monitoring von Kostal (Kostal-Solar-Portal) zur Verfügung gestellt.

## 3. Allgemeine Beschreibungen

### 3.1 Anlagenbeschreibung

Aufgrund der vorliegenden Akten kann die Anlage mit Errichtungsjahr 2023 wie folgt beschrieben werden:

Die Photovoltaikanlage befindet sich auf dem Flachdach einer Gewerbehalle in einem Gewerbegebiet in Langenfeld, NRW. Sie besteht aus 224 monokristallinen Photovoltaikmodulen des Herstellers Bauer Solar GmbH Typ BS-420-108M10HBB, einer Unterkonstruktion von K2-Systems Typ S-Dome 6.10 mit einer Aufständigung von 10° Richtung Süd-Südost sowie der DC-Strangverkabelung, bestehend aus 12 Strängen, die

direkt an die 2 Stück Wechselrichter des Herstellers Kostal, Typ PIKO CI 50 angeschlossen sind, welche einen weiteren Hauptbestandteil der Anlage darstellen. Für den Netzanschluss auf der Wechselspannungsseite (AC-Seite) der Wechselrichter wurde ein Anschlusskasten mit Netz- und Anlagenschutz sowie ein Zählerkasten mit Wandlermessung und Erzeugungszähler vorgesehen. Das Netzanschlusskabel, ein Starkstromkabel Typ NYCWY 4x70/35 wurde an eine bestehenden Unterverteilung angeschlossen und mit 125A NH00 Sicherungen abgesichert. Die Photovoltaikanlage kann über einen Funkrundsteuerempfänger vom Netzbetreiber gesteuert werden.

### 3.2 Verwendete Messverfahren

Zur Analyse der unter Ziffer 1.1 benannten Fehlerbeschreibung wurden beim betreffenden Wechselrichter im Rahmen der unter Ziffer **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschriebenen Ortstermine die Stränge auf Isolationsfehler gemessen. Dazu wurde ein Benning PV2 Installationstester (SN: 23.36) verwendet. Hiermit lässt sich feststellen, welcher Strang bzw. welche Stränge den im Wechselrichter eingestellten Mindestisolationswert unterschreiten. Zudem wurde mit diesem Messgerät auch der Widerstand des Potentialausgleichsleiters der Unterkonstruktion zur Haupterdungsschiene gemessen.

Zur Lokalisierung des Isolationsfehlers wurde ein Multimeter des Herstellers HT, Typ HT62 (SN: 220527406) verwendet. Das Messprinzip beruht darauf, dass sich die zu erwartende Strangspannung im Strang mit Isolationsfehler bei einer Messung der einzelnen Pole gegen Erde aufteilt. Ein Teil der Spannung fällt zwischen Plus und Erde, der andere Teil zwischen Minus und Erde ab. Das Verhältnis der gemessenen Teilspannungen übertragen auf die Modulverschaltung im Strang liefert einen Hinweis auf die Position des Isolationsfehlers, welcher somit weitestgehend eingegrenzt werden kann.

Zur Analyse der unter Ziffer 1.2 benannten Fehlerbeschreibung wurden im Vorfeld zum Ortstermin die Erzeugungskurven der einzelnen Stränge des einen Wechselrichters mit den Erzeugungskurven des anderen Wechselrichters verglichen um Auffälligkeiten bzw. Abweichungen zu erkennen. Für den Strang der eine Auffälligkeit aufzeigte wurde eine thermografische Untersuchung der Module im Zuge des zweiten Ortstermins durchgeführt. Hierbei kam ein Wärmebildkamera von Bosch, Typ GTC 400 C (SN: 030040912) zum

Einsatz. Die Module werden zum einen im Normalbetrieb, zum andern im Leerlauf thermografisch untersucht. Je nach Auffälligkeit im thermografischen Abbild lassen sich Rückschlüsse auf einen möglichen Fehler ziehen. Neben der Inaugenscheinnahme auffälliger Module wurden deren elektrische Werte gemessen, um Fehlerursachen zu bestätigen. Hierbei kam der oben genannte Benning PV2 Installationstester und ein Benning Sun 2 (SN: 11.94) zur Erfassung der Bestrahlungsstärke zum Einsatz.

Zur Überprüfung der unter Ziffer 1.3 genannten Fragestellung wurde zur Ermittlung des Haftreibungskoeffizients ein Königsberger Reibwertermittlungs-Set verwendet. Die angewandte Unterlage zwischen Reibklotz und Dachhaut entsprach im Material und Beschaffenheit der Bautenschutzelemente der Unterkonstruktionsschienen der Photovoltaikanlage.

## 4. Feststellung

### 4.1 Analyse mittels Onlinemonitoring

Über den zur Verfügung gestellten Zugang zum Onlinemonitoring wurde im Vorfeld zur Inaugenscheinnahme und Messung vor Ort eine Analyse der Leistungs-, Strom- und Spannungsverläufe durchgeführt. Zu beiden Wechselrichtern konnten für die jeweils 4 MPPTs (MPPT: Maximum Power Point Tracker) die Tagesverläufe von Leistung, Strom und Spannung angezeigt werden. Im ersten Schritt konnte anhand der stündlich dargestellten Erträge festgestellt werden, dass der Wechselrichter mit Seriennummernendung 28D im Schnitt einen, um ca. 5% geringeren Ertrag aufweist als der Wechselrichter mit Seriennummernendung 33D.

Bei der darauffolgenden Betrachtung der Werte des Wechselrichters mit vermindertem Ertrag konnte festgestellt werden, dass die Stränge, die am MPPT 3 und MPPT 4 angeschlossen sind, unterschiedliche Leistungskurven aufzeigen, wenngleich laut Dokumentation dieselbe Anzahl Modul angeschlossen sind und deren Ausrichtung identisch ist. Während die Betriebsspannungen der Stränge annähernd identisch ist und im Tagesverlauf des beispielhaft gewählten Tags 28.08.2024 (die Morgen- und Abendstunden ausgenommen) in beiden Strängen zwischen 540 V und 590 V liegt, weist der Strom des Strangs an MPPT 3 einen, um 14 % - 23 % verringerten Wert auf.

Beispielhaft ist in Abbildung 1 der Strom- und Spannungsverlauf der Stränge an MPPT 3 und MPPT 4 dargestellt. Die Spannungen weisen zum Zeitpunkt 28.08.2024 13 Uhr eine Differenz von 1,2 % auf, wobei die Spannung des MPPT 3 höher ist. Der Strom der beiden Stränge dagegen ist mit einer Abweichung von rund 14 % dargestellt.

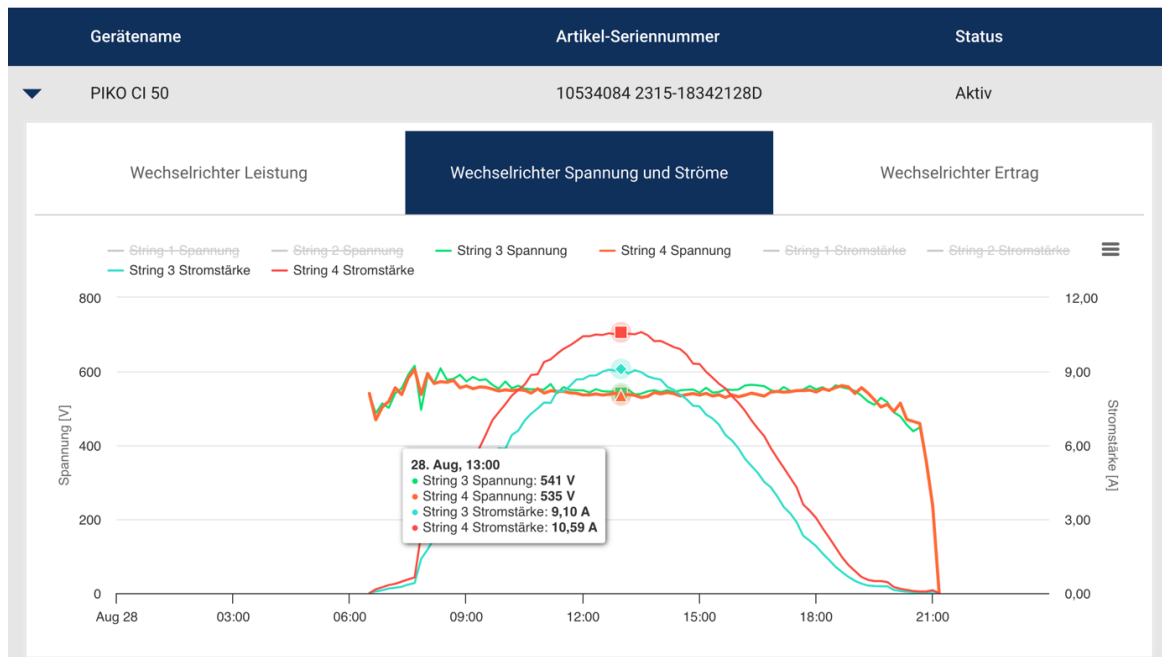


Abbildung 1: Strom- und Spannungsverlauf, Markierung 28.08.2024 13Uhr

## 4.2 Ortstermin

Zur weiteren Überprüfung der Fragestellungen wurden zwei Ortstermin durchgeführt, zu dem alle Parteien mit einem Vorlauf von 16 bzw. 21 Tagen eingeladen wurden.

Der erste Ortstermin fand am 20.11.2024 unter Teilnahme von Vertretern des Anlagenbetreibers (hier auch Gebäudeeigentümer), des Anlagennutzers (Mieter) und des Anlagenerrichters, Fa. \_\_\_\_\_ GmbH von 11:30 Uhr bis 14:30 Uhr statt. Das Wetter war stark bewölkt und regnerisch bei 9°C. Der zweite Termin fand am 25.11.2024 unter Teilnahme aller zuvor genannten Parteien im Zeitraum von 11:30 Uhr bis 14:45 statt. Das Wetter war sonnig bei wolkenlosem Himmel und 13°C.



Teilnehmer an den Ortsterminen:

Name	Firma	Funktion
		Anlagenbetreiber/ Gebäudeeigentümer
		Anlagennutzerin/ Mieterin
		Errichter
Armin Welter	Green Future Engineering GbR	Sachverständiger

Die Photovoltaikanlage wurde wie unter 3.1 beschrieben vorgefunden. Die Module sind auf dem Flachdach in 6 Blöcken mit 1 x 30, 3 x 36, 1 x 44, 1 x 42 Modulen angeordnet. Der Abstand zwischen den Blöcken beträgt im Minimum 0,49m. Die Module sind im Querformat orientiert und weisen im unteren Bereich, ca. 2 cm ab Rahmen, leichte Verschmutzungen durch Staubablagerungen auf. Die Schienen der Unterkonstruktion der einzelnen Blöcke sind mittels Alu Runddraht untereinander verbunden. Die Blöcke wiederum sind untereinander mit Potentialausgleichsleitungen verbunden, die mit Erdungsklemmen des Herstellers Dehn, Typ unbekannt an die Schienen angeschlossen sind. Auf den Schienen sind jeweils 1-5 Pflastersteine mit einem Gewicht von je ca. 3,6 kg zur Ballastierung aufgebracht. Die Grundschiene ist aus 1,5 m langen Schienenstücken zusammengesetzt und mit Steckverbindern mit Verriegelung durch Bolzen und Splinte verbunden. Jedes Schienenstück steht auf zwei aufgesteckten Bautenschutzmatte aus EPDM (Synthesekautschuk / Kunstgummi) – die Schiene selbst berührt die Dachhaut nicht. An den Steckverbindern sind jeweils zwischen den Schienen und dem Steckverbinder Potentialausgleichsklammern angebracht.

Die Kabel der PV-Anlage (zwischen den Modulen und Wechselrichtern) sind in einer Gitterrinne mittig des Daches bis zum Ende des Hauptgebäudes, dann rechtwinklig abbiegend bis zur Traufe geführt. Dort sind sie ungeschützt als Bündel über den Dachrand gelegt, um an der Fassade im Leerrohr weiter und ca. 3m tiefer in ein Nebengebäude eingeführt zu werden. In diesem Nebengebäude befinden sich die zwei Wechselrichter sowie der Anschluss- und Zählerkasten. An einigen Kabeln (6 Stk.) im ungeschützten Bereich am Dachrand ist es augenscheinlich zu Abschürfungen und Schnitten gekommen.

Die Verkabelung der Module untereinander ist mit Steckern und Buchsen des Herstellers Stäubli Typ MC4 ausgeführt. Die Kabel sind mit Kabelbindern unbekannter Art und Güte hochgebunden. Lose Kabel, die auf der Dachhaut aufliegen wurden nicht gesichtet.

Im Nebengebäude sind die Kabel im Kunststoffkabelkanal bis zu den Wechselrichtern geführt und dort mit Steckverbindern des Herstellers Amphenol angeschlossen. An jeden Wechselrichter sind 6 Stränge angeschlossen. Die AC-Seite der Wechselrichter sind mit Leitungen des Typs NYM-J 5x16mm<sup>2</sup> im Anschlusskasten angeschlossen und mit Lasttrennschaltern mit 63A Sicherungseinsätzen abgesichert. Von dort führt eine Querverbindung in den Zählerkasten, in welchem eine private Unterzählung als Wandlermessung die Erzeugung misst.

Der letztendliche Netzanschluss erfolgt wie unter 3.1 beschrieben. Das entsprechende Kabel ist durch ein Leerrohr in das Hauptgebäude verzogen.

Die im Anschlusskasten befindliche zentrale Netzüberwachung des Herstellers Bender, Typ VMD460-NA-D-2 sowie der Funkrundsteuerempfänger des Netzbetreibers sind über eine Cat7 Leitung mit einem der Wechselrichter verbunden. Dieser hat die Seriennummer ...33D und ist mit „Master WR“, der andere hat die Seriennummer ...28D und ist mit „Slave WR“ beschriftet. Die Wechselrichter sind untereinander ebenfalls mit einer Cat7 Leitung verbunden.

Während des ersten Ortstermins am 20.11.2024 war der Master WR im Normalbetrieb, am Slave WR jedoch leuchtete die Netzstatus LED nicht, sodass es hier augenscheinlich zu einer Unterbrechung der Energieproduktion gekommen war. Die Stränge und die Potentialausgleichsleitung wurden messtechnisch untersucht. Da im Strang ein Spannungsbereich > 500V vorliegen, wurde die Prüfspannung mit 1000V gewählt (vgl. DIN VDE 0126-23-1). Fünf der Stränge wiesen Isolationswerte zwischen 36 MΩ und 52 MΩ auf. Einer der Stränge (Beschriftung: am Pluspol 2/1/B2, am Minuspol 2/18/B2 → im weiteren Strang 2/B2 genannt) wies einen Isolationswert von 92 kΩ auf. Dieser Strang mit 18 Modulen wurde weiter untersucht. Die Spannung zwischen dem Pluspol und der Haupterdungsschiene betrug 674 V, während zwischen dem Minuspol und der Haupterdungsschiene 3,26 V gemessen wurde. In einem weiteren Schritt wurden alle Kabel die im Bereich der Dachkante Abschürfungen und Schnitte aufwiesen getrocknet und die beschädigten Stellen mit mehreren Lagen Isolierband umwickelt. Anschließend wurde der Strang erneut gemessen, wobei ein Isolationswert von 24 MΩ gegen Erde festgestellt wurde.

Im Zuge des zweiten Ortstermins wurden die Kennlinien der PV-Sträng an MPPT 3 (Kabelaufschrift 2/C1/1 und 2/C1/18) und MPPT 4 (Kabelaufschrift 2/D1/1 und 2/C1/18) des Slave WR, dessen Erzeugungskurve in der vergleichenden Betrachtung (siehe Ziffer 4.1)

eine auffällige Abweichung nach unten aufwies gemessen. Die Module, die an MPPT 3 angeschlossen sind wurden zusätzlich thermografisch untersucht. Einzelne Module des Strangs wurden letztlich auf Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom geprüft. Die Kennlinienmessung der beiden Stränge lieferte Leerlaufspannungen von 682 V für den Strang an MPPT 3 und 695 V für den Strang an MPPT 4. Die Kurzschlussströme wurden mit 5,0 A für den Strang an MPPT 3 und 5,1 A für den Strang an MPPT 4 festgestellt. Entsprechend der Kennlinie wurde der Punkt maximaler Leistung (MPP) des Stranges an MPPT 3 mit 598 V und 4,1 A und des Strangs an MPPT 4 mit 583 V und 4,8 A ermittelt. Abbildung 2 zeigt die Kennlinie des Strangs an MPPT 3 und Abbildung 3 zeigt die Kennlinie des Strangs an MPPT 4.

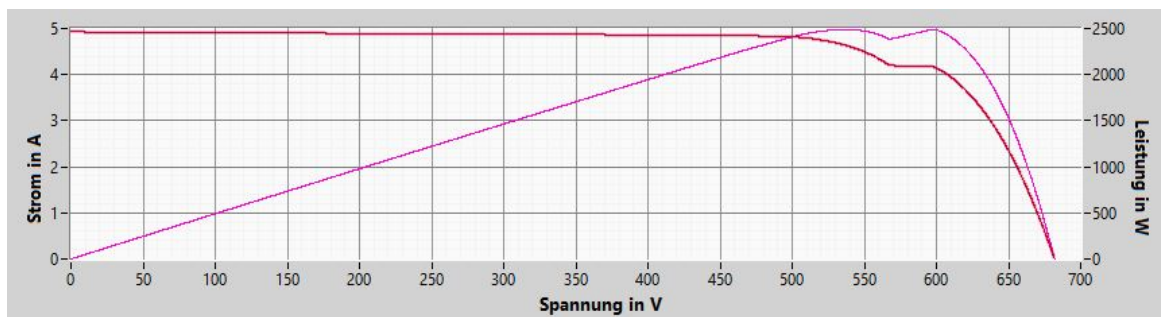


Abbildung 2: Kennlinie des Strangs an MPPT 3 - Strom-Spannungskennlinie in rot und Leistungskennlinie in violett (fiktiver Fehler, Kennlinie generiert mit PV-Teach 3.0)

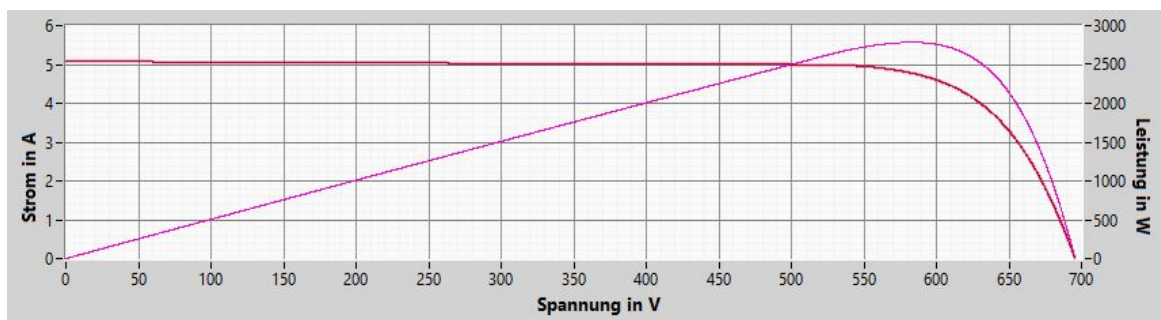


Abbildung 3: Kennlinie des Strangs an MPPT 4 - Strom-Spannungskennlinie in rot und Leistungskennlinie in violett (fiktiver Fehler, Kennlinie generiert mit PV-Teach 3.0)

In Abbildung 2 ist zu sehen, dass es eine Ausbildung zweier Maxima gibt.

Die thermografische Untersuchung diente der Fehlereingrenzung als Grundlage für die daraufhin folgende elektrische Messung ausgewählter Module. Eine thermografische

Untersuchung ist laut Praxisratgeber Thermografie für Photovoltaikanlagen (Testo SE & Co. KGaA) erst ab eine Bestrahlungsstärke von  $600\text{W/m}^2$  empfohlen, da bei geringeren Werten keine ausreichende Erwärmung schadhafter Stellen in Photovoltaikmodulen zu erwarten ist, was sich aus der Proportionalität aus Einstrahlung und Stromerzeugung ergibt. Letztlich werden schadhafte Stellen wärmer, je mehr Strom fließt.

Dies gilt sowohl im Leerlauf, als auch im MPPT-Betrieb und Kurzschlussfall.

Zum Zeitpunkt des Ortstermins wurde eine Einstrahlungsstärke von  $450\text{W/m}^2$  bis  $510\text{W/m}^2$  gemessen, was demnach nicht ausreichend war.

Nichtsdestotrotz konnten fünf Module gefunden werden, die erwärmte Stellen aufwiesen, die bei anderen Modulen nicht zu sehen waren. Diese Module wurden für eine genauere Untersuchung ausgewählt. Hinweis: die erwärmten Stellen können lediglich aufgrund der Thermografie nicht als fehlerhafte Stellen eingestuft werden.

Zwei der Module wiesen im mittleren Bereich einige Zellen mit einer um  $2\text{K} - 3\text{K}$  höheren Temperatur auf. Diese Zellen waren auf jeweils zwei Zellstränge mit je einer Bypassdiode verteilt. Die drei anderen Module zeigten eine um  $2\text{K} - 3\text{K}$  höhere Temperatur im Bereich der Anschlussdose.

Diese fünf Module wurden nach Lastfreischaltung aus der Strangverkabelung gelöst und einzeln elektrisch gemessen. Die Module mit erwärmten Zellen lieferten eine Leerlaufspannung von ca.  $38\text{V}$  und einen Kurzschlussstrom von  $5,0\text{A} - 5,2\text{A}$ . In etwa gleiche Werte lieferten zwei der Module mit Erwärmung im Bereich der Anschlussdose. Eines der drei letztgenannten Module lieferte eine Leerlaufspannung von  $25\text{V}$  und einen Kurzschlussstrom von  $4,2\text{A}$ . Dieses Modul ist im Strangplan mit 2/C1/12 bezeichnet.

Zur Ermittlung des Haftreibungskoeffizients wurde an 6 Stellen des Daches eine Zugprobe auf trockenem und nassem Untergrund durchgeführt. Die Messung wurde parallel zur Traufe durchgeführt. Das Messinstrument, der Königsberger Reibklotz hat ein Prüfgewicht von  $1\text{kg}$ . An dessen Unterseite wurde eine EPDM Matte befestigt, die sowohl bezüglich des Materials als auch der Oberflächenbeschaffenheit der in der Unterkonstruktion der Photovoltaikanlage verwendeten Bautenschutzmatte entsprach. Dieses Set wurde mit einer Federwaage gezogen und jeweils der Wert erfasst ab dem das Set anfängt zu Rutschen. Teilt man diesen Wert durch das Gewicht des Prüfgewichts, erhält man im Ergebnis den Haftreibungskoeffizient. An allen Messpositionen wurde sowohl bei nassem als auch bei trockenem Zustand ein Wert  $> 1$  ermittelt.

Foto 1: Übersicht  
Photovoltaikanlage



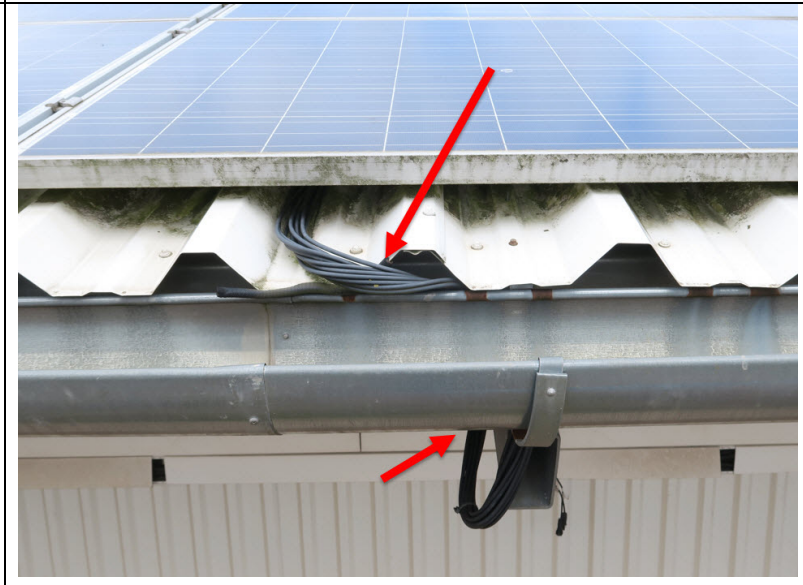


Foto 2: Übersicht  
Photovoltaikanlage



Foto 3:  
Bautenschutzmatte aus  
EPDM zwischen Schiene  
und Dachhaut



<p>Foto 4: Trennungsabstand = 49 cm</p>	
<p>Foto 5: Schienenverbinder mit Bolzen und Splint</p>	
<p>Foto 6: Leitungen ungeschützt über den Dachrand (Beispielhaftes Foto:</p>	

**Bild 7:**  
Zählerkasten mit  
Wandlermessung



**Bild 8:**  
Anschlusskasten mit  
Anschluss  
Wechselrichter, NA-  
Überwachung und Funk-  
rundsteuerempfänger



---

## 5. Beantwortung der Fragestellungen

### 5.1 Abschaltung durch Isolationsfehler

Die nach IEC 61730 und IEC 61215 Zertifizierten Module entsprechen durch doppelte oder verstärkte Isolierung der Schutzklasse II. Bei der Isolationsmessung sind in der Regel Werte im 2-3 -stelligen M $\Omega$ -Bereich zu erwarten. Der Wert sollte nach DIN VDE 0126-23-1 Tabelle 2 mindestens 1 M $\Omega$  betragen. Der Strang 2/B2 erfüllte diese Anforderung jedoch nicht.

Bei der Messung der Pole gegen Erde lässt sich in nicht-schadhaften Strängen keine stabile Spannung messen. Es wird zunächst ein höherer Wert angezeigt, der sich erst schnell und im niedrigeren Bereich dann etwas langsamer reduziert, um letztlich um einen Wert nahe 0 V zu pendeln. Die gemessenen, festen Spannungen zwischen Pluspol und Erde sowie Minuspol und Erde lassen den Rückschluss zu, dass der Isolationsfehler im Strangkabel des negativen Potentials liegen muss. Im weiteren konnte durch das provisorische Isolieren der schadhaften Stellen der Kabel am Dachrand der Fehler weiter eingegrenzt und lokalisiert werden.

Gemäß DIN VDE 0100-712.521.101 müssen geeignete Maßnahmen ergriffen werden, um das Risiko von Erd- und Kurzschlüssen der Kabel- und Leitungsanlage zu minimieren. Die ungeschützte Verlegung der Kabel über den Dachrand erfüllt diese Forderung nicht und kann daher als nicht fachgerecht bewertet werden.

### 5.2 Ertragsabweichung identisch ausgelegter Wechselrichter

Die Spannung in einem Strang hängt in erster Linie von der Anzahl der Module und der Modultemperatur ab. Die Spannungen von in Reihe geschalteten Modulen addiert sich und bestimmt die Strangspannung. Der Temperatureinfluss ist dahingehend gegeben, als dass sich die Modulspannung bei steigenden Temperaturen verringert. Im konkreten Fall werden zwei Stränge betrachtet, deren Module gleichen Umgebungsbedingungen ausgesetzt sind, weshalb der Temperatureinfluss bei der vergleichenden Betrachtung vernachlässigt werden kann.

Der Strom in einem Strang von in Reihe geschalteten Modulen fließt durch jedes Modul in gleicher Höhe und ist proportional durch die Sonneneinstrahlung abhängig.

Die Anzahl der in Reihe geschalteten Module spielt für die Stromstärke keine Rolle, jedoch kann der Strom durch Defekte in Modulen, mangelhafte Steck- oder Klemmverbindungen oder lange Leitungen und geringe Querschnitte begrenzt bzw. verringert werden.

Bei den unter Ziffer 4.1 und 4.2 beschriebenen Stränge sind jeweils 18 Module in Reihe geschaltet.

Die Strangspannung im Leerlauf müsste sich unter Berücksichtigung des Temperaturkoeffizient von  $T_{K, UL} = -0,26\%/^{\circ}C$  laut Datenblatt (Bauer Solar GmbH) und unter Annahme einer Modultemperatur von ca.  $13^{\circ}C$  wie folgt ergeben:

$$U_{Strang} = Modulanzahl * (U_L + (U_L * T_{K,UL} * \Delta T))$$

$U_{Strang}$  = Strangspannung

$U_L$  = Leerlaufspannung Modul

$\Delta T$  = Von  $25^{\circ}C$  (STC: Standard Test Conditions) abweichende Temperatur

$$U_{Strang} = 18 * (38,11V + (38,11V * (-0,26\%/^{\circ}C) * (-12^{\circ}C)) = 707,38V$$

Die Messergebnisse zeigen, dass der Strang an MPPT 4 eine Leerlaufspannung von 695 V, der an MPPT 3 dagegen 682 V aufweist. Die oben berechnete Spannung wird in beiden Strängen nicht erreicht, was auf die Bestrahlungsstärke von ca.  $500W/m^2$  zurückzuführen ist, denn in geringem Maße verringert sich die Modulspannung bei geringerer Bestrahlungsstärke. Entscheidend im konkreten Fall ist jedoch die Differenz der Leerlaufspannungen der Stränge von 13 V. Dies entspricht in etwa 1/3 der Spannung eines Moduls und weist auf eine Diode im Kurzschlussbetrieb hin, was durch die Einzelmessung des Moduls 2/C1/12 bestätigt wurde. Anstelle der erwarteten ca. 39 V wurde nur eine Spannung von 25 V gemessen. Ein Sub-String des Moduls liefert keine Spannung, da die Diode im Kurzschlussbetrieb ist, was auf einen Defekt zurückzuführen ist.

Der verminderte Kurzschlussstrom weist auf einen weiteren Defekt hin, denn es wäre zu erwarten, dass bei kurzgeschlossenener Diode zwar die Spannung verringert wird, aber der Strom ungehindert fließen kann.

Die in Abbildung 2 dargestellten zwei Leistungs-Maxima führen dazu, dass der MPP Tracker des Wechselrichters sich auf ein Maxima festlegt und dort verharrt. Entsprechend der

Ausführungen unter Ziffer 4.1 war dies augenscheinlich das zweite Maxima, das mit einem verringerten Strom und einer höheren Spannung einhergeht.

Die genaue Ursache für den verminderten Stromfluss im schadhaften Modul konnte jedoch nicht gefunden werden.

### 5.3 Berücksichtigung thermischer Einflüsse

Die DIN 18531 beschreibt, dass für Dachanwendungen ein Temperaturbereich von -20 °C bis +80 °C angenommen werden muss. Dies entspricht einem Unterschied von 100 K zwischen den niedrigsten und den höchsten erwartbaren Materialtemperaturen (vgl. Hinweispapier des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. - BSW-Solar).

Diese Temperaturänderungen bewirken ein Ausdehnen und Zusammenziehen von Materialien wie z.B. dem Aluminium der Unterkonstruktion der Photovoltaikanlage. Dieser Effekt kann bei leicht geneigten Dächern dazu führen, dass sich die Photovoltaikanlage im Laufe der Zeit in Richtung des Gefälles nach unten schiebt. Dieser Effekt wird auch 'Raupeneffekt' genannt. Um den daraus resultierenden Gefahren vorzubeugen, müssen Maßnahmen ergriffen werden. Das Hinweispapier des BSW-Solar macht hierzu Vorschläge, die in der Praxis erprobt und sind und regelmäßig angewandt werden.

Es ist eine Schutz- und Gleitlage zwischen den Schienen und der Dachhaut vorzusehen, und ein Verrutschen der Schienen auf eben dieser Lage muss vermieden werden.

Unterkonstruktionen auf nebeneinanderliegenden Dachflächen mit entgegengesetztem Gefällen können miteinander gekoppelt werden.

Es müssen Dehnungsfugen berücksichtigt werden, um die Auswirkung der thermischen Längenänderung zu verringern – hier sind insbesondere die Planungsleitfäden sowie die Installations- und Montageanleitungen der Hersteller zu beachten.

Der Unterkonstruktionshersteller K2-Systems gibt für die hier begutachtete Anlage grundsätzlich in der Installationsanleitung vor, dass in Längsrichtung der Schienen alle 12m ein Trennungsabstand von mind. 140mm vorgesehen werden muss. Die Länge der fest miteinander verbundenen nebeneinander installierten Module darf 15m nicht überschreiten. Auch dann muss ein Abstand von mind. 140mm vorgesehen werden (vgl. Montageanleitung, K2-Systems).

Die in der Unterkonstruktion vorgesehenen Bautenschutzmatte sind auf die Schienen aufgesteckt. Ihre Beschaffenheit weist eine gewisse Beweglichkeit in Längs- und

---

Querrichtung auf, sodass kleinere Bewegungen aufgrund thermischer Längenänderung kompensiert werden können. Die Schienenverbinder verfügen laut Datenblatt über ein Langloch, sodass hier weitere Flexibilität und Ausgleichmöglichkeit gegeben ist. Das größte zusammenhängende Modulfeld hat 6 Module nebeneinander und 7 Module hintereinander. Die Größe beträgt demnach in Längsrichtung der Schiene 6 x 1,53 m (Einzelschienenlänge + Verbinder) = 9,18 m Gesamtlänge und quer zur Schiene: 7 x 1,74 m (Modullänge + Modulklemme) = 12,18 m Gesamtbreite. Der Trennungsabstand zwischen den Modulfeldern beträgt Mindestens 0,49 m. In der Systemauslegung ist laut Dokumentation ein Haftreibungskoeffizient von 0,81 angenommen, was laut Hersteller der größte einzusetzende Wert ist. Der vor Ort gemessene Wert liegt mit >1 darüber. Eine mechanische Verbindung von Modulfeldern mit entgegengesetztem Gefälle gibt es nicht. Hierzu besteht jedoch weder normativ noch von Seiten des Herstellers eine explizite Forderung. Thermische Einflüsse sind entsprechend der Herstellerangaben somit ausreichend berücksichtigt.

## 6. Kosten der Ertüchtigung

Im Zuge der Beseitigung der zuvor genannten technischen Mängel müssen folgende Arbeiten ausgeführt werden:

- Reparatur der Kabel im Bereich des Dachrands
- Anbringen eines geeigneten Kabelschutzes
- Ersetzen des defekten Photovoltaikmoduls

Es wird davon ausgegangen, dass das defekte Modul zum Hersteller geschickt wird und daher keine Entsorgungskosten anfallen.

Kostenschätzung der Auszuführenden Arbeiten:

Pos.	Bezeichnung	Menge	Einheit	Einzelpreis	Gesamtpreis
1	Maßnahme zur Absturzsicherung	1	Pauschal	400 €	400 €
2	Pressverbinder + doppelte Isolierung - UV-beständig	6	Stk	5 €	30 €
3	Kabelschutzrohr, aufklappbar, UV-beständig	2	m	40 €	80 €
4	Photovoltaikmodul	1	Stk.	100 €	100 €
5	Kleinmaterial	1	Pauschal	30 €	30 €
6	Arbeitszeit: Reparatur der Kabel, Demontage defektes PV-Modul, Montage neues PV-Modul, Inbetriebnahme-messung	5	Std.	85 €	425 €
<b>Summe</b> (zzgl. MwSt)					<b>1.065 €</b>

## 7. Zusammenfassung

Aufgrund nicht fachgerechter Kabelführung im Bereich des Dachrands sind Schnitte und Abschürfungen in einigen Leitungen festzustellen, die bei Nässe letztlich zu einem Isolationsfehler führen sodass sich der Wechselrichter abschaltet.

Der Wechselrichter mit Seriennummernendung 28D weist einen, um ca. 5% geringeren Ertrag auf, was ursächlich an einem defekten Modul im Strang an MPPT 3 des Wechselrichters liegt.

**Armin Welter B.Eng. Elektrotechnik**  
Gutachter für Photovoltaik-Anlagen  
Pommernstr. 5, 51379 Leverkusen

**Kontakt**  
welter@gfe-pv.de  
+49 172 673 0061



---

Die thermischen Einflüssen auf das Material der PV-Anlage wurde durch Verwendung einer Unterkonstruktion, die Längenänderungen ausgleichen kann und durch das Vorsehen von Trennungsabständen in regelmäßigen Abständen unter Einhaltung der Herstellervorgaben ausreichend berücksichtigt.

Die Kosten der Ertüchtigung werden auf 1.065 € geschätzt.

Leverkusen, 06.12.2024

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Armin Welter", written over a horizontal line.

Armin Welter  
B. Eng. Elektrotechnik

---

## Literaturverzeichnis und Regelwerke

Bauer Solar GmbH. *PREMIUM PROTECT BS-108M10HBB-GG 420 - 430 W*. 19. Mai 2023.

Bundesverband Solarwirtschaft e.V. - BSW-Solar. *Hinweispapier des BSW-Solar -*

*Lagesicherung von PV-Flachdachanlagen gegen Verschiebung aufgrund thermischer Dehnung („Temperaturwanderung“)*. Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Februar 2019.

Diehl, Matthias. „Isolationsfehler an PV-Anlagen systematisch finden“. *pvKnowHowBlog*, 21.

August 2022, <https://photovoltaikbuero.de/pv-know-how-blog/isolationsfehler-an-pv-anlagen-systematisch-finden/>.

*DIN EN 62446-1 VDE 0126-23-1: 2019-4 Photovoltaik (PV)-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung Teil 1: Netzgekoppelte Systeme – Dokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und Prüfanforderungen*. April 2019.

*DIN VDE 0100-520 VDE 0100-520:2023-06 Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen*. Juni 2023.

*DIN VDE 0100-540 VDE 0100-540:2012-06 Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Erdungsanlagen und Schutzleiter*. Juni 2012.

*DIN VDE 0100-712:2016-10 - Errichten von Niederspannungsanlagen - Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme*.

K2-Systems. *S-Dome 6 System Xpress und Classic Montageanleitung*. <https://catalogue.k2-systems.com/mounting-systems/flat-roof-systems/k2-dome-6-system/#downloads/>. Zugegriffen 30. November 2024.

**Armin Welter B.Eng. Elektrotechnik**  
Gutachter für Photovoltaik-Anlagen  
Pommernstr. 5, 51379 Leverkusen

**Kontakt**  
welter@gfe-pv.de  
+49 172 673 0061



---

Testo SE & Co. KGaA. *Praxisratgeber Thermografie für Photovoltaikanlagen*. 2023,  
[https://www.testo.com/de-DE/downloads/praxisratgeber-thermografie-  
photovoltaikanlage](https://www.testo.com/de-DE/downloads/praxisratgeber-thermografie-photovoltaikanlage).

**Armin Welter B.Eng. Elektrotechnik**  
Gutachter für Photovoltaik-Anlagen  
Pommernstr. 5, 51379 Leverkusen

**Kontakt**  
welter@gfe-pv.de  
+49 172 673 0061



---

## Verbindliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich diese Arbeit selbstständig angefertigt habe und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt wurden.

Leverkusen, 06.12.2024

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Armin Welter", written in a cursive style.

Armin Welter