

**Stadt Delbrück**  
Himmelreichallee 20  
33129 Delbrück

## **Kläranlage Delbrück Neubau PV-Anlage**



**Mai 2026**

### **Bericht zur Ausführungsplanung**

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>VERANLASSUNG .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>KURZBESCHREIBUNG DES IST-ZUSTANDS.....</b>	<b>3</b>
2.1	VERSORGUNGSNETZ .....	3
2.2	VORHANDENE ERZEUGUNGSEINHEITEN (EZE) TYP1 (BHKW-ANLAGE).....	3
2.2.1	<i>Schutzeinrichtungen .....</i>	<i>4</i>
2.2.2	<i>Marktorientierte Einspeise-Steuerung.....</i>	<i>6</i>
2.2.3	<i>Einspeisemanagement (§9 EEG).....</i>	<i>7</i>
2.2.4	<i>Messkonzept .....</i>	<i>8</i>
<b>3</b>	<b>BESCHREIBUNG DER GEPLANTEN MAßNAHMEN .....</b>	<b>10</b>
3.1	GEPLANTE EZE TYP 2 (PV-ANLAGE) .....	10
3.1.1	<i>Festlegung der zu beachtenden Normen .....</i>	<i>10</i>
3.1.2	<i>Energy Management System (EMS).....</i>	<i>13</i>
3.1.3	<i>NA-Schutzkonzept.....</i>	<i>15</i>
3.1.4	<i>Kommunikationskonzept.....</i>	<i>17</i>
3.1.5	<i>Messkonzept .....</i>	<i>20</i>
3.1.6	<i>Auswahl der Solar-Module .....</i>	<i>24</i>
3.1.7	<i>Auswahl einer geeigneten Unterkonstruktion .....</i>	<i>26</i>
3.1.8	<i>Blitzschutz und Potentialausgleich .....</i>	<i>28</i>
3.1.8.1	<i>Teilanlage 1 "Fällmittelstation" .....</i>	<i>28</i>
3.1.8.2	<i>Teilanlage 2 "Gebläsestation" .....</i>	<i>29</i>
3.1.8.3	<i>Teilanlage 3 "Schlammmlager / Fahrzeughalle + SEA" .....</i>	<i>30</i>
3.2	ANORDNUNG DER PV-ANLAGE IM BESTEHENDEN NIEDERSPANNUNGSNETZ .....	32
3.2.1	<i>Teilanlage 1 Fällmittelstation .....</i>	<i>33</i>
3.2.2	<i>Teilanlage 2 Gebläsestation.....</i>	<i>36</i>
3.2.3	<i>Teilanlage 3 (Schlammmlager / Fahrzeughalle + SEA).....</i>	<i>39</i>
3.2.3.1	<i>Fahrzeughalle + SEA .....</i>	<i>39</i>
3.2.3.2	<i>Schlammmlager.....</i>	<i>42</i>
3.3	ANLAGENPERFORMANCE.....	49
<b>4</b>	<b>KOSTEN .....</b>	<b>51</b>

## **1      Veranlassung**

Die Stadt Delbrück betreibt am Standort "Am Bauhof 6, 33129 Delbrück" eine kommunale Kläranlage. Das Ingenieurbüro Dipl.-Ing. Dominik Klein, HydroCompact Ingenieure wurde beauftragt den Neubau einer Photovoltaik-Anlage auf dem Kläranlagengelände zu planen.

Die Anlage wird unter Einhaltung der geltenden Rechtsvorschriften und behördlichen Verfügungen sowie nach den anerkannten Regeln der Technik, insbesondere der VDE-Bestimmungen, VDE-Anwendungsregeln, den TAB und den ergänzenden Bestimmungen des regionalen Versorgungsnetzbetreibers (VNB) geplant.

Hiermit wird ein Kurzbericht zur Ausführungsplanung vorgelegt.

## **2      Kurzbeschreibung des IST-Zustands**

### **2.1   Versorgungsnetz**

Die Energieversorgung der Kläranlage erfolgt aus dem 20 kV Mittelspannungsnetz des VNB Westfalen-Weser Netz GmbH.

Der Netzverknüpfungspunkt (NVP) sowie der Netzanschlusspunkt (NAP) für die Netzeinspeisung ist die kundeneigene 20 kV-Übergabestation SL030907 " Am Bauhof 6" an der Leitung L2001.

Es liegt eine bis zum 03.11.2026 befristete, verbindliche Einspeisezusage des VNB für die Einspeisung aus einer Typ 2-EZE (PV-Anlage) mit 110 kVA vor.

### **2.2   Vorhandene Erzeugungseinheiten (EZE) Typ1 (BHKW-Anlage)**

An dem v.g. Anschluss ist bereits eine EZE des Typ 1, bestehend aus 2,0 Stk. BHKW (direktgekoppelt, asynchron) mit einer Einspeiseleistung von insgesamt 300 kW vorhanden.

Die Anlage verfügt über ein Anlagenzertifikat Typ B, welches die Konformität der EZE mit den technischen Anschlussregeln des Stromnetzes bestätigt.

### **2.2.1 Schutzeinrichtungen**

Folgende Schutzeinrichtungen des Netz- und Anlagenschutzes sind für diese EZE auf der Kläranlage bereits eingerichtet worden:

#### **1. Entkopplungsschutz (Netzschutz)**

Frequenzschutz: Trennt die Anlage bei unzulässigen Frequenzabweichungen im öffentlichen Netz, um die Netzstabilität zu stützen.

Spannungsgüte-Überwachung: Schutz vor zu hohen oder zu niedrigen Spannungen am Verknüpfungspunkt, um Schäden an der Anlage und benachbarten Verbrauchern zu verhindern.

#### **2. Anlagenschutz (Eigenschutz)**

Überstromzeitschutz: Kurzschluss- und Überlastschutz zum Schutz der internen Komponenten (wie Transformatoren oder Kabel) vor thermischer Zerstörung bei Fehlern innerhalb der Anlage.

#### **3. Erdschlussschutz**

Erdschluss-Wischerrelais /  $\cos \phi$ -Messung: Es kann die Richtung und Art eines Erdschlusses bestimmen werden, um eine schnelle Klärung herbeizuführen.

#### **4. Backup-Schutzfunktionen**

Rückleistungsschutz: Verhindert, dass die Erzeugungseinheit ungewollt Energie aus dem Netz bezieht (z. B. bei Ausfall des Primärenergieträgers), was besonders bei Generatoren / BHKWs wichtig ist, damit diese nicht als Motor laufen.

Schalerversagerschutz: Überwacht, ob der Leistungsschalter nach einem Auslösebefehl tatsächlich geöffnet hat. Wenn nicht, kann ein übergeordnetes Signal an den nächsthöheren Schalter gesendet werden.

## 5. Überlastschutz

Thermisches Abbild: Berechnung der Erwärmung von Transformatoren oder Kabeln basierend auf dem fließenden Strom. Auslösung des Leistungsschalters zur Vermeidung einer dauerhaften Schädigung der Isolierung.

## 6. Q/U-Schutz

Gleichzeitige Überwachung ob die Spannung unter einen Grenzwert fällt und ob Blindleistung in das Netz eingespeist wird.

Die aufgeführten Schutzfunktionen werden durch ein digitales Überstromzeitschutz-Relais aus der SIPROTEC Compact Serie (7SJ80) erfüllt, welches am NVP/NAP (hier 20kV-Übergabestation) installiert ist.



Bild 2.1: Überstromzeitschutz-Relais am NVP/NAP

### Details zum NA-Schutz der vorhandenen EZE

Innerhalb der BHKW-Anlagenschränke sind jeweils Kuppelschalter bestehend aus einem Leistungsschutz EATON DIL M400 und einem Leistungsschalter, EATON MZN3 in Reihe geschaltet. Das Schutzrelais (Siemens 7SJ8041) ist so programmiert, dass es beide Geräte parallel ansteuert. Das Schütz wird über den Ruhekontakt-Pfad der Spulenspeisung (Spannung weg = Aus) angesteuert. Der Leistungsschalter wird über einen Unterspannungsauslöser angesteuert. Falls die Kontakte des Schützes durch häufiges Schalten "verschweißen" sollten, garantiert der NZM3 als zweite Instanz die sichere Trennung – und umgekehrt. Das Schaltsignal für die innerhalb der BHKW Anlagenschränke installierten Kuppelschalter wird zwischen dem NVP/NAP und der NSUV-BHKW über LWL übertragen. Hierzu werden Medienkonverter eingesetzt. Mit diesen Geräten kann ein digitales Schaltsignal (12–24 VDC) über eine oder zwei LWL-Fasern bidirektional übertragen werden. Am Empfänger wird das digitalisierte Signal dann wieder als Schaltsignal über einen potenzialfreien Relaiskontakt ausgegeben.

Insgesamt wird eine maximal zulässige Auslösungszeit der Kuppelschalter von 100ms gemäß VDE-AR-N 4110 eingehalten.

## **2.2.2 Marktorientierte Einspeise-Steuerung**

Der Direktvermarkter für die EZE kann die Einspeisung der BHKWs variieren um den Gewinn zu maximieren. Die Anbindung an die Steuerung (hier SPS) erfolgt über ein Fernwirkgerät (Gateway). Über die Steuerung können die BHKWs einzeln gesteuert werden.



Bild 2.2: Direktvermarkter-Gateway in der NSUV BHKW

### 2.2.3 Einspeisemanagement (§9 EEG)

Der VNB kann die Anlage bei Netzüberlastung über eine innerhalb der NSUV BHKW installierte Fernwirkanlage ferngesteuert drosseln. Der Empfänger gibt die Signale über potenzialfreie Kontakte an die Digitaleingänge der Steuerung weiter.

Die Befehle des Netzbetreibers (EVU) haben aus Sicherheitsgründen immer Vorrang vor den Befehlen des Direktvermarkters.



Bild 2.3: EEG-Fernwirkanlage in der NSUV BHKW



## 2.2.4 Messkonzept

Zur Trennung von Netza abrechnung und Förderungs- bzw. Eigenverbrauchsnachweis sind am NVP/NAP und in der NSUV BHKW jeweils Messeinrichtungen als registrierende Leistungsmessung (RLM) installiert.

### Zähler am NVP/NAP (Mittelspannung):

Dieses ist der offizielle Übergabezähler zum VNB. Er erfasst die reine kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe: Wie viel Energie geht ins Netz, wie viel wird aus dem Netz bezogen (Zweirichtungszähler).

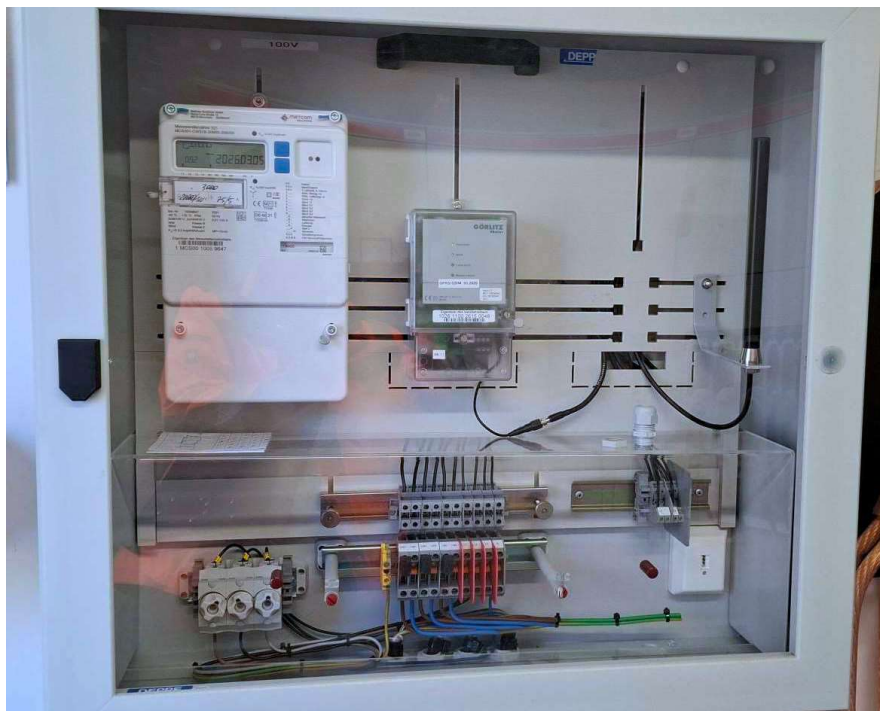


Bild 2.4: Übergabezähler am NVP/NAP

### RLM-Zähler in der NSUV-BHKW (Niederspannung):

Dieser Zähler sitzt direkt an der Erzeugungseinheit. Er misst die Brutto-Erzeugung. Da er als RLM-Zähler (registrierende Leistungsmessung) alle 15 Minuten Werte liefert, kann genau bestimmt werden, wie viel der erzeugten Energie direkt vor Ort verbraucht wird und wie viel tatsächlich am NVP/NAP ankommt.



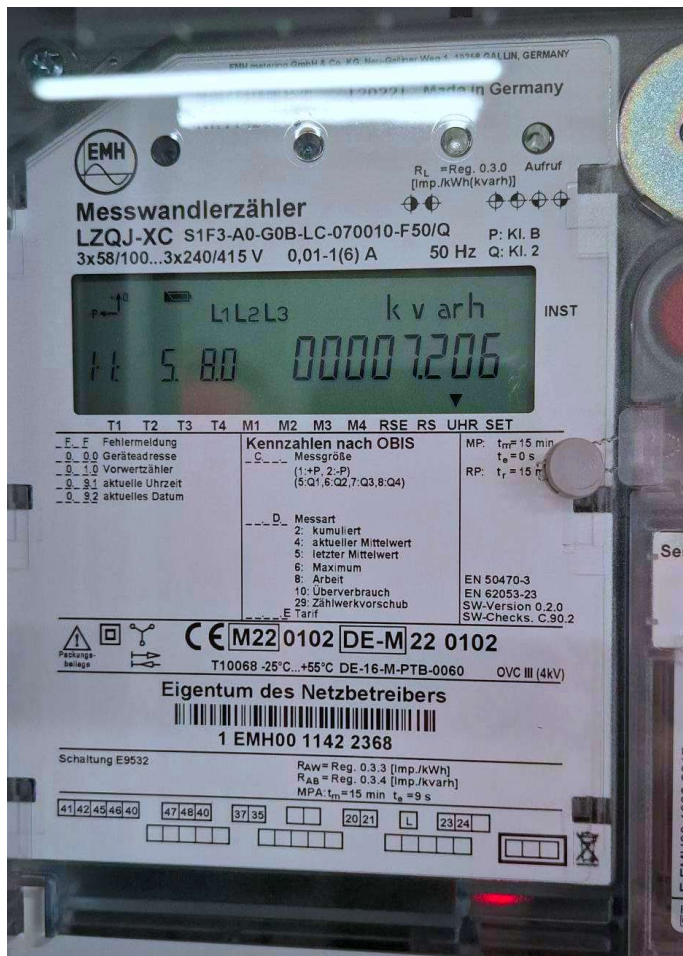


Bild 2.5: Zähler BHKW

Der Direktvermarkter benötigt die RLM-Daten der Erzeugung (NSUV-BHKW), um Fahrpläne zu erstellen und die Einspeisung präzise zu prognostizieren, während der VNB die Daten am NVP/NAP für die Netzsicherheit und Bilanzkreisabrechnung nutzt.

### 3 Beschreibung der geplanten Maßnahmen

#### 3.1 Geplante EZE Typ 2 (PV-Anlage)

Für die primäre Abdeckung des elektrischen Eigenbedarfs der Kläranlage soll zukünftig Strom aus Photovoltaik (EZE Typ 2) direkt auf der Kläranlage erzeugt werden. Die geplante Erzeugungseinheit verfügt über eine Wirkleistung (höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung gemäß Einheitenzertifikat)  $P_{\text{E}_{\text{max}}} = 124 \text{ kW}$ .

Die vorhandene EZE Typ 1 bleibt erhalten. Es entsteht eine Misanlage mit  $\Sigma P_{\text{E}_{\text{max}}} = 300 \text{ kW} + 124 \text{ kW} = 424 \text{ kW}$ .

##### 3.1.1 Festlegung der zu beachtenden Normen

Die Novelle 2025 der TAR Mittelspannung (VDE-AR-N 4110) liegt aktuell im Entwurf vor und ist noch nicht in Kraft getreten. Da bereits im Mai 2024 das "Solarpaket I" und die gesetzliche "Energieanlagen-Anforderungen-Verordnung", EAAV wirksam wurden, gilt bis zur Einführung der neuen "TAR Mittelspannung" eine Übergangsregelung. Der VNB hat uns hierzu am 12.05.2026 eine vereinfachte Übersicht zu den wesentlichen Unterschieden des Anschluss- und Nachweisprozesses durch die NELEV-Novelle 2024 und die EAAV zu den bisherigen Prozessen nach den TAR übermittelt. Demnach besteht eine Ausnahme von der Pflicht zur Vorlage eines Anlagenzertifikats Typ B für Erzeugungsanlagen und Speicher für Anlagen, die eine kumulierte installierte Leistung ( $\Sigma P_{\text{E}_{\text{max}}}$ ) von bis zu 500 kW hinter demselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung aufweisen und eine maximale Einspeiseleistung ( $P_{\text{AV,E}}$ ) von 270 kW erbringen (siehe Bild 3.1, Spalte 3). Diese Ausnahme gilt unabhängig von der Spannungsebene. Auch für Anlagen im vorgenannten Sinne, die an ein Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, sind zukünftig die Nachweise der VDE-AR-N 4105 für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz ausreichend. Dadurch soll das Nachweisverfahren für die genannten Anlagen vereinfacht werden.

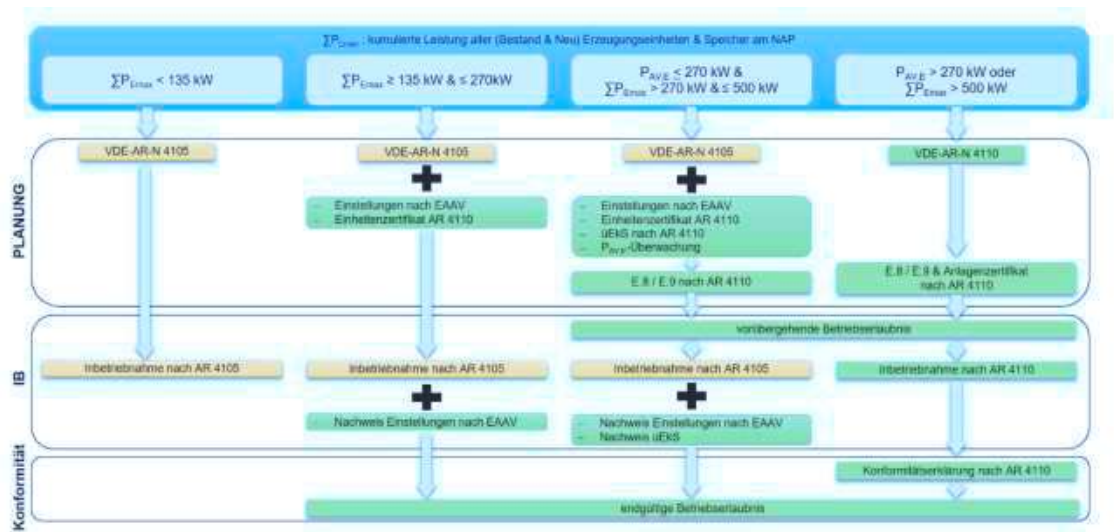


Bild 3.1: Vereinfachte Übersicht zu den wesentlichen Unterschieden des Anschluss- und Nachweisprozesses durch die NELEV-Novelle 2024 und die EAAV zu den bisherigen Prozessen nach den TAR (VDE, 2024)

Für diese Erzeugungsanlagen und Speicher gelten auf Grundlage der EAAV grundsätzlich die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 und, um der Systemstabilität Rechnung zu tragen, zusätzlich einzelne Anforderungen der VDE-AR-N 4110 für Anlagen mit Anschluss an der Mittelspannung.

Der VDE hat zu diesem Thema eine Anwendungshilfe zur "Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis Verordnung" (NELEV) Novelle 2024 und zur "Energieanlagen-Anforderungen-Verordnung" (EAAV) aufgestellt. Das vom VNB übermittelte und hier abgedruckte Bild 3.1 ist Teil dieser Anwendungshilfe.

Um von der v.g. Ausnahmeregelung zu profitieren, ist geplant die vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung  $P_{AV,E}$  am NVP/NAP für die Gesamtanlage auf **270 kW** zu begrenzen!

Zusammenfassend gelten für die aktuelle Anlagenplanung folgende Normen und Nachweise:

- Mit Inkrafttreten der EAAV sind Erzeugungsanlagen und Speicher mit  $\Sigma P_{Emax} > 270 \text{ kW}$  bis  $500 \text{ kW}$  und  $P_{AV,E} \leq 270 \text{ kW}$  von ihrem Anschlusspunkt mit dem öffentlichen Netz nach den aktuell gültigen Regeln der VDE-AR-N 4105 zu errichten.

- Die EAAV regelt jedoch, dass diese Anlagen abweichend zur VDE-AR-N 4105, folgende Anforderungen umsetzen müssen:
  - ein ggf. vorhandenes Frequenzvermögen bis 52,5 Hz nach der P(f)-Kennlinie der VDE-AR-N 4110 ist auszunutzen **und**
  - der Überfrequenzschutz ist zweistufig mit den Einstellwerten der VDE-AR-N 4110 auszuführen **und**
  - die Inselnetzerkennung ist zu deaktivieren **und**
  - ein übergeordneter Entkupplungsschutz ist zu installieren **und**
  - bei dem vorhandenen Leistungsverhältnis von  $P_{AV,E} / \Sigma P_{E_{max}} = 270 / 424 \text{ kW} = 0,64 > 0,54$  ist eine geeignete  $P_{AV,E}$ -Überwachung nach der aktuell gültigen VDE-AR-N 4105 ist zu installieren (Managementsystem).
- Einheitenzertifikat für die Wechselrichter nach VDE-AR-N 4110 ist Pflicht.

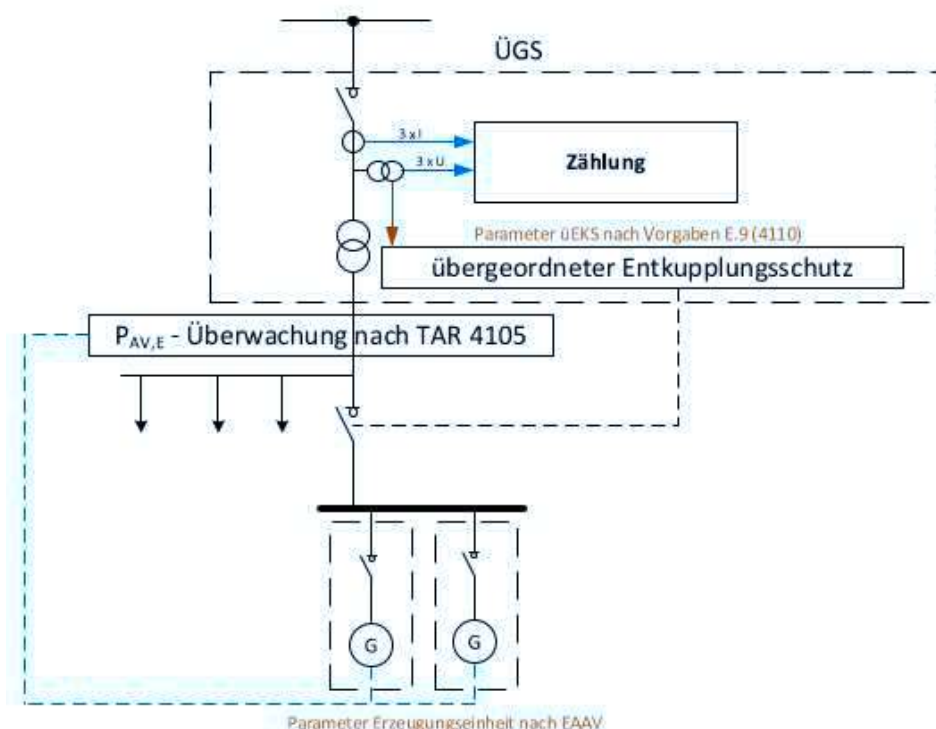


Bild 3.2: Nach EAAV zulässiges MS-Anschlusskonzept mit  $\Sigma P_{E_{max}} \leq 500 \text{ kW}$ , übergeordnetem Entkupplungsschutz und  $P_{AV,E}$ -Überwachung nach VDE-AR-N 4105 ( $P_{AV,E} / \Sigma P_{E_{max}} \geq 0,54$ ) (VDE, 2024)

### 3.1.2 Energy Management System (EMS)

Um am NVP/NAP unter der kritischen Schwelle von 270 kW Einspeiseleistung zu bleiben, muss ein Energy Management System (EMS) betrieben werden. Die EZE-BHKW verfügt bereits über einen zertifizierten EZA-Regler. Dieser kann um eine Ansteuerung der Wechselrichter erweitert werden. Dieses ist nach EAAV zulässig.

Die vorhandene Regelung der BHKW-Anlage ist aktuell so eingestellt, dass maximal 250 kW eingespeist werden können. Mehr ist verfahrenstechnisch derzeit nicht möglich, da die hierzu genutzte Primärenergiequelle (Klärgas) begrenzt ist. Da die PV-Anlage zukünftig zusätzlich Leistung liefert, müssen folgende Regelstrategien umgesetzt werden:

#### 1. Dynamische Wirkleistungsbegrenzung (Einspeisemanagement)

Am NVP/NAP muss permanent die tatsächliche Einspeisung erfasst werden. Sobald die Einspeisung den eingestellten Sollwert erreicht, muss die Regelung reagieren:

Sollwert: Die erzeugte Leistung muss soweit reduziert werden, dass am NVP/NAP exakt 270 kW nicht überschritten werden.

Regel-Priorität: Aus verfahrenstechnischen Gründen soll der Regler bei einer Sollwertüberschreitung primär die Leistung der PV-Wechselrichter regeln.

#### 2. Vorrangige Eigenstromnutzung

Die PV-Anlage ist mit  $P_{\text{Emax}} = 124 \text{ kW}$  so ausgelegt, dass Sie bei maximaler Erzeugungsleistung die Grundlast der Kläranlage abdeckt.

Beispiel:

Grundlast:	105 kW	
PV-Leistung:	124 kW	
Netzeinspeisung PV:	+19 kW	
Netzeinspeisung BHKW:	+ 250 kW	
Summe Netzeinspeisung:	+269 kW	< 270 kW !

Bei geringerer Grundlast sorgt der Regler dafür, dass die Leistung der PV-Anlage reduziert wird, um in Summe eine Netzeinspeisung von 270 kW nicht zu überschreiten.

### 3. Komponenten der Leistungsbegrenzung

Wie vorab bereits erläutert ist bei dem vorhandenen Leistungsverhältnis von  $P_{AV,E} / \Sigma P_{E_{max}} = 270 / 424 \text{ kW} = 0,64 > 0,54$  eine geeignete  $P_{AV,E}$ -Überwachung nach der aktuell gültigen VDE-AR-N 4105 zu installieren (Managementsystem). Es werden folgende Komponenten benötigt:

- Ein geeignetes Messgerät (Bestand: ABB M4M30) zur Leistungsmessung mit gültigem Zertifikat am NVP/NAP, welches die Daten in Echtzeit an den Regler liefert.
- Ein geeignetes Managementsystem (EMS) oder der vorh. EZA-Regler mit erweiterter Funktion zur Leistungsbegrenzung, damit sichergestellt ist, dass die 270 kW -Grenze physikalisch nicht überschritten wird.

Entweder ist die Software des EZA-Reglers (SPS EZE BHKW) zu erweitern und / oder es ist zusätzlich eine zu den Wechselrichtern passende, zertifizierte zentrale Kommunikations- und Steuereinheit (z.B. SMA Datamanager M) nachzurüsten.

#### Empfehlung:

Es wird empfohlen den vorh. EZA-Regler für die Kommunikation mit den Wechselrichtern zur Leistungsreduzierung der PV-Anlage zu verwenden.



### 3.1.3 NA-Schutzkonzept

Bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit  $P_{\text{Emax}} > 270 \text{ kW}$  und bis 500 kW ist MS-seitig ein übergeordneter Entkopplungsschutz nach den Vorgaben der VDE-AR-N 4110 zu installieren. Dieses zentrale Schutzelement ist bereits Teil der vorhandenen EZE-BHKW und wurde im Rahmen der Zertifizierung nach VDE-AR-N 4110 geprüft und anerkannt. Die korrekte Parametrierung ist im Rahmen dieser Maßnahme noch einmal zu prüfen und ggf. zu ändern.

Aufgrund des vorhandenen übergeordneten Entkopplungsschutzes kann der Netz- und Anlagenschutz auf der Niederspannungsseite als integrierter NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105 ausgeführt werden. Ein zentraler NA-Schutz ist in diesem Fall nicht notwendig, aber zulässig.

Eine Schutzprüfung für den NA-Schutz ist nicht erforderlich. Der Nachweis erfolgt im Rahmen des Inbetriebsetzungsprotokolls bzw. der Inbetriebsetzungserklärung.

Für eine möglichst wirtschaftliche Integration der PV-Anlage in das bestehenden Niederspannungsnetz der Kläranlage Delbrück sollen die auf den diversen Dachflächen geplanten PV-Generatoren dezentral in das lokale Niederspannungsnetz der Kläranlage einspeisen. Hierbei werden folgende Teilanlagen definiert:

<b>Teilanlage 1:</b>	Dach Fällmittelstation	$P_{\text{Emax}} = 12 \text{ kW}$
<b>Teilanlage 2:</b>	Dach Gebläsestation	$P_{\text{Emax}} = 12 \text{ kW}$
<b>Teilanlage 3:</b>	Dach Schlamm-lager	$P_{\text{Emax}} = 50 \text{ kW}$
	<u>Dach Fahrzeughalle und SEA</u>	<u><math>P_{\text{Emax}} = 50 \text{ kW}</math></u>
	Summe:	$P_{\text{Emax}} = 100 \text{ kW}$

Das zentrale Schutzrelais (üEKS) überwacht weiterhin am NVP/NAP und greift dort Spannung und Frequenz ab. Im Auslösefall sendet der üEKS ein Abschaltsignal an die Wechselrichter. Die Ansteuerung erfolgt jeweils über eine feste Steuerleitung, die auf den Schnellabschalt-Eingang (Remote Off / EPO / Fast Stop) des jeweiligen Wechselrichters verdrahtet ist. Die Funktion der Kuppelschalter wird durch die internen, redundanten Netztrennrelais der Wechselrichter bereitgestellt. Hierbei müssen die in den Wechselrichtern integrierten Relais nach VDE-AR-N 4105 zertifiziert sein und das externe Signal des üEKS software- und hardwareseitig priorisiert verarbeiten können. Die maximale Gesamtabschaltzeit der Kette (Messen, Auslösen, physisches Trennen) darf gemäß VDE AR-N 4105  $\leq 200$  ms nicht überschreiten. Da das übergeordnete Schutzrelais nach Mittelspannungsrichtlinie eingestellt wird, gelten für die Mess- und Signalverzögerung im Relais die Werte der VDE AR-N 4110. Um die v.g. 200 ms Gesamtabschaltzeit der Kette nicht zu gefährden, ist die softwareseitige Auslösezeit des Schutzrelais bei den unverzögerten Schaltstufen extrem straff auf  $\leq 100$  ms einzustellen.

Für die Teilanlage 3 mit insgesamt 100 kW und 145 A maximalem Strom wird, zusätzlich zu den innerhalb der Wechselrichter integrierten Netztrennrelais, ein externer Leistungsschalter (z.B. EATON NZM2, bis 250 A) in Reihe geschaltet.

Der Leistungsschalter fungiert grundsätzlich als Schutzorgan gegen Überlast und Kurzschluss. Als externer Kuppelschalter liefert er bei Auslösung der üEKS eine zusätzliche Sicherheit. Der Leistungsschalter wird mit einem Unterspannungsauslöser ausgestattet.

Die Wechselrichter überwachen den Zustand der integrierten Netztrennrelais permanent selbst intern. Sollte ein internes Relais verschweißen oder mechanisch hängen bleiben, erkennt das Gerät den Fehler sofort, sperrt sich selbst und gibt eine Fehlermeldung aus. Der übergeordnete Entkopplungsschutz misst die Spannung direkt am NVP/NAP. Löst der üEKS aus und unterbricht die Ruhestromschleife, trennen die Wechselrichter ihre AC-Ausgänge. Der üEKS

registriert den Erfolg der Abschaltung indirekt dadurch, dass am zentralen Messpunkt schlagartig kein Einspeisestrom mehr fließt.

Die Wechselrichter behalten lokal ihre Standard-Schutzfunktionen, wie den Schutz vor Unterspannung oder Überstrom auf dem jeweiligen Kabelstrang.

Wie in den EAAV-Sonderregeln definiert, wird die lokale Inselnetzerkennung der Wechselrichter deaktiviert, da das Gesamtsystem übergeordnet bewertet wird.

#### Konfiguration für den NA-Schutz

- Die internen Relais werden über das vorhandene NA-Schutzrelais (Siemens 7SJ8041) am NVP/NAP angesteuert.
- Schalt- und Meldesignale zwischen der üEKS und den Wechselrichtern werden über LWL und Kupferkabel übertragen. Hierzu wird das über LWL übertragene Signal jeweils über zertifizierte Medienkonverter ausgekoppelt.
- Die Relais werden nach dem Ruhestromprinzip angesteuert. Fehlt das Steuersignal am Eingang, dann öffnen sich die Kontakte.
- Insgesamt wird eine maximal zulässige Gesamtabschaltzeit der jeweiligen Kette von 200 ms gemäß VDE-AR-N 4105 eingehalten.

### **3.1.4 Kommunikationskonzept**

Für den normkonformen Betrieb der Erzeugungsanlage müssen folgende Kommunikationswege geschaffen werden:

- a) Kommunikation zwischen dem üEKS und den Kuppelschaltern
- b) Kommunikation zwischen dem EMS und den Wechselrichtern.

Zu a):

Um die geforderte Auslösezeit von  $\leq 200$  ms für den NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105 bei große Distanzen zwischen dem Schutzrelais (am NVP/NAP) und den Kuppelschaltern sicherzustellen, ist die Wahl des Übertragungswegs entscheidend. Die sicherste Lösung bei großen Distanzen ist die Kommunikation über

Lichtwellenleiter (LWL) mit zertifizierten Medienkonvertern, da die Übertragung sehr schnell und das System unempfindlich gegenüber EMV-Störungen und Potenzialunterschieden ist. Dieses Konzept entspricht dem Kommunikationspfad der bereits vorhandenen EZE BHKW.

Für die Teilanlage 2 ist folgender Signalweg geplant:

- Einbau eines zusätzlichen Medienkonverters im Wandschaltschrank in der Übergabestation,
- Einbau eines Medienkonverters in der NSHV,
- Herstellen einer LWL-Verbindung zwischen den beiden Medienkonvertern über ein bestehendes LWL-Kabel.
- Nutzung eines vorh. Steuerkabels zur Übertragung des Signals zwischen der NSHV und der Gebläsestation (NSUV T2)
- Beidseitiger Überspannungsschutz für die Steuerleitung.

Für die Teilanlage 1 ist folgender Signalweg geplant:

- Einzug eines Steuerkabels zur Übertragung des Signals zwischen der Gebläsestation (NSUV T2) und der Fällmittelstation (NSUV T1),
- Beidseitiger Überspannungsschutz für die Steuerleitung.

Für die Teilanlage 3 ist folgender Signalweg geplant:

- Auskoppeln des Steuersignals über den vorhandenen Medienkonverter in der NSUV BHKW,
- Einzug eines Steuerkabels zur Übertragung des Signals zwischen der NSUV BHKW und der NSUV T3 in der Fahrzeughalle,
- Beidseitiger Überspannungsschutz für die Steuerleitung.

Bei dem Schnellabschalt-Eingang der Wechselrichter handelt es sich jeweils um einen potentialfreien Digitaleingang. Dieser benötigt keine Fremdspannung!

Die Versorgung der Medienkonverter (Steuerspannung, 24V DC ) erfolgt jeweils stabil gepuffert (z.B. durch ein Netzteil mit USV).

Der Schaltstrom (Steuerspannung, 24V DC ) für den Leistungsschalter der Teilanlage 3 wird über Koppelrelais generiert. Die Steuerspannung wird lokal erzeugt und stabil gepuffert.

Zu b):

Das Energie-Management-System (EMS) benötigt eine Datenkommunikation mit den Wechselrichtern. Diese wird über eine Ethernet-Verbindung mit dem Protokoll Modbus/TCP realisiert. Dieses ist einerseits erforderlich um die Einspeiseleistung zu regeln und andererseits fordern der VNB und der Direktvermarkter jeweils Zugriff für das Einspeisemanagement nach EEG§9 bzw. die marktorientierte Einspeise-Steuerung.

Der vorhandene EZA-Regler überwacht bereits den NVP/NAP und kann auf die EZE BHKW steuernd einwirken. Um die 270 kW-Grenze einzuhalten, muss dieser Regler auch die neue EZE (PV-Wechselrichter) ansteuern. Der EZA-Regler gibt für jedes Gerät einen Sollwert vor.

Hier gibt es drei Möglichkeiten:

- a) Verwendung des vorh. Reglers der EZE BHKW und Erweiterung der Software um die Kommunikation mit den Wechselrichtern via Modbus/ TCP, ggf. sunspec Modbus.
- b) Verwendung einer zentrale Kommunikations- und Steuereinheit (z.B. SMA Data Manager M) als zusätzliche Reglereinheit. Bei dieser Lösung müssen zusätzliche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des Einspeisemanagements (§9 EEG) berücksichtigt werden.
- c) Verwendung des vorh. Reglers der EZE BHKW und Nutzung der zentralen Kommunikations- und Steuereinheit als Schnittstelle zur EZE PV. Der SMA Data

Manager M empfängt hierbei die Befehle vom EZA-Regler und verteilt diese auf die einzelnen Wechselrichter. Hierzu muss die vorhandene Software ebenfalls erweitert werden.

Es wird empfohlen den vorh. Regler weiter zu nutzen und für die Kommunikation mit den Wechselrichtern entsprechend zu erweitern (Lösung a). Ggf. kann auch nach c) verfahren werden.

Für die Daten-Kommunikation des EMS mit den Wechselrichtern ist eine Netzwerk-Verbindung zwischen dem EZA-Regler und den NSUVen T1, T2 und T3 zu realisieren. Der vorhandene Kommunikationsweg zwischen den einzelnen Steuerungen der Unterverteilungen ist veraltet und muss sowieso erneuert werden. Hierzu liegt bereits ein geeignetes Angebot der Fa. Bosmann vor. Auf die aktualisierte Datenkommunikation kann die erforderliche Kommunikation des Reglers mit den Wechselrichtern aufgesattelt werden.

### **3.1.5 Messkonzept**

In Abstimmung mit dem VNB Westfalen Weser Netz GmbH (WWN) ist das Messkonzept "MK2.10 Doppelter Selbstverbrauch" anzuwenden. Da unterschiedliche Energieträger (BHKW und PV) kombiniert werden, muss sichergestellt werden, dass die Erzeugungsmengen für die jeweilige Vergütung (EEG für PV, KWKG für BHKW) getrennt erfasst werden.

N1 + N2    Netzübergangszähler

Es handelt sich um den zentralen Zweirichtungszähler direkt am NVP/NAP.

N1 (Bezug): Misst den gesamten Netzstrom, der eingekauft wird.

N2 (Einspeisung): Erfasst die gesamte physikalische Überschusseinspeisung.





#### BHKW-Strom für den Eigenbedarf:

Falls die BHKW-Anlage den Energiebedarf der Kläranlage stützen muss, wird dies über den Zähler D2 erfasst. Er zeigt im Bezugsregister (1.8.0) an, wie viel Strom über die Kaskadengrenze zu den Verbrauchern geflossen ist. Abzüglich des Anteils, welcher aus dem Netz bezogen wird, ergibt sich der selbst genutzte BHKW-Strom zu:

$$\text{BHKW-Eigenverbrauch} = D2_{\text{Bezug}} - N1$$

#### BHKW-Einspeisung ins öffentlich Netz:

Der Gesetzgeber schreibt im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) vor, dass die Basis für jegliche Förderung (KWK-Zuschlag) eine direkte, physische Messung der Erzeugung sein muss. Eine bloße rechnerische Ermittlung durch die Subtraktion zweier anderer Zählerstände (Saldenbildung) ist für die staatliche Förderung und die Netzentgeltbefreiung gesetzlich nicht zulässig.

$$\text{BHKW-Einspeisung} = K2/1_{\text{Einspeisung}} - \text{BHKW-Eigenverbrauch}$$

#### PV-Anlagen-Berechnung:

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) schreibt für Solaranlagen dieser Größenordnung, seit dem Wegfall der EEG-Umlage, keine Bruttostrommessung für den eigenverbrauchten Strom mehr vor.

Für die Förderung gilt: Bei PV-Anlagen wird rein der ins Netz eingespeiste Überschuss vergütet. Dieser Überschuss wird über das Kaskaden-Messkonzept am Zähler D2 (Register 2.8.0) rechtssicher und eichrechtskonform messtechnisch erfasst.

#### Netzbezug:

Der Netzbezug kann direkt am Zähler N1 abgelesen werden.

**Wichtige technische Details für die Umsetzung der Messung:**

- Aufgrund der Anwendung der EAAV-Übergangsregelung darf die neu zu errichtende Wandlermessung (D2) nach dem Niederspannungsstandard VDE-AR-N 4100 errichtet werden.
- Für den zentralen Netzübergangszähler (N1/N2) besteht RLM-Pflicht, für die Kaskadenzähler (D2 und K2/1) hingegen nicht zwingend, sofern ein modernes intelligentes Messsystem (iMSys) eingesetzt wird. Der Zähler K2/1 im Bestand ist RLM-fähig. Für eine PV-Anlagengröße von 124 kW besteht gem. MsbG die Pflicht zum Einbau eines intelligenten Messsystems (iMSys), bestehend aus einem digitalen Zähler und einem Smart-Meter-Gateway (SMGW).
- Zeitsynchronität: Die internen Uhren des bestehenden RLM-Zählers (K2/1) und des neuen Smart-Meter-Gateways (für D2) müssen absolut synchron laufen, da bei der Viertelstunden-Saldierung ( $D2_{\text{Bezug}} - N1$ ) schon wenige Minuten Abweichung zu Fehlberechnungen führen würden. Dies stellt der Messstellenbetreiber bei RLM- und iMSys-Geräten durch die automatische, tägliche Zeitsynchronisation über das Mobilfunk- oder Festnetz sicher.

### 3.1.6 Auswahl der Solar-Module

Für einen maximalen Flächenertrag bei hoher Wirtschaftlichkeit werden Module des Typs N-Typ ABC- oder TOPCon-Technologie priorisiert.

Für die Montage auf silbernen Sandwichelementen ist das AIKO Neostar 2S+ (oder die neuere 3S-Serie) derzeit der Spitzenreiter, dicht gefolgt vom Trina Vertex S+.

Auf silbernen Sandwichelementen kann die Rückseite von Glas-Glas-Modulen das reflektierte Licht nutzen, was den realen Ertrag pro Fläche über die Nennleistung hinaus steigert (Albedo-Effekt). Aus diesem Grund werden ausschließlich bifaziale Glas-Glas-Module geplant.

Sandwichelemente verfügen über hervorragende Dämmeigenschaften, was dazu führt, dass die Wärme der Module kaum nach unten abgeführt werden kann. Aus diesem Grund sollten möglichst bevorzugt Module mit einem niedrigen Temperaturkoeffizienten gewählt werden, da diese "hitzeresistenter" sind und auch an heißen Sommertagen einen hohen Ertrag liefern.

Zusätzlich sollte eine ausreichende Hinterlüftung der Module geschaffen werden. Dieses wird durch die Montage auf Schienen mit einer Schienenhöhe von mindestens 30-40 mm erreicht.

#### Empfohlene Module im Vergleich

Kriterium	AIKO Neostar 2S+	Trina Vertex S+	DMEGC Infinity RT
Max. Leistung	455 - 470 Wp	445 - 455 Wp	455 - 460 Wp
Wirkungsgrad	bis zu 24,3 %	ca. 22,8 %	ca. 22,8 %
Technologie	N-Type ABC	N-Type i-TOPCon	N-Type TOPCon
Temperatur-Koeffizient	-0,26 % / °C	-0,30 % / °C	-0,30 % / °C
Preis-Leistung	Gehobene Mittelklasse	Marktführend (sehr günstig)	sehr wirtschaftlich

#### AIKO Neostar (Flächen-Champion):

Maximaler Ertrag: Durch die ABC-Technologie (alle Kontakte auf der Rückseite) wird die gesamte Vorderfläche zur Stromerzeugung genutzt. Dies führt zu hohen Wirkungsgraden von über 24 %.

Kühlung/Temperatur: AIKO hat einen der besten Temperaturkoeffizienten am Markt (-0,26 %). Das bedeutet, das Modul verliert bei Hitze (was auf Sandwichtächern oft vorkommt) deutlich weniger Leistung als Standardmodule.

#### Trina Vertex S+ (Wirtschaftlichkeits-Sieger):

Preis: Das Modul ist oft zu extrem kompetitiven Preisen (teils unter 70 €/Stk.) erhältlich.

#### DMEGC Infinity RT (Solider Allrounder):

Es bietet ein sehr ausgewogenes Verhältnis aus modernster TOPCon-Technik und hoher mechanischer Belastbarkeit

Aufgrund des hohen Wirkungsgrades und des besten Temperaturkoeffizienten wird ein 465Wp Modul **Fabrikat: AIKO, Typ: Neostar 2S+ AIKO-A465-MAH54Db** ausgewählt. Dieses Glas-Glas-Modul verfügt über einen Wirkungsgrad von 23,3%. Es ist zudem derzeit relativ günstig auf dem Markt zu bekommen, da der Hersteller bereits ein Nachfolgermodell (AIKO Neostar 3S+) mit Modulleistungen > 480 Wp auf den Markt gebracht hat. Da die Preise für 440W bis 465W Module derzeit massiv gefallen sind, ist der Aufpreis zu 480Wp+ Modulen oft noch unverhältnismäßig hoch. Das beste Preis-Leistungs-Verhältnis liegt aktuell bei Modulen mit ca. 450-465 Wp.

### 3.1.7 Auswahl einer geeigneten Unterkonstruktion

Für die ROMA Sandwichelemente Typ 82RD bietet die Fa. SL Rack ein spezialisiertes System an, das ohne Durchdringung der Dachhaut auskommt. Die Befestigung erfolgt direkt am Hinterschnitt des Paneelfalzes.

#### Empfohlene SL Rack Komponenten

Für eine professionelle und sichere Montage auf diesem spezifischen Paneel werden folgende Komponenten empfohlen:

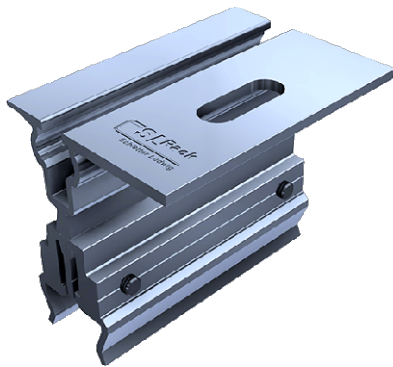


Bild 3.1: Basis-Klemme: Industriefalzklemme 2.0 - 1 (Art.-Nr. 11402-06)

Diese Klemme wurde explizit für das ROMA RD-Profil entwickelt. Sie greift formschlüssig in den Falz des Paneels, ohne die Außenschale zu verletzen. Sie dient als Fundament für das gesamte Schienensystem oder für eine schienenlose Montage.

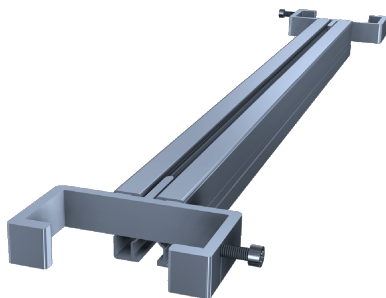


Bild 3.2: Schienensystem: SL Rack RAIL-Brücke für Roma RD



Um die Module stabil zu lagern und eine optimale Hinterlüftung zu gewährleisten, wird eine RAIL-Brücke auf die Industriefalzklemmen gesetzt. Sie dient dazu, ungünstige Falzabstände auf dem Roma RD Dachprofil zu überbrücken und so eine flexible, stabile Befestigungsebene für die Modulschienen zu schaffen. Dies ermöglicht eine optimale Flächennutzung, auch wenn die Modulmaße nicht exakt zum Raster des Blechfalzes passen.

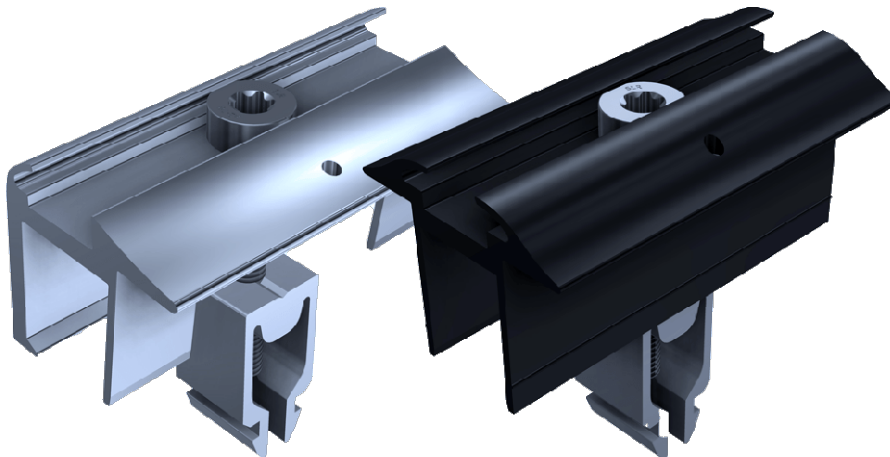


Bild 3.3: Modulklemmen: Mittel- und Endklemmen Vario

Zur Fixierung der PV-Module auf den Schienen werden die universellen Vario-Klemmen (z. B. Art.-Nr. 91160-01 / 91162-01) mit integrierten Erdungs-Pins (bzw. Erdungskralen) verwendet. Diese sind für Rahmenhöhen von 30 bis 50 mm geeignet und passen somit ideal zu den ausgewählten Modulen von AIKO.

### Montage-Varianten

**Schienenlose Montage (Landscape / horizontal):** Wenn die Module im Querformat montiert werden, können sie unter bestimmten Bedingungen direkt mit der Industriefalzklemme 2.0 - 1 befestigt werden. Dies ist die kostengünstigste Variante.

**Montage mit Schienensystem (Portrait / vertikal):** Für eine bessere Kühlung (Hinterlüftung) und stabilere Lastverteilung sollten die Module jedoch zwingend im Hochformat mit Industriefalzklemmen und RAIL-Brücken für Roma RD in

Kombination mit Tragschienen ausgeführt werden (Kreuzschienensystem). Das System besteht aus folgenden Bestandteilen:

- Basiselement: Industriefalzklemme 2.0 - 1 (Art.-Nr. 11402-06)
- Überbrückung: RAIL-Brücke für Roma RD (Art.-Nr. 11402-13)
- Verbindung: Kreuzverbinder (Art.-Nr. 91204-00)
- Tragschienen: SL Rack "Alpha" / "Rail" (z. B. Rail 40)
- Modulbefestigung: Vario-Mittel- und Endklemmen

### **3.1.8 Blitzschutz und Potentialausgleich**

#### **3.1.8.1 Teilanlage 1 "Fällmittelstation"**

Für Gebäude ohne äußeres Blitzschutzsystem gelten für den Potenzialausgleich der PV-Unterkonstruktion auf einem ROMA Metaldach primär die Vorgaben der DIN VDE 0100-712 sowie der Schutz gegen elektrischen Schlag nach DIN VDE 0100-410. Da das Dach großflächig aus leitfähigen Sandwichpaneelen besteht, greifen für die Installation folgende spezifische Vorgaben:

Das metallene Montagesystem der PV-Anlage muss zwingend in den Funktionspotenzialausgleich des Gebäudes eingebunden werden. Dies dient dem Personenschutz (Verhindern von Berührungsspannungen im Fehlerfall) und der Isolationsüberwachung des Wechselrichters. Hierzu wird das Montagesystem je Generatorfeld an zwei diagonal gegenüberliegenden Stellen über eine Multi-Erdungsklemme mit einem Erdungsleiter verbunden. Die Verbindung zur Haupterdungsschiene (HES) des Gebäudes muss mit einem Kupferleiter von mindestens 6 mm<sup>2</sup> Cu ausgeführt werden. Um eine mechanisch robuste Leitung zu erhalten wird ein Kabelquerschnitt von 16 mm<sup>2</sup> Cu geplant.

Der Potenzialausgleichsleiter muss abstandslos und parallel zu den DC-Leitungen bis ins Gebäude geführt werden. Hierdurch werden Leiterschleifen minimiert und es wird verhindert, dass bei fernen Blitzeinschlägen hohe Spannungen in die Strings induziert werden.

Die Potentialausgleichsleitungen sowie die Rückleitungen der DC-Verkabelung werden in UV-beständigen Kabelkanälen (z.B. Solar-Wellrohr) verlegt.

Das Roma Typ RD Paneel nutzt ein patentiertes Klemm-System, das ohne Anbohren der Außenschale auskommt. Die Verbindung der Unterkonstruktion mit der Dachhaut erfolgt mit SL Rack Industriefalzklemmen 2.0 - 1 . Diese sind für das Roma RD Paneel gemäß den Herstellerangaben von SL Rack generell blitzstromtragfähig nach DIN EN 62561-1 geprüft. Bei fachgerechter Montage ermöglicht die Klemme eine sichere elektrisch leitfähige Verbindung zwischen der PV-Unterkonstruktion und der Dachhaut. Somit ist eine automatische Verbindung gegeben und die Dachhaut ist gemeinsam mit der Unterkonstruktion an den Funktionspotenzialausgleich angeschlossen.

Sämtliche Schienenabschnitte des PV-Gestells müssen dauerhaft elektrisch leitend miteinander verbunden sein. An thermischen Trennstellen (Dehnungsfugen) sind flexible Erdungsbänder einzusetzen. Eine durchgehende Leitfähigkeit der PV-Module selbst ist im Regelfall nicht gefordert, sofern das Gestell flächig kontaktiert ist.

Auch ohne äußeren Blitzschutz ist der Einbau von Überspannungsschutzeinrichtungen (SPDs) nach DIN VDE 0100-443 und -534 gesetzlich verpflichtend. Auf der DC-Seite müssen vor dem Wechselrichter Überspannungsableiter vom Typ 2 installiert werden. Auf der AC-Seite werden an den Anschlusspunkten an das lokale Niederspannungsnetz ebenfalls Überspannungsschutzgeräte als Kombi-Ableiter Typ 1+2 vorgesehen.

### **3.1.8.2 Teilanlage 2 "Gebläsestation"**

Das Dach der Gebläsestation ist klassisch mit Betonpfannen (z. B. Frankfurter Pfanne) gedeckt. Das Gebäude ist mit einer äußeren Blitzschutzanlage ausgerüstet. In Höhe des Firsts sind an den Giebelspitzen Fangstangen installiert. Die Ableitungen laufen entlang des Firstgrades und der Giebelflächenkanten nach unten. Um insgesamt jeweils 16 Module auf einer Dachfläche positionieren zu können kann der Trennungsabstand zwischen den Modulen und den Ableitungen

an den Giebelseiten nicht eingehalten werden. Das gesamte PV-Generatorfeld wird Teil der äußeren Blitzschutzanlage.

Die Solarmodule werden auf horizontal verlaufenden Aluminiumschienen montiert. Die einzelnen Schienen werden mit mechanischen Schienenverbindern zusammengesteckt. Die Schienenverbinder müssen so konstruiert sein, dass sie beim Festziehen die Eloxalschicht des Aluminiums durchdringen und eine blitzstromtragfähige Verbindung gewährleisten.

Die Unterkonstruktion der PV-Anlage muss jeweils an den äußeren Enden jeder zusammenhängenden Schienenkonstruktion blitzstromtragfähig mit der Blitzschutzanlage verbunden werden. Weiter sind die oberste und unterste Tragschiene mit der Ableitung auf dem First bzw. der Dachrinne ebenfalls blitzstromtragfähig zu verbinden. Die Verbindungen sollten mit 8 mm Aluminium-Runddraht ausgeführt werden. Hierzu werden Kreuz- oder Parallelklemmen nach DIN EN 62561-1 eingesetzt.

Da die Schienen eine Länge von 10m jeweils unterschreiten und an den Enden jeweils mit den Ableitungen verbunden sind werden keine zusätzlichen vertikalen Kabelverbindungen zwischen den Schienen benötigt.

### **3.1.8.3 Teilanlage 3 "Schlammlager / Fahrzeughalle + SEA"**

Die Gebäude der Teilanlage 3 sind jeweils mit einer äußeren Blitzschutzanlage ausgerüstet. Hierbei wird die Dachhaut als Ableitung verwendet. Die Unterkonstruktion (UK) der PV-Anlage muss bei einer genutzten Dachhaut als Ableitung zwingend blitzstromtragfähig mit der Blitzschutzanlage verbunden werden, da der erforderliche Trennungsabstand bei Sandwichpaneelen technisch nicht eingehalten werden kann.

Vorgaben für die Erdung auf Sandwichpaneelen Roma Typ RD:

- Die PV-Unterkonstruktion wird unmittelbar auf der Metallhaut der Sandwichpaneele montiert. Jede Reihe der Unterkonstruktion ist mindestens an beiden Enden mit der Blitzschutzanlage zu verbinden.

- Auf der DC- und AC-Seite sind Kombiableiter vom Typ 1+2 zu installieren, um Blitzteilströme in das Gebäudeinnere abzufangen.

Die Verbindung der Unterkonstruktion mit der Dachhaut erfolgt wie bei der Teilanlage 1 mit SL Rack Industriefalzklemmen 2.0 - 1. Diese sind für das Roma RD Paneel gemäß den Herstellerangaben von SL Rack generell blitzstromtragfähig nach DIN EN 62561-1 geprüft.

Hieraus ergeben sich folgende Anforderungen für die Installation:

- Zertifizierung: Die Klemme ist technisch in der Lage, Blitzteilströme sicher von der PV-Unterkonstruktion in die Dachhaut (die als Ableitung dient) zu übertragen, sofern sie fachgerecht montiert ist.
- Montagevorgabe: Für die Gewährleistung der Blitzstromtragfähigkeit muss die Klemme mit dem vom Hersteller vorgeschriebenen Drehmoment von 10 Nm angezogen werden. Durch die hohe Klemmkraft wird eine elektrisch leitende Verbindung zwischen der UK und der Metallaußenschale der Paneele sichergestellt.
- Anschluss an den Blitzschutz: Da das PV-System den Trennungsabstand nicht einhalten kann und somit die Unterkonstruktion Teil des Blitzschutzsystems wird, muss diese über die v.g. Klemmen oder zusätzlich mit Erdungsverbindern von SL Rack, z.B: an den Dachrand und Feldenden, an das Blitzschutzsystem angebunden werden.

#### Wichtiger Hinweis:

Obwohl die Komponenten zertifiziert sind, muss die Gesamtausführung der Einbindung der PV-Generatorfelder der Teilanlagen 2 und 3 durch eine Blitzschutzfachkraft abgenommen werden, um sicherzustellen, dass die Pfade und Querschnitte der Norm entsprechen. Ggf. müssen auch die Fangstangen auf dem Dach der Gebläsestation verlängert werden, damit ein ausreichender Schutz gegeben ist.

Es wird empfohlen diese Kontrolle durch die Fa. Mauermann, welche auch mit der Herstellung der Blitzschutzanlage beauftragt ist, vornehmen zu lassen.

### **3.2 Anordnung der PV-Anlage im bestehenden Niederspannungsnetz**

Für die Errichtung von PV-Generatoren auf der Kläranlage Delbrück kommen diverse Gebäude in Frage, welche auf dem gesamten Betriebsgelände verteilt sind. Im Wesentlichen handelt es sich um die Dachflächen folgender Gebäude:

- Fällmittelstation (Sandwichprofile Roma Typ RD)
- Gebläsestation (Pfannendach)
- geplante Überdachung des Schlammagerplatzes (Sandwichprofile Roma Typ RD)
- Fahrzeughalle (Sandwichprofile Roma Typ RD)
- Schlammmentwässerungsgebäude (SEA) (Sandwichprofile Roma Typ RD)

Nachfolgend werden die wesentlichen Anlagendaten zusammenfassend dargestellt. Zusätzlich werden die für den Betrieb erforderlichen Komponenten der DC und AC-Seite erläutert.

### 3.2.1 Teilanlage 1 Fällmittelstation



Es werden ausreichende Randabstände hinsichtlich der Windlasten und Niederschlagswasserableitung eingehalten. Es werden maximal 2 Modulreihen übereinander montiert. Somit sind keine Wartungsgänge erforderlich.

Bei einer Dachneigung von 23°, einer Dachhaut in RAL 9006 und bei dachparalleler Montage mit ausreichendem Abstand zur Dachhaut (Hinterlüftung) kann ein "Bifacial Gain" von ca. 6 % bis 10 % kalkuliert werden (Ansatz + 8 %).

#### Fläche T1.1 (Südwest)

PV-Module: 12 x AIKO-A465-MAH54Db Neostar 2S+, Azimut: 53°, Neigung: 23°

String 1.1- 1x12 - 6,03 kWp

#### Fläche T1.2 (Nordost)

PV-Module: 12 x AIKO-A465-MAH54Db Neostar 2S+, Azimut: -127°, Neigung: 23°

String 1.2- 1x12 - 6,03 kWp



### Wechselrichter 1:

1 x SMA Sunny Tripower X STP 12-50

- max DC Leistung: 12,25 kW
- Der Wechselrichter wird mit dem optionalen DC-Überspannungsschutz Typ 1/2 (anstatt nur Typ 2) ausgerüstet (freiwillig zum Schutz des Wechselrichters, aufgrund der Anordnung auf Sandwichpaneelen).
- Max. AC-Wirkleistung ( $\cos \varphi = 1$ ): 12,00 kW



### **DC Verkabelung:**

String 1.1 bis WR1: Kupfer, 10,0 m, 6,0 mm<sup>2</sup>  
I: 16,0 A, U: 394,3 V, Spannungsfall 0,9 V,

String 1.2 bis WR1: Kupfer, 10,0 m, 6,0 mm<sup>2</sup>  
I: 13,1 A, U: 387,0 V, Spannungsfall 0,8 V,

String 1.3 nicht belegt

### **AC-Verkabelung:**

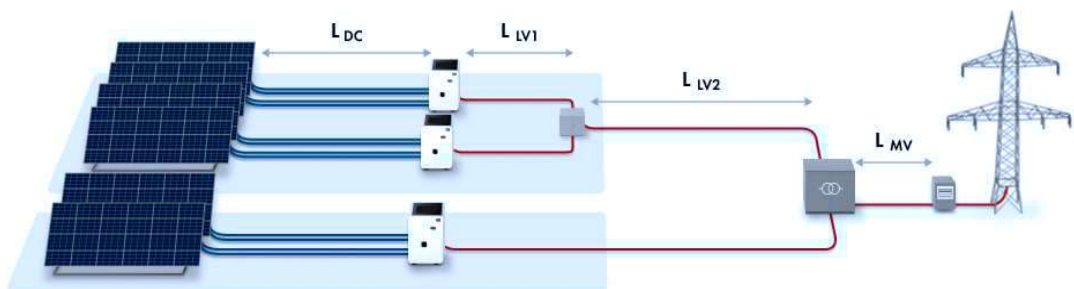


Bild 3.4: Grafik Stromnetz und Verkabelung

LV1: WR1 bis NSUV T1: Kupfer, 3,0 m, 6,0 mm<sup>2</sup>  
Strom: 16,1 A, U: 230 V, Spannungsfall 0,1 V  
Kabel gew.: z.B. ÖLFLEX® CLASSIC 100 Black 5G6 (flexibel),  
Absicherung: MCB 25A/C (NSUV T1)



### NSUV T1:

Die NSUV T1 befindet sich im überdachten Außenbereich der Fällmittelstation. Sie dient der:

- Absicherung der AC-Leitung des Wechselrichters,
- der Aufnahme von Überspannungsschutzgeräten,

Für die Unterbringung der Schaltanlage wird ein Aufputz Kleinverteiler, 2-reihig mit 24 TE vorgesehen. Der Wechselrichter verfügt über eine integrierte, allstromsensitive Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU). Diese interne Schutzfunktion überwacht permanent sowohl AC- als auch DC-Fehlerströme gegen Erde. Ein externer Fehlerstrom-Schutzschalter (RCD) für den reinen Betrieb des Wechselrichters ist daher nicht erforderlich.

LV2:        NSUV T1 bis NSHV:    Kupfer, 50,0 m, 16,0 mm<sup>2</sup>  
              Strom: 16,1 A, U: 230 V, Spannungsfall 1,4 V  
              Kabel: Bestand  
              Absicherung: 50A gG (innerhalb NSHV, Bestand prüfen!)

### Überspannungsschutz:

Unmittelbar am Ausgang des WR1 wird ein Überspannungsschutz Typ 1/2 z.B. Modell: FLT-SEC-T1+T2-3S-350/25-FM (Artikelnummer: 2905470) installiert. Für das Überspannungsschutzgerät wird eine separate Vorsicherung DO2 35A gG geplant. Für die Übertragung des potentialfreien Fernmeldekontakts ist dieser über eine Steuerleitung auf den digitalen Eingang Nr. 6 des Wechselrichters zu führen.

Für die Kommunikation des Wechselrichters mit dem EMS wird eine Datenleitungen (Cat.7 Erdkabel) zwischen den NSUV T1 und NSUV T2 eingezogen. Die Datenleitung ist beidseitig vor Überspannungen zu schützen mit z.B. DEHNpatch DPA M CLE RJ45B 48 (Art.-Nr. 929 121).

### Potentialausgleich

Die SPD müssen auf kürzestem Weg mit der Haupterdungsschiene (HES) oder dem Fundamenterder verbunden werden.

### 3.2.2 Teilanlage 2 Gebläsestation



Es werden ausreichende Randabstände hinsichtlich der Windlasten und Niederschlagswasserableitung eingehalten. Es werden maximal 2 Modulreihen übereinander montiert. Somit sind keine Wartungsgänge erforderlich. Bei diesem Gebäude ergibt sich aufgrund der vorhandenen Bedachung (Pfannendach) kein bifazialer Gewinn.

#### Fläche T2.1 (Südwest):

PV-Module: 16 x AIKO-A465-MAH54Db Neostar 2S+, Azimut: 53°, Neigung: 32°

String 2.1- 1x 16 - 7,44 kWp

#### Fläche T2.2 (Nordost):

PV-Module: 16 x AIKO-A465-MAH54Db Neostar 2S+, Azimut: -127°, Neigung: 32°

String 2.2- 1x 16 - 7,44 kWp

Wechselrichter 2:

1 x SMA Sunny Tripower X STP 12-50



- max DC Leistung: 12,25 kW
- Der Wechselrichter wird mit dem optionalen DC-Überspannungsschutz Typ 1/2 ausgerüstet.
- Max. AC-Wirkleistung ( $\cos \varphi = 1$ ): 12,00 kW

**DC Verkabelung:**

String 1.1 bis WR2: Kupfer, 10,0 m, 6,0 mm<sup>2</sup>  
I: 14,8 A, U: 525,9 V, Spannungsfall 0,8 V,

String 2.2 bis WR2: Kupfer, 10,0 m, 6,0 mm<sup>2</sup>  
I: 11,5 A, U: 515,9 V, Spannungsfall 0,6 V,

String 1.3 nicht belegt

**AC-Verkabelung:**

LV1: WR2 bis NSUV T2: Kupfer, 8,0 m, 6,0 mm<sup>2</sup>  
Strom: 17,4 A, U: 230 V, Spannungsfall 0,4 V  
Kabel gew.: z.B. ÖLFLEX® Classic 100 Black 5G6 (flexibel),  
Absicherung: MCB 25A/C (NSUV T1)

LV2a: NSUV T2 bis NSUV GB: Kupfer, ca. 9,0m, 16 mm<sup>2</sup>  
Strom: 17,4 A, U: 230 V, Spannungsfall 0,1 V  
Kabel: z.B. ÖLFLEX® Classic100 5G16 (flexibel)  
Absicherung: DO2, 50A gG (innerhalb NSUV GB)

LV2b: NSUV T2 bis NSHV: Kupfer, ca. 100m, 2x240 mm<sup>2</sup>  
Strom: 17,4 A, U: 230 V, Spannungsfall 0,1 V  
Kabel: Bestand  
Absicherung: Bestand (innerhalb NSHV, Bestand prüfen)

### NSUV T2:

Die NSUV T2 befindet sich innerhalb der Gebläsestation. Sie dient der:

- Absicherung der AC-Leitung des Wechselrichters,
- der Aufnahme von Überspannungsschutzgeräten,

Für die Unterbringung der Schaltanlage wird, analog zur NSUV T1, ein Aufputz Kleinverteiler, 2-reihig mit 24 TE vorgesehen.

### Überspannungsschutz:

Unmittelbar am Netzzugang der Schaltanlage wird ein Überspannungsschutz Typ 1/2 z.B. Modell: FLT-SEC-T1+T2-3S-350/25-FM (Artikelnummer: 2905470) mit separater Vorsicherung DO2, 35A gG angeordnet. Für die Übertragung des potentialfreien Fernmeldekontakts ist dieser über eine geschirmte Steuerleitung (A-2Y(St)2Y 2x2x0,8 Bd) auf den digitalen Eingang Nr. 6 des Wechselrichters zu führen. Da der Wechselrichter außerhalb des Gebäudes angeordnet ist, ist die Leitung innerhalb der NSUV T2 gegen Überspannung z.B. mit DEHNconnect RK Typ DCO RK MD 24, (Art.-Nr. 919 921) zu schützen.

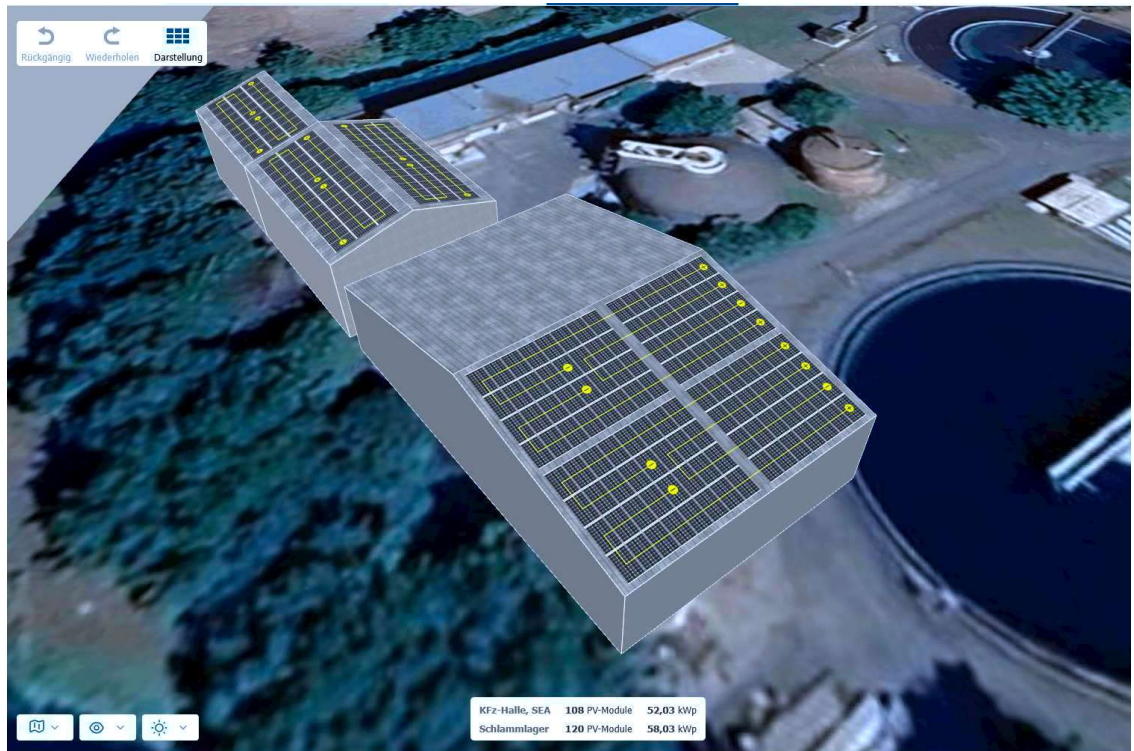
Zwischen der NSUV T1 und der NSUV T2 sowie zwischen der NSUV BHKW und der NSUV werden jeweils Kupfer-Signalleitungen des üEKS verlegt (A-2Y(St)2Y 2x2x0,8 Bd). Die Leitungen ist jeweils beidseitig gegen Überspannung z.B. mit DEHNconnect RK Typ DCO RK MD 24, (Art.-Nr. 919 921) zu schützen.

Für die Kommunikation der Wechselrichter mit dem EMS wird eine Datenleitungen (Cat.7 Erdkabel) zwischen den WR 1 und 2 eingezogen. Die Wechselrichter verfügen jeweils über zwei Ethernet-Ports. Diese beiden Anschlüsse sind über einen integrierten Switch miteinander verbunden. Die Datenleitung ist beidseitig vor Überspannungen zu schützen mit z.B. DEHNpatch DPA M CLE RJ45B 48 (Art.-Nr. 929 121).

### Potentialausgleich

Die SPD müssen auf kürzestem Weg mit der Haupterdungsschiene (HES) oder dem Fundamenterder verbunden werden.

### 3.2.3 Teilanlage 3 (Schlammlager / Fahrzeughalle + SEA)



Die Teilanlage 3 besteht aus den Generatorfeldern Fahrzeughalle Fläche 1 und 2 (Satteldach Südwest und Nordost), SEA Fläche 3 (Pulldach Südwest) und Schlammlager Fläche 4 (Satteldach Südost).

#### 3.2.3.1 Fahrzeughalle + SEA

##### ***Fahrzeughalle***

Es werden ausreichende Randabstände hinsichtlich der Windlasten und Niederschlagswasserableitung eingehalten. Es werden maximal 3 Modulreihen übereinander montiert. Somit sind keine Wartungsgänge erforderlich.

Bei einer Dachneigung von 15°, einer Dachhaut in RAL 9006 und bei dachparalleler Montage mit ausreichendem Abstand zur Dachhaut (Hinterlüftung) kann ein "Bifacial Gain" von 5 % angesetzt werden.



### Fläche T3.1 (Südwest)

PV-Module: 39 x AIKO-A465-MAH54Db Neostar 2S+, Azimut: 53°, Neigung: 15°

String 1.1- 1x20 - 9,77 kWp

String 1.2- 1x19 - 9,28 kWp      Summe:      19,04 kWp

### Fläche T3.2 (Nordost)

PV-Module: 39 x AIKO-A465-MAH54Db Neostar 2S+, Azimut: -127°, Neigung: 15°

String 1.5- 1x20 - 9,77 kWp

String 1.6- 1x19 - 9,278 kWp      Summe:      19,04 kWp

### **SEA**

Es werden ausreichende Randabstände hinsichtlich der Windlasten und Niederschlagswasserableitung eingehalten. Es werden maximal 3 Modulreihen übereinander montiert. Somit sind keine Wartungsgänge erforderlich.

Bei einer Dachneigung von 15°, einer Dachhaut in RAL 9006 und bei dachparalleler Montage mit ausreichendem Abstand zur Dachhaut (Hinterlüftung) kann ein "Bifacial Gain" von 5 % angesetzt werden.

### Fläche T3,3 (Südwest)

PV-Module: 30 x AIKO-A465-MAH54Db Neostar 2S+, Azimut: 53°, Neigung: 15°

String 1.3- 1x15 - 7,32 kWp

String 1.4- 1x15 - 7,32 kWp      Summe:      14,65 kWp

### Wechselrichter 1:

1 x SMA Sunny Tripower STP 50-40/41 (CORE1)



- max DC Leistung: 51 kW
- Der Wechselrichter verfügt über einen eingebauten DC- und AC Überspannungsschutz Typ 1/2.
- Max. AC-Wirkleistung ( $\cos \varphi = 1$ ): 50,00 kW

#### *DC Verkabelung:*

String 1.1 bis WR3:	Kupfer, 20,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 15,2 A, U: 657,5 V, Spannungsfall 1,7 V
String 1.2 bis WR3:	Kupfer, 20,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 15,2 A, U: 624,6 V, Spannungsfall 1,7 V
String 1.3 bis WR3:	Kupfer, 30,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 15,2 A, U: 493,1 V, Spannungsfall 1,7 V
String 1.4 bis WR3:	Kupfer, 30,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 15,2 A, U: 493,1 V, Spannungsfall 2,6 V
String 1.5 bis WR3:	Kupfer, 25,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 13,0 A, U: 644,9 V, Spannungsfall 2,6 V
String 1.6 bis WR3:	Kupfer, 25,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 13,0 A, U: 612,6 V, Spannungsfall 1,9 V

#### *AC-Verkabelung*

LV1:	WR3 bis NSUV T3: Kupfer, 3,0 m, 35,0 mm <sup>2</sup> Strom: 72,5 A, U: 230 V, Spannungsfall 0,1 V => Kabel gew.: z.B. H07RN-F 5Gx35 (flexibel), Absicherung: 100A gG
------	---

### 3.2.3.2 Schlammmlager

#### *Layout*

Bei einer Dachfläche mit den Abmessungen 15,3 m Höhe x 19,0 m Breite und einer geringen Neigung von 12° sind Wartungsgänge für die langfristige Ertragsverfügbarkeit unverzichtbar. Bei einer Belegung über 15,3 m Höhe können theoretisch bis zu 9 Module senkrecht übereinander montiert werden.

- **Reinigung:** Bei nur 12° Neigung ist die Selbstreinigung durch Regen gering. Staub und Pollen sammeln sich an den unteren Modulkanten. Ohne Wartungsgänge können die mittleren Module nicht zur Reinigung erreicht werden.
- **Technik-Check:** Sollte ein Modul in der Mitte des Feldes einen Defekt haben (z. B. Haarriss oder defekte Bypass-Diode), müsste man zur Reparatur über die anderen Module klettern. Dieses führt zu einer unnötigen Gefährdung für das Servicepersonal. Zudem können an den Modulen hierdurch neue Schäden auftreten.
- **Thermische Trennung:** Bei 19 m Breite müssen die Schienen der Unterkonstruktion (nach ca. 12 m) thermisch getrennt werden, da sie sich bei Hitze ausdehnen. Ein Wartungsgang stellt hier eine natürliche Trennung dar.

Um die Fläche optimal zu nutzen und die Wartung zu ermöglichen, wird folgende Aufteilung empfohlen:

- **Vertikale Teilung:** Es werden 2 Blöcke à 4 Module übereinander angeordnet.
- **Wartungsgang horizontal:** In der Mitte (nach ca. 7 Metern) wird ein ca. 30-40 cm, breiter Wartungsgang frei gelassen.
- **Wartungsgänge vertikal:** Nach ca. 9 m wird ein vertikaler Wartungsgang von ca. 30 cm eingeplant.



### *Randabstände*

Aufgrund der größeren Gebäudehöhe und Fläche sind die Windlasten an den Kanten höher als bei kleineren Flächen:

- Ortgang (links/rechts): Mindestens 50 cm Abstand. Bei einer Breite von 19 m geht hierdurch kaum nennenswerte Fläche verloren. Die Sicherheit gegen Windsogkräfte wird jedoch enorm gesteigert.
- First (oben): 50 cm Abstand. Hierdurch wird der Abzug der Warmluft unter den großen Modulfeldern gesteigert (Kamineffekt).
- Traufe (unten): 50–70 cm Abstand. Dieser Abstand ist bei einer geringen Dachneigung besonders wichtig, damit das Wasser von den relativ großen Modulflächen kontrolliert abfließen kann (in der Dachrinne gefasst wird).

### *Ertrags-Check (Bifaziale)*

Da das Dach mit 12° recht flach ist, ist der bifaziale Gewinn in der Mitte eines großen, geschlossenen Feldes geringer als am Rand. Hier zeigt sich ein weiterer Vorteil von Wartungsgängen. Sie lassen zusätzliches Licht auf die silberne Dachhaut zwischen den Modulen. Das steigert den bifaziale Ertrag der angrenzenden Modulreihen im Vergleich zu einer vollflächigen Belegung.

### **Zusammenfassung der optimalen Modulanordnung:**

- In der Breite (19,0 m): 15 Module (bei 1,13 m Breite + Gänge).
- In der Höhe (15,3 m): 8 Module (2 Blöcke à 4 Stück + Wartungsgang).
- Gesamt: 120 Module

### *Dachparallele Montage vs. Aufständering um 25°*

Im Rahmen der Planung wurde geprüft, ob eventuell eine Aufständering der Module auf der Überdachung des Schlamm-lagers wirtschaftlich ist.

Eine zusätzliche Aufständigung um 25° auf einem bereits 12° geneigten Dach (Gesamtneigung der Module somit 37°) verändert die Planung massiv.

#### Ertragspotenzial der betrachteten Dachfläche (Azimut -38°)

12° Neigung: 955 kWh/kWp + Bifacial Gain 5% = 1.003 kWh/kWp

37° Neigung: 1.025 kWh/kWp + Bifacial Gain 15 % = 1.179 kWh/kWp

=> ca. 17,5 % Mehrertrag

#### Das Flächen- und Verschattungsproblem

Bei einer Aufständigung auf 37° im Landscape-Modus (Querformat) ragt die Oberkante des Moduls deutlich steiler nach oben als bei einer dachparallelen Anordnung. Um zu verhindern, dass die vordere Reihe die hintere Reihe verschattet (besonders im Winter), wird ein großer Reihenabstand benötigt. Hieraus ergibt sich ein um das 2,5- bis 3-fache Platzbedarf im Vergleich zur dachparallelen Montage, um die gleiche Anzahl an Modulen auf der Fläche unterzubringen.

=> Die Anzahl der Module reduziert sich auf ca. 60 Stück.

#### Wirtschaftlichkeits-Check

	a) Dachparallel (12°)	b) Aufständigung (Gesamt 37°)
Systemleistung	120 Module	60 Module
Jahresertrag	52.427 kWh	30.886 kWh
Investitionen	ca. 500€/kWp	wie a) + Zusatzkosten UK
€ pro kWh	günstig	teurer

### Statik und Windlast

Eine 25°-Aufständerung auf einem bereits 12° geneigten Dach wirkt wie ein Segel.  
Die Windlasten steigen massiv an.

### Fazit & Empfehlung

Eine Aufständerung auf 37° ist wirtschaftlich nicht sinnvoll. Die dachparallele Montage ist wirtschaftlicher, da hierbei doppelt so viele Module installiert werden können und die statischen Risiken minimal sind. Der hohe Wirkungsgrad der geplanten Module gleicht die flache Neigung von 12° oft besser aus als eine teure und windanfällige Aufständerung. Bei einer Dachneigung von 12°, einer Dachhaut in RAL 9006 und bei dachparalleler Montage mit ausreichendem Abstand zur Dachhaut (Hinterlüftung) kann ein "Bifacial Gain" von 4 - 5 % angesetzt werden (Ansatz für die Planung 4 %).

### *Auslegung:*

#### Fläche T3.4 (Südost)

PV-Module: 120 x AIKO-A465-MAH54Db Neostar 2S+, Azimut: -38°, Neigung: 12°

String 2.1- 1x20 - 9,67 kWp

String 2.2- 1x20 - 9,67 kWp

String 2.3- 1x20 - 9,67 kWp

String 2.4- 1x20 - 9,67 kWp

String 2.5- 1x20 - 9,67 kWp

String 2.6- 1x20 - 9,67 kWp      **Summe:      58,03 kWp**

### Wechselrichter 2:

1 x SMA Sunny Tripower STP 50-40/41 (CORE1)



- max DC Leistung: 51 kW
- Der Wechselrichter verfügt über einen eingebauten DC- und AC Überspannungsschutz Typ 1/2.
- Max. AC-Wirkleistung ( $\cos \varphi = 1$ ): 50,00 kW

#### *DC Verkabelung:*

String 2.1 bis WR3:	Kupfer, 30,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 14,7 A, U: 652,9 V, Spannungsfall 2,5 V
String 2.2 bis WR3:	Kupfer, 30,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 14,7 A, U: 652,9 V, Spannungsfall 2,5 V
String 2.3 bis WR3:	Kupfer, 30,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 14,7 A, U: 652,9 V, Spannungsfall 2,5 V
String 2.4 bis WR3:	Kupfer, 30,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 14,7 A, U: 652,9 V, Spannungsfall 2,5 V
String 2.5 bis WR3:	Kupfer, 30,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 14,7 A, U: 652,9 V, Spannungsfall 2,5 V
String 2.6 bis WR3:	Kupfer, 30,0 m, 6,0 mm <sup>2</sup> I: 14,7 A, U: 652,9 V, Spannungsfall 2,5 V

#### *AC-Verkabelung*

LV1: WR4 bis NSUV T3: Kupfer, 3,0 m, 35,0 mm<sup>2</sup>  
 Strom: 72,5 A, U: 230 V, Spannungsfall 0,1 V,  
 => Kabel gew.: z.B. H07RN-F 5G35 (flexibel),  
 Absicherung: 100A gG

LV2a: NSUV T3 bis NSUV SEA: Kupfer, ca. 25m, 185 mm<sup>2</sup>  
 Strom: 144,5 A, U: 230 V, Spannungsfall 0,3 V  
 => Kabel gew.: z.B. NYY-O 1x185 mm<sup>2</sup>  
 Absicherung: 315A gG (NSUV SEA, Bestand)

Für die Versorgung der FU's der SEA müssen von der NSUV T3 bis zum FU-Schrank noch einmal ca. 20 m 150 mm<sup>2</sup> verlegt werden. Absicherung 250A gG aus Selektivitätsgründen zur Vorsicherung 400A gG. Die vorh. 315 A Abgangs-Sicherungen müssen ersetzt werden.

LV2b: NSUV SEA bis NVP/NAP: Kupfer 2x95 mm<sup>2</sup>  
 Strom: 144,5 A, U: 230 V, Spannungsfall 0,1 V  
 => Kabel: Bestand, Absicherung: Bestand

#### *Überprüfung des Spannungsfalls bei Einspeisung mit 144,5 A*

Annahme: max U am NAP = 240 V

Für die Bestandskabel (2\*95mm<sup>2</sup>) wurde bei einer Stromfluss von 84,5 A ein Spannungsabfall von 2,7 V gemessen. Da der Leitungswiderstand bei gleichbleibender Temperatur konstant bleibt, verhält sich der Spannungsfall proportional zur Stromstärke:

$$\Rightarrow 2,7 \text{ V} * 144,5 \text{ A} / 84,5 \text{ A} = 4,6 \text{ V}$$

$$\Rightarrow 240\text{V} + 4,6 \text{ V} = 244,6 < 253 \text{ V (Grenzspannung WR)} \quad \text{i.O.}$$

### NSUV T3:

Die NSUV T3 befindet sich innerhalb der Fahrzeughalle. Sie besteht im Wesentlichen aus einem zweifeldrigen Standschaltschrank mit einer Gesamtbreite von 1.200mm. Folgende Komponenten sind hier angeordnet:

- 60 mm Sammelschienenensystem 30x5 (450A) zur Zusammenführung und Absicherung der AC-Kabel von den Wechselrichtern 3 und 4, (Absicherung: NH00 100 A gG),
- Kuppelschalter bestehend aus: einem Leistungsschalter (z.B. EATON NZM2,
- 60 mm Sammelschienenensystem 30x10 (630A),
- getrennte Sammelschienen 30x10 für N und PE,
- Sicherungslasttrennschalter NH1 für den Abgang zum FU-Schrank der SEA, Absicherung 250 A gG,
- 3pol. Sicherungselement für die Versorgung des Allgemeinteils und der Steuerspannungsversorgung,
- Versorgung von allgemeinen Verbrauchern (Beleuchtung, -Lüftung und Service Steckdose, sowie Beleuchtung Schlammklärer neu,
- Bereitstellung einer gepufferten 24V DC Steuerspannungsversorgung,
- Aufnahme der zertifizierte zentrale Kommunikations- und Steuereinheit (z.B. SMA Datamanager M),
- Aufnahme von Kommunikationsgeräten (z.B. Netzwerkswitch, etc.) und Hilfsrelais,
- Sicherungslasttrennschalter NH00 für SPD, Absicherung 160 A gG,
- Überspannungsschutzgeräts (SPD) Typ 1/2.

Der Standschaltschrank wird mit einer technischen Lüftung ausgerüstet.

### 3.3 Anlagenperformance

Unter Berücksichtigung der vorgenannten Anlagendaten stellen sich in der Simulation folgende Jahreserträge ein:

<u>Teilanlagen 1+2:</u>	<u>Ertrag</u>	<u>jährliche Schwankung</u>
Fällmittelstation Fläche 1 (Südwest):	5.511 kWh	+/- 298 kWh
Fällmittelstation Fläche 2 (Nordost):	4.320 kWh	+/- 199 kWh
Gebläsestation Fläche 3 (Südwest):	6.768 kWh	+/- 376 kWh
<u>Gebläsestation Fläche 4 (Nordost):</u>	<u>4.907 kWh</u>	<u>+/- 222 kWh</u>
Summe Teilanlage 1+2:	21.606 kWh	+/-1.095 kWh

#### Teilanlage 3:

Fahrzeughalle Fläche 1 (Südwest):	17.039 kWh	+/- 900 kWh
Fahrzeughalle Fläche 2 (Nordost):	14.451 kWh	+/- 689 kWh
SEA Fläche 3 (Südwest):	13.107 kWh	+/- 692 kWh
<u>Schlamm lager Fläche 4 (Südost):</u>	<u>52.427 kWh</u>	<u>+/- 2.878 kWh</u>
Summe Teilanlage 2:	97.024 kWh	+/- 5.159 kWh

Gesamtsumme: 118.630 +/- 6.254 kWh

=> Der voraussichtliche Jahresertrag liegt zwischen 112.376 und 124.884 (im Mittel 118.630) kWh.

Da die einzelnen PV-Generatorflächen unterschiedlich ausgerichtet sind treten Leistungsspitzen zeitlich verzögert auf. Die solare Einstrahlung ist jeweils im Monat Juni am höchsten und zwar an klaren, kühlen Tagen.

Es zeigt sich, dass die Leistungsspitze um ca. 11:00 Uhr Ortszeit bei ca. 83 kW liegt. Demnach wird die geplante WR-Leistung von 124 kW in der Simulation nicht voll ausgeschöpft.

Fläche	T1.1	T1.2	T2.1	T2.2	T3.1	T3.2	T3.3	T3.4	Summe
Azímüt	53°	-127	53°	-127	53	-127	53	-38	
Neigung	23°	23°	32°	32°	15°	15°	15°	12°	
Gesamtverlust	6,84 %	6,09 %	13,97 %	13,28 %	9,61 %	8,55 %	9,61 %	9,34%	
Paneelfläche (m <sup>2</sup> )	23,98	23,98	31,97	31,97	77,92	77,92	59,94	239,76	<b>567,43</b>

solare Strahlung (kW/m <sup>2</sup> )									
Juni 09:00:00	0,60	0,77	0,53	0,75	0,66	0,77	0,66	0,83	<b>4,44</b>
Juni 11:00:00	0,87	0,74	0,84	0,66	0,88	0,79	0,88	0,93	<b>5,28</b>
Juni 13:00:00	0,95	0,57	0,97	0,46	0,92	0,67	0,92	0,82	<b>5,02</b>

Leistung (kW)

Juni 09:00:00	3,12	4,03	3,38	4,87	10,76	12,72	8,27	41,92	<b>71,26</b>
Juni 11:00:00	4,54	3,86	5,41	4,26	14,47	13,14	11,13	47,08	<b>83,11</b>
Juni 13:00:00	4,95	3,00	6,21	2,95	15,06	11,07	11,58	41,63	<b>77,17</b>

Die Spitzenleistung kann durch die Wahl eines leistungsstärkeren PV-Moduls (z.B. 470 Wp statt 465 Wp) nur unwesentlich gesteigert werden (hier  $P_{\max} = 84,2 \text{ kW}$ ).

Die Berechnungsergebnisse basieren auf dem Programm "PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM" der Europäischen Union, Aktualisierungsstand 10.10.2025. ([https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/de/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/)).

Die Berechnungen erfolgen auf einer Datenbasis der Jahre 2005 bis 2023.

Neben dem bifazialen Gewinn werden auch Systemverluste berücksichtigt.



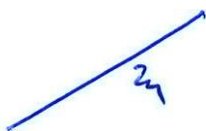
## 4 Kosten

Für die beschriebenen Maßnahmen wurden die Massen und Einheitspreise ermittelt. Die voraussichtlichen Kosten gliedern sich wie folgt:

Messung:	6.375,00
PV Teilanlage 1 Fällmittelstation:	16.325,00
PV Teilanlage 2: Gebläsestation:	25.044,00
PV Teilanlage 3: Schlamm:	118.295,00
Beleuchtung Überdachung Schlamm lager:	13.900,00
<u>Sonstiges:</u>	<u>20.061,00</u>
Summe	200.000,00
<u>zzgl. MwSt 19 %</u>	<u>38.000,00</u>
<b>Gesamtsumme</b>	<b>238.000,00</b>

Die Kostenermittlung erfolgte auf der Basis einer Kostenberechnung, Preisstand Mai 2026. Details sind der Kostenberechnung (siehe Anlage) zu entnehmen.

Aufgestellt: Blomberg, Mai 2026



HydroCompact Ingenieure, Blomberg  
Dipl.-Ing. D. Klein