

Allgemeine Planungsqualitäten für Photovoltaik-Anlagen

Anforderungen zur Planung und Errichtung von Photovoltaik-Anlagen
an der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf (HHU)

- VORABZUG -

Datum: 08.07.2025
Version: 1.2

| Datum | Bemerkung |
|------------|--|
| 17.10.2023 | V1.0 - Endfassung |
| 20.12.2023 | V1.1 - Korrekturen und kleinere Ergänzungen |
| 08.07.2025 | V1.2 - Entwurf Anpassung nach Errichtung PV P1 |

Inhalt

| | |
|---|----|
| Einleitung | 3 |
| Grundlagen | 4 |
| Anmeldung der PV-Anlage | 6 |
| Anpassung des Netzanschlussvertrages | 6 |
| Zertifizierung der Anlagen nach Typ A oder B der VDE-AR-N 4110..... | 7 |
| PV-Anlagen Aufbau und Struktur | 7 |
| PV-Modularten..... | 8 |
| Ausrichtung und Neigung der PV-Module auf Dächern..... | 8 |
| PV mit Gründach | 9 |
| PV ohne Gründach..... | 9 |
| Flachdachanlagen | 9 |
| Schrägdachanlagen..... | 10 |
| Verlegesysteme für Kabel und Leitungen..... | 10 |
| Wechselrichter..... | 10 |
| Absturzsicherung..... | 11 |
| Blitzschutz | 12 |
| Brandschutz | 12 |
| Einspeisung und Netzanbindung..... | 12 |
| Anlagenkommunikation und Steuerung | 13 |
| Technische Spezifikation für die Fernwirktechnik der NGD..... | 14 |

Einleitung

Mit Hilfe dieses Planungsqualitätenhandbuches definiert die Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf (HHU) die Art- und Weise der Errichtung von Photovoltaikanlagen auf Ihrem Campus und angegliederten Anlagen als Betreiber. Des Weiteren werden hierdurch die technischen Qualitäten und die Schnittstellen für Planung, Bau und Betrieb festgelegt.

Sollten technische, bauliche oder wirtschaftliche Aspekte den nachfolgend genannten Punkten entgegenstehen, kann hiervon nach Freigabe durch die HHU abgewichen werden.

Ausgenommen hiervon sind Punkte, welche den Arbeits- und Umweltschutz betreffen.

Ziel ist es, unter Berücksichtigung aller Vorschriften, den baulichen und technischen Rahmenbedingungen, die zur Verfügung stehenden Flächen mit höchstmöglichem Energieertrag zu nutzen und die Anlagen mit einem gemeinsamen Standard herzustellen.

VORABZUG

Grundlagen

Gesetze, Verordnungen, Vorschriften und Regelungen

| | |
|-------------------------------|---|
| EEG in aktuellster Fassung | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| KSG | Klimaschutzgesetz und Ergänzungen des Landes NRW |
| LBO NRW | Landesbauordnung NRW |
| PV-VO NRW | PV-spezifische Verordnungen des Landes NRW |
| DIN EN 62109 | Sicherheit von Wechselrichtern zur Anwendung in Photovoltaik Energiesystemen |
| DIN VDE 0100-560 | Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 5-56: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Einrichtungen für Sicherheitszwecke |
| DIN VDE 0100-712 | Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme |
| DIN VDE 0126-23-1 | Photovoltaik (PV)-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung |
| DIN VDE 0185-305-3 | Beiblatt 5 Schutz von baulichen Anlagen und Personen Beiblatt 5: Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme |
| VDE-AR-E 2100-712 | Maßnahmen für den DC-Bereich einer Photovoltaikanlage zum Einhalten der Elektrischen Sicherheit im Falle einer Brandbekämpfung oder technischen Hilfeleistung |
| VDE-AR-N 4105 | Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz |
| VDE-AR-N 4110 | Technische Anschlussregel Mittelspannung |
| AMEV EltAnlagen 2020 Kap. 7.3 | Photovoltaikanlagen |

| | |
|--------------------------|--|
| AMEV Wartung 2018 | Arbeitskarten für KG 442 für PV-Anlagen |
| ASR A 1.3 | Sicherheits- und Gesundheitsschutzkennzeichnung |
| ASR A 1.8 | Technische Regeln für Arbeitsstätten Verkehrswege |
| ASR A 2.1 | Technische Regeln für Arbeitsstätten Schutz vor Absturz und herabfallenden Gegenständen |
| DGUV Information 203-080 | Montage und Instandhaltung von Photovoltaik-Anlagen |
| VdS 3145 | Technischen Leitfaden Photovoltaikanlagen |
| BSI Vorgaben | Vorgaben des BSI zu Netzwerkinfrastruktur |
| TAB des Netzversorgers | Aktuelle TAB der Netzgesellschaft Düsseldorf <i>Bei Einspeisung in das Mittelspannungsnetz die TAB Mittelspannung mit berücksichtigen!</i> |

Für die Planung und den Bau von Photovoltaikanlagen ist die vorangestellte Übersicht auf Vollständigkeit zu prüfen und etwaige Abweichungen mit der HHU abzustimmen.

Die Regelwerke sind stets in Ihrer aktuellsten Fassung zu beachten.

Anmeldung der PV-Anlage

Der beabsichtigte Bau einer PV-Anlage ist dem zuständigen Netzbetreiber so früh wie möglich anzuzeigen, damit dieser die Erzeugungsleistung in seiner Netzplanung berücksichtigen kann. Die Anmeldung beim Netzbetreiber zur Inbetriebnahme der PV-Anlagen obliegt der HHU.

Der zuständige Netzbetreiber „Netzgesellschaft Düsseldorf“ stellt für die Anmeldung entsprechende Checklisten, beispielsweise nach VDE-AR-N 4105 „Anmeldung und Inbetriebsetzung von Erzeugungsanlagen nach VDE-AR-N4105“ zur Verfügung. Darin sind u.a. das Datenblatt mit den technischen Daten der PV-Module, eine Konformitätserklärung für den Wechselrichter sowie weitere für die Inbetriebnahme und den Betrieb erforderliche Anlageninformationen beizufügen.

Ergänzung Ablaufdarstellung in Form eines Flow-Charts

Folgende Organisationseinheiten sind hierbei zu benennen:

- als Eigentümer
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf oder Bau- und Liegenschaftsbetrieb NRW
- als Betreiber
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf
- als Direktvermarkter
N-ERGIE

Anpassung des Netzanschlussvertrages

Falls von der Netzgesellschaft gefordert:

Die Anpassung des Netzanschlussvertrages wird durch die HHU (Eigentümerin und Betreiberin) und ggf. BLB NRW (Eigentümer) vorgenommen. Sollte der Verteilnetzbetreiber (VNB) in diesem Zusammenhang einen Baukostenzuschuss für den Ausbau des Netzes in Rechnung stellen, ist dieser über eine investive Maßnahme (hier gilt das Verursacherprinzip) zu finanzieren.

Folgende Organisationseinheiten sind hierbei zu benennen:

- als Eigentümer
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf oder Bau- und Liegenschaftsbetrieb NRW
- als Betreiber
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf
- als Rechnungsempfänger
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf

Anlagenzertifizierung nach Typ A oder B der VDE-AR-N 4110

Eine Zertifizierung nach Typ B ist bei Anlagen ab $P_{\text{inst}} = 500 \text{ kW}$ bis 950kW nötig.

Zum Nachweis müssen folgende Unterlagen bei der Zertifizierungsstelle eingereicht werden:

- Datenblatt mit den technischen Daten der Erzeugungsanlage / des Speichers (s.Vordruck E.8)
- Netzbetreiberfragebogen (Vordruck E.9 – wird vom Netzbetreiber ausgefüllt)
- Deckblätter der Einheiten- sowie Komponentenzerifikate
- Einphasiger Übersichtsschaltplan
- Regelungskonzept inkl. Kommunikationsplan
- Schutzkonzept
- Angabe der geplanten Stufenstellerposition des Transformators
- Lageplan inkl. Koordinaten der Erzeugungseinheiten

Bei Anlagen über diesen Leistungsbereich hinaus sind die Anlagen mit dem Anlagenzertifikat Typ A zu zertifizieren. Die Eintragung der Anlagen in das Marktstammdatenregister erfolgt durch die HHU unter Zuarbeit des Anlagenerrichters. Die Anmeldung bei dem Direktvermarkter N-Ergie erfolgt ebenfalls durch die HHU.

PV-Anlagen Aufbau und Struktur

Nachfolgend werden die zugelassenen Varianten zur Errichtung einer PV-Anlage aufgezeigt. Grundvoraussetzung zur Errichtung einer solchen Anlage ist, dass die statischen Gegebenheiten des Bauwerks – insbesondere das Dach – für die Errichtung einer PV-Anlage geeignet sind. Zudem verfügen die Unterkonstruktionen und tragende Elemente ebendieser über die Herstellergarantien oder entsprechende Nachweise gemäß Eurocode 1 und 9.

Potenzielle Flächen zur Errichtung eines PV-Generators werden durch die HHU identifiziert, und statisch und baulich geprüft.

Ebenso sind die örtlichen Gegebenheiten, wie z.B. wandernde Verschattungen (Masten, Bäume, Gauben etc.), konstante oder jahreszeitliche Verschattungen (Gebäude, Bäume), Verkehrswege, Zugänge usw., von entscheidender Bedeutung und in der Planung zu berücksichtigen.

In der Planung sind für die Anlage folgende Dokumente zu erstellen:

- Lageplan mit Baugruppen in Isometrie
- Anlagenberechnung mit Wirtschaftlichkeitsnachweis (mit PVSol Software oder gleichwertig)
- Modullageplan
- Ballastierungsplan (bei Bedarf)
- Stringplan
- Darstellung Einbindung in Blitzschutz- und Potentialausgleich
- Schema PV Wechsel- und Gleichstromseitig
- Schema lokales Überwachungs-/Regelungssystem (SCADA) und Leittechnik mit Schnittstellen an die HHU-Leittechnik

- Schema Schutzkonzept
- Details Schattenverlauf (komplexe Simulationen bedürfen Beauftragung bes. Leistung)
- Details Leitungsführung Dach
- Details Leitungsführung projektspezifisch
- Planung Anbringung Netzwerktechnik
- Planung Anbindung Stationsleittechnik

- Anpassung der Bestandsunterlagen
 - Elektroschemen
 - Lage- und Übersichtspläne

PV-Modularten

Die für Anlagen im Bereich der HHU verwendeten PV-Module, müssen den aktuellen Stand der Technik (besonders auf die Leistung) widerspiegeln. Innerhalb der Planungsphase sind hierbei verschiedene Varianten zu betrachten und technisch/wirtschaftlich zu vergleichen.

Glas/Glas -Module werden hierbei bevorzugt gegenüber anderen Bauarten.

Ergänzung zu Brandschutz, Langzeitstabilität im Vergleich zu Kunststoff-Backsheet, Hagelbeständigkeit einfügen

Innerhalb der Betrachtung werden folgende Aspekte betrachtet:

- Hohe Flächenwirkungsgrad
- Garantierte Leistung [kW]
- Wirtschaftlichkeit
- Anschaffungskosten
- Schadstoffarm
- Aufbau und Abmessungen
- Zertifizierung
 - IEC 61215-1:2016
 - IEC 61215-1-1:2016
 - IEC 61215-2:2016
 - IEC 61730-1:2016
 - IEC 61730-2:2016
 - EN 61215-1:2016
 - EN 61215-2:2017
 - EN 61215-1-1:2016
 - EN IEC 61730-1:2018
 - EN IEC 61730-2:2018

Ausrichtung und Neigung der PV-Module auf Dächern

Auf dem Campus der HHU sind folgende Dachtypen und Unterkonstruktionen für die PV-Installation vorgesehen.

- Flachdach mit Gründach bis 5° Neigung

- Auflastgehaltene Solaraufständerung zur dachdurchdringungsfreien Befestigung von PV-Modulen auf Dächern mit extensiver Begrünung.
- Flachdach mit harter Deckung bis 5° Neigung
 - Auflastgehaltene Solaraufständerung zur dachdurchdringungsfreien Befestigung von PV-Modulen
- Schrägdächer (dachparallel)
 - Unterkonstruktion bestehen aus Standardkomponenten zur dachparallelen Montage
- Fassaden
 - Systemunterkonstruktion mit bauaufsichtlicher Zulassung

Vor Baubeginn sind der HHU die Fabrikate zu nennen, welche verbaut werden sollen.

Planungsziel für die HHU sind Anlagen hoher Ertrags- und Energiedichte. Diese werden im Allgemeinen durch Anlagen in Ost-West-Ausrichtung erreicht. Hierbei liegt der Neigungswinkel für die Selbstreinigung mindestens bei 15° (in begründeten Ausnahmen ab 10° möglich).

Metallische Unterkonstruktionen werden in den örtlichen Potentialausgleich mit eingebunden, wenn die Anlagen vom Blitzschutz getrennt gebaut wurden.

PV mit Gründach

Soll die PV-Anlage zusammen mit einem Gründach realisiert werden, sind die Module in ausreichender Höhe aufzuständern. Die Schmetterlingsanordnung „V“ in Ost-West-Ausrichtung ist vorrangig zu wählen, da die Fläche unterhalb der Module noch vegetativ nutzbar ist.

Die Anlagenkonstruktion ist so zu wählen, dass eine Wartung und Pflege mit geringem Aufwand möglich ist. Die statischen Anforderungen an das Gebäude und die Konstruktion sind durch die Fachplanung im Einzelfall zu ermitteln und zu bewerten.

Hierbei ist ein Wartungsgang von min. 40cm, vorzugsweise 60cm, zu beachten.



Abbildung 1: Beispieldarstellung PV-Anlage mit Gründach in "V"-Anordnung

PV ohne Gründach

Flachdachanlagen

Die Aufständerung der PV-Module auf Flachdächern erfolgt in Satteldachanordnung „A“ oder „V“ nach örtlicher Betrachtung. Die Anlage ist auf den größtmöglichen Ertrag auszulegen. Dies

wird im Regelfall bei einer Ausrichtung Ost-West erreicht. Die Unterkonstruktion ist durchdringungsfrei mit Ballastierung auf dem Dach zu planen und zu bauen, die zusätzliche Dachlast ist mit der Gebäudestatik abzustimmen. Ein Wartungsgang von mindestens 40 cm ist zu berücksichtigen.

Schrägdachanlagen

Die Montage auf Schrägdächern ist der Dachform und Deckung anzugleichen. Bei Pult- und Satteldächern sowie Fassadenanlagen entfällt ein Wartungsgang. Als Abstand zur Außenkante des Daches sind 80 cm aufgrund von auftretenden Windlasten einzuhalten. Zu baulichen Anlagen, welche aus der Dachfläche herausragen, sind min. 50cm Abstand notwendig. Der zu berücksichtigende Abstand variiert entsprechend der tatsächlichen Gegebenheiten am Gebäude. Besonderen Einfluss auf diesen haben die Höhe der baulichen Aufbauten, deren Ausrichtung sowie die Höhe der PV-Aufständigung selbst.

Verlegesysteme für Kabel und Leitungen

Zum Schutz der Kabel und Leitungen ist innerhalb der PV-Aufständigung die Leitungsführung mit beispielweise Leerrohren oder flexiblen Schläuchen herzustellen. Die Steckverbindungen der Anlage sollen vor direkter Sonneneinstrahlung geschützt verlegt werden. Außerdem sind diese entsprechend so zu befestigen, dass Sie vor Regen und durch diesen entstehende Wasserflächen geschützt sind.

Außerhalb der Montagesysteme werden Kabel und Leitungen, getrennt nach Spannungsebene und Art mit Kabelrinnen o.Ä. geführt.

Werden Kabel und Leitungen im Bereich von Verkehrswegen verlegt, sind diese mit begehbaren Kabelrinnen zu schützen und als „Stolperfallen“ besonders zu kennzeichnen.

Kabelführungen, wie Rohre, Wannen oder Rinnen, sind aus UV-beständigem Material herzustellen.

Wechselrichter

Die Wechselrichter sind in geeigneter Weise auf den Photovoltaikgenerator auszulegen. Die Berechnung der Wechselrichter und die Auslegung der gesamten Anlage erfolgt, für die HHU prüfbar, mit der Software PVSol oder gleichwertig. Die Dokumentation erfolgt per PDF.

Die Geräte entsprechen den folgenden Normen:

Gerätesicherheit

2014/35/EU „Richtlinie über elektrische Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen“

EN 62109-1:2010

EN 62109-2:2011

Störfestigkeit

214 / 05/EU “ EN 62109-1:2010 EN 62109-2:2011 2014/30/EU „Richtlinie über elektromagnetische Verträglichkeit“

EN 61000-6-3:2007 + A1:2011

EN 61000-6-4:2007 + A1:2011

EN 55011:2016+A1:2017 group 1, Class A

EN 55011:2016+A1:2017 group 1, Class B

EN 55011:2016/A11:2020

EN 62920:2017 Class A

EN 62920:2017 Class B

EN 62920:2017/A11:2020

EN 61000-3-11:2000

EN 61000-3-12:2011

2011/65/EU „Richtlinie zur Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten“

EN INC 63000:2018

Die Geräte tragen ein CE Kennzeichen.

Zur Kommunikation verfügen die Umrichter über ein Ethernet-Interface, sowie eine serielle Schnittstelle RS485 Modbus/RTU zur Steuerung durch Netzleitbefehle. Die Wechselrichter sind über diese Schnittstellen in das übergeordnete Netzwerk der HHU einzubinden.

Wechselrichter sind in Ihrer Anzahl und Beschaffenheit entsprechend den Gegebenheiten des Standorts der Generatorfläche auszuliegen. Das bedeutet, dass bei erhöht inhomogenen Dachflächen zusätzliche Wechselrichter oder zumindest getrennte Wechselrichtereingänge (MPPT) eingesetzt werden müssen, um die verschatteten Bereiche von den übrigen möglichst getrennt zu halten.

Beispielhaft sei hier die Anlage auf dem Parkhaus P1 (Geb. 27.02) erwähnt, bei der Bereiche mit starkem Schattenwurf und Bereiche mit sehr homogener Einstrahlung auf unterschiedlichen Umrichtern angeschlossen wurden. Hierdurch werden die auftretenden Störungen auf einen Umrichter isoliert und die Anlagenverluste reduziert. Der Einsatz von Umrichtern mit mehreren unabhängigen Eingängen (MPP-Tracker) wird bevorzugt.

Bei Anlagen mit hoher homogener Einstrahlung, wie zum Beispiel einer Floating PV Anlage, können Zentralwechselrichter mit Generatoranschlusskästen eingesetzt werden. Bei diesem Konzept ist die Systemtechnik auf der DC Seite deutlich reduziert, was der Wirtschaftlichkeit der Anlage grundsätzlich zugutekommt.

Grundsätzlich ist es auch möglich beide Konzepte miteinander zu verbinden und starke Schattenbereiche und Bereiche homogener Einstrahlung in einer Anlage zu verbinden.

Der Nachweis zur Qualität der Einstrahlung auf der Anlagenfläche ist durch eine Schattenanalyse zu führen.

Absturzsicherung

Die Notwendigkeit einer baulichen Absturzsicherung für den Bau und Betrieb von PV-Anlagen auf Flachdächern ist mit den Beauftragten für Arbeitsschutz der HHU grundsätzlich abzustimmen. Diese kann mittels Geländer oder Attika realisiert werden. Bei Anlagen auf Gebäuden mit Denkmalschutz können hier außerdem seitens der Denkmalschützer Fixierungspunkte für PSA gefordert werden, da diese das Erscheinungsbild des Gebäudes von Außen nicht beeinflussen.

Blitzschutz

Für die Ausführung des Blitzschutzes ist eine Betrachtung der Gesamtanlage inkl. Absturzsicherung erforderlich. Normative Grundlage stellen VDE 0185-305-3 mit dem Beiblatt 5 dar. Planung und Ausführung der Blitzschutzanlage für PV-Anlagen erfolgen durch geprüfte Blitzschutzfachkräfte.

Die Vorgaben der VDE 0185-305-3 zum Thema Trennungsabstand zur Blitzschutzanlage sind einzuhalten. Die Trennungsabstände sind im Rahmen der Planungsphasen im einfachen Ansatz zu bestimmen. Während der Ausführung folgt eine Prüfung per detailliertem Ansatz.

Die Planung erfolgt außerdem entsprechend der jeweiligen Blitzschutzklasse des Gebäudes.

Sollte dies nicht möglich sein, ist eine Einbindung in den Blitzschutzpotentialausgleich der PV-Unterkonstruktion in den Blitzschutz notwendig. Auch bei einer direkten Einbindung in den Blitzschutzpotentialausgleich ist die Photovoltaikanlage gegen einen direkten Blitzeinschlag zu schützen. Die Wirksamkeit der Anlage ist im Blitzkugelfverfahren grafisch nachzuweisen.

Gebäude auf denen PV-Anlagen installiert werden, sind mit einem äußeren und inneren Blitzschutz auszustatten. Bei Bestandsgebäuden ist ein innerer Blitzschutz entsprechend nachzurüsten.

Für den inneren Blitzschutz sind die Blitzstrom- und Überspannungsschutzableiter mit dem Bestand zu koordinieren. Für Anlagen mit getrenntem Blitzschutz gilt grundsätzlich, dass bei Einführung von Kabeln und Leitungen in das Gebäude ein Überspannungsschutz Typ 2 eingerichtet werden muss. Bei Anlagen mit eingebundenem Photovoltaiksystem sind Blitzstromableiter Typ 1+2 am Gebäudeeintritt zu bilden. Für Bestandsgebäude ist die Blitzschutzplanung entsprechend fortzuschreiben.

Um den Umrichter und Generatoranschlusskästen gegen induktiv eingekoppelte Überspannungen auf der Gleichspannungsseite zu schützen, werden nahe der benannten Komponenten DC-fähige Überspannungsableiter eingebaut.

Alle Blitzstrom- Überspannungsableiter sind mit potentialfreien Kontakten auszustatten. Die Meldungen aller Geräte werden gesammelt und an die Gebäudeleittechnik (GLT) der HHU übertragen.

Brandschutz

Bei Gebäudeneubauten ist die Planung der Photovoltaikanlage mit dem Brandschutzplaner abzustimmen. Planerischen Vorrang erhält grundsätzlich der Brandschutz, sollten besondere Maßnahmen im Bereich der Photovoltaikanlage notwendig sein, wie zum Beispiel die Kabelführung über Brandwände, sind baurechtliche Aspekte, wirtschaftlichen Aspekten grundsätzlich vorzuziehen. Brandschutzrelevante Bauteile der Photovoltaikanlage benötigen grundsätzlich eine bauaufsichtliche Zulassung.

Um die Wartung und die Betriebskosten der Photovoltaikanlage zu reduzieren, sind die einzusetzenden Produkte hinsichtlich Brandabschottungen und Kabelführung über Brandwände mit dem Betreiber abzustimmen.

Einspeisung und Netzanbindung

Die Einspeisung des erzeugten PV-Stroms erfolgt ohne Speicherung direkt in das Niederspannungsnetz der HHU, über einen separaten Leistungsschalter, als Hauptabgang für das PV-Feld innerhalb der Verteilung (Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung).

Dieser Leistungsschalter muss als **übergeordneter Entkopplungsschutz** von der Überwachung am Netzanschlusspunkt (NGD zu HHU) abschaltbar sein und mit einem entsprechenden Rückmeldekontakt ausgestattet sein.

Als Anschlusspunkt der PV-Anlage werden die Anschlussklemmen des Leistungsschalters auf der Anlagenseite definiert. Die Errichtung oder Anpassung erfolgt bauseits. In Abstimmung mit der HHU erfolgt die Nachrüstung oder Erweiterung.

Die einzelnen Wechselrichter erhalten ebenfalls eigene Leistungsschalter, welche als **zwischengelagerter Netz- und Anlagenschutz** dienen. Diese sind mit einer Unterspannungsauslösung und einer Auslösespule auszustatten, welche die Auslösung über einen Netz- und Anlagenschutz ermöglicht (NA-Schutz), hierfür soll als Planungsfabrikat das **Spannungs- und Frequenzrelais UFR 1001E der Firma Ziehl** verwendet werden.

Anlagenkommunikation und Steuerung

Die Energieinfrastruktur der Universität wird über ein Netzleitsystem von Hitachi geführt.

Die Fernwirktechnik des Netzbetreibers wird in der Technikzentrale 01 (Geb. 21.01) verortet. Im Wesentlichen besteht die Anlagentechnik aus nachfolgend genannten Bestandteilen.

Fernwirkanlage:

- CPU mit Übertragungsprotokoll IEC 870-5-101/-104 nach Vorgaben der Netzgesellschaft Düsseldorf mbH
- Modem Dr. Neuhaus TAINY EMOD-V2-IO oder Mauell I63 LL2D
- Spannungsversorgung
- 230V / USV (gestützt für mindestens 1 Stunde)
- Ausgangsdaten:
- Reduzierungsstufen 0%,30%,60%,100% als potenzialfreie Kontakte
- Eingangsdaten:
- analog: P- / Q- Erzeugungsleistung (+/- 20mA)
- digital: Rückmeldungen der Reduzierungsstufen
- Montageart: Platte / Gehäuse

Technische Spezifikation für die Fernwirktechnik der NGD

- 4 x Einzelbefehle für die jeweilige Stufensteuerung
(Reduzierung der Erzeugungs-leistung in vier Stufen auf 0%, 30%, 60% oder 100%) enthalten,
- 4 x Einzelmeldungen für die jeweilige Stufenrückmeldung
(bei Reduzierung der Erzeugungsleistung in vier Stufen auf 0% 30%, 60% oder 100%)
und 2 Messwerte (P/Q, bipolar) verarbeiten können
- 1 x Einzelmeldungen für
(Systemmeldungen, Störmeldungen und Meldungen bei unplausibler Stufenstellung)
- 1 x Bei Ausfall der Fernwirkanlage **muss** die aktuelle Stufe gehalten werden und **die Kommunikation für eine Stunde gesichert** sein (USV).
Nach Wiederkehr oder der Initialisierung des Gerätes muss der letzte Zustand (Stufe) wieder angefahren werden.
Stufenänderungen dürfen nur durch die Netzleitstelle der Netzgesellschaft Düsseldorf mbH veranlasst werden.
Die einsetzbaren **Fernwirkprotokolle** lauten **IEC 60870-5-101 bzw. -104**
Die Signal- bzw. Adressliste der Datenpunkte ist zu erfragen

Da der Netzanschlusspunkt und die Erzeugereinheiten an unterschiedlichen Orten auf dem Campus verortet sind und die zukünftige Konzipierung der Liegenschaft weitere örtlich abgesetzte Anlagen vorsieht, werden die Fernwirkbefehle von einem durch den Netzbetreiber spezifizierten Modem über das Protokoll IEC60870-5-101 an einen EZA-Regler, der Firma Papendorf, in der Technikzentrale 1 (TZ1) geleitet und über eine integrierte SPS auf das Protokoll IEC60870-5-104 umgesetzt, an den ersten Teilanlagenmanager (TAM) in der Technikzentrale 2 (TZ2) weitergeführt.

Der Teilanlagenmanager leitet im weiteren Verlauf die Fernwirkbefehle des Netzbetreibers über eine ModBus-Schnittstelle an die, zur Teilanlage gehörenden PV-Wechselrichter weiter.

Die entsprechenden Steuerzustände werden entsprechend an die Netzgesellschaft zurückgemeldet.

Weitere PV-Anlagen in der Liegenschaft werden jeweils über gesonderte Teilanlagenmanager an den zentralen EZA-Regler angebunden. Damit ist eine ordnungsgemäße Funktion der Fernwirktechnik auch bei zukünftigen PV-Anlagen gewährleistet.

Die Abnahme der Fernwirktechnik wird, vor Ort von der Abteilung FWT-EEG der Netzgesellschaft Düsseldorf durchgeführt.

Anpassung nach Abschluss der Einrichtung der Fernwirktechnik und der Dokumentation von Schutz- und Messkonzept notwendig

Das SCADA-System dient als spezialisiertes Leit- und Überwachungssystem der Betriebsführung der Photovoltaik-Anlagen. Wie bereits beschrieben werden die Netzbefehle des VNB zur Leistungsregulierung hierdurch erfasst und an die lokalen Einheiten des SCADA übermittelt. Zur Übermittlung nutzt das SCADA die Netzkommunikationstechnik der HHU per Protokoll IEC 61850 in Anlehnung an IEC 61850-420 „Kommunikationssystem für die dezentrale Energieerzeugung“.

Das zentrale SCADA-System wird direkt in die Netzleittechnik als Teilnehmer integriert (EtherCAT/IEC61850).

Es beinhaltet folgende Komponenten:

- *Protokollumsetzer Potentialfreier Kontakte*
- *Analoger Ausgang P- / Q- Erzeugungsleistung (+/- 20mA)*
- *Potentialfreie Kontakte zur Rückmeldungen der Reduzierungsstufen*
- *SPS Einheit zur Regelung der Einspeisung mit Redispatch 2.0 Funktion*
- *Kommunikationsbaustein EtherCAT/IEC61850*
- *Kommunikationsbaustein EtherCAT*
- *Webserver für das HHU Monitoring System*

Die lokalen SCADA-Einheiten werden im Bereich der Stationseinheiten¹ der Netzkommunikationstechnik verortet und mit diesen per Modbus/RTU verbunden.

Sie beinhalten folgende Komponenten:

- *SPS Einheit zur Vorgabenanpassung der Sollwerte*
- *Kommunikationsbaustein ModBus/RTU*
- *Kommunikationsbaustein Wechselrichterschnittstelle*
- *Kommunikationsbaustein EtherCAT Datenmonitoring*

Aktuell ist eine Regelung der Anlagen nur durch die Leistungsvorgaben der Fernwirktechnik des Versorgungsnetzbetreibers eingeplant. Diese Vorgaben werden auf alle angeschlossenen Anlagen angewendet.

Sollten im weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energie auf dem Campus die erzeugte Leistung den Bedarf überschreiten, so werden die Anlagen oder Teilanlagen eingeregelt. Bezugspunkt für diese Regelung ist der Netzanschlusspunkt. Hierbei handelt es sich um eine Null-Einspeisung oder Zero-Feed-In.

Die Regelung wird dedizierte Anlagen so in der Leistung reduzieren, dass keine Einspeisung in das vorgelagerte Netz stattfindet. Sind die regelbaren Leistungen ausgeschöpft, wird die Regelung auf alle angeschlossenen Anlagen angewendet.

Die Regelung als solches wird durch die SPS in der zentralen SCADA-Einheit vorgenommen.

Diese Regelung wird durch die Sollwertvorgaben des Versorgungsnetzbetreibers überschrieben.

Das SCADA-System stellt dem Nutzer per Web-Oberfläche aktuelle und kumulierte Anlagenwerte mit einer Auflösung von 15 Sekunden bis 15 Minuten zur Verfügung.

Die benötigte Servertechnik ist auf dem Campus der HHU zu verorten.

Die Daten werden als Diagramm angezeigt, können per CSV-Dateien exportiert werden und müssen auch durch Solar-Displays abgerufen werden können.

Aktuelle Werte sind mindestens:

- *Strom, dc per MPP-Tracker²*
- *Spannung, dc per MPP-Tracker*

¹ Remote Terminal Units/RTU

² MPP-Tracker / Maximal-Leistungsregelung

- *Strom, ac L1 per Wechselrichter*
- *Strom, ac L2 per Wechselrichter*
- *Strom, ac L3 per Wechselrichter*
- *Strom, ac N per Wechselrichter*
- *Spannung, ac L1 per Wechselrichter*
- *Spannung, ac L2 per Wechselrichter*
- *Spannung, ac L3 per Wechselrichter*
- *Wirkleistungsfaktor*
- *Gesamtoberschwingungsanteil*
- *Sonneneinstrahlung Modulebene Ost und West*
- *Sonneneinstrahlung Horizontale*
- *Modultemperatur 1-4 (zwei Ost, zwei West)*
- *Windrichtung und Geschwindigkeit*

Kumulierte Werte sind mindestens:

- *Energie, Einstrahlung horizontal*
- *Energie, Einstrahlung Modulebene Ost und West*
- *Energie, DC MPP-Tracker*
- *Energie, AC per Wechselrichter*

Statusmeldungen sind mindestens:

- *Störung Wechselrichter*
- *Auslösung Überspannungsschutz intern*
- *Auslösung Überspannungsschutz extern (bei mehreren Einheiten auch mehrere Meldungen)*

Der Datenverkehr des Monitorings wird nicht über die Netzkommunikationstechnik für die Stationsleittechnik, sondern über die Datennetzwerktechnik der HHU geführt. Die Steuerungskommunikation ist von der Datenkommunikation strikt zu trennen.