

EltAnlagen

Planung, Bau und Betrieb von elektrischen Anlagen in öffentlichen Gebäuden

Empfehlung Nr. 177

Stand: 24. April 2025

AMEV

Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen

Planung, Bau und Betrieb von elektrischen Anlagen in öffentlichen Gebäuden

EltAnlagen

lfd. Nr.: 177

Aufgestellt und herausgegeben vom Arbeitskreis
Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher
und kommunaler Verwaltungen (AMEV)
Berlin 2025

AMEV Geschäftsstelle im Bundesministerium
für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB)
Referat B I 4

Krausenstraße 17-18
10117 Berlin

Tel.: +49 30 18 335 16856
E-Mail: amev@bmwsb.bund.de

Der Inhalt dieser Empfehlung darf für eigene Zwecke vervielfältigt werden. Eine Verwendung in nicht vom AMEV herausgegebenen Medien wie z. B. Fachartikeln oder kostenpflichtigen Veröffentlichungen ist vor der Veröffentlichung mit der AMEV-Geschäftsstelle zu vereinbaren.

Informationen über Neuerscheinungen erhalten Sie unter <http://amev-online.de> oder bei der AMEV-Geschäftsstelle

Inhaltsverzeichnis

	Vorwort	6
1	Planungsgrundlagen	7
1.1	Allgemein	7
1.2	Planungsunterstützende Software	8
1.3	Elektrische Anschlussleistung	10
1.3.1	Bedeutung	10
1.3.2	Ermittlung und Berechnung	11
1.4	Leistungsbedarfsmeldung, Anschlusskosten	15
1.5	Jahresbenutzungsstunden und -energiebedarf	15
2	Mittelspannungsanlagen	18
2.1	Transformatorstationen	18
2.1.1	Allgemein	18
2.1.2	Eigentumsverhältnisse	18
2.1.3	Planungsgrundlagen	18
2.1.4	Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen (26. BImSchV)	19
2.2	Mittelspannungsschaltanlage	20
2.2.1	Ausführung der Schaltfelder	20
2.2.2	Übergabeschaltanlage des Verteilnetzbetreibers	21
2.2.3	Übernahmeschaltfeld	21
2.2.4	Transformatorenschaltfelder	22
2.2.5	Kabelschaltfelder	22
2.2.6	Reserveschaltfelder	23
2.3	Transformatoren	23
2.3.1	Auswahl und Ausführung	23
2.3.2	Transformatorschutz	24
2.3.3	Parallelbetrieb von Transformatoren	25
2.4	Erdung	26
2.5	Zubehör	28
3	Niederspannungsanlagen	29
3.1	Netzform	29
3.2	Niederspannungs- und Gebäudehauptverteilung	30
3.3	Verteilungen	31
3.4	Kabel, Leitungen und Schienenverteilersysteme	32
3.5	Verlegesysteme	35
3.6	Stromkreise	36
3.6.1	Allgemein	36
3.6.2	Maßnahmen für den Schutz gegen elektrischen Schlag	37
3.6.3	Zusätzlicher Schutzpotenzialausgleich	38
3.7	Brandschutz, Schutz gegen thermische Auswirkungen und Funktionserhalt	39
3.7.1	Brandschutz	39
3.7.2	Schutz gegen thermische Auswirkungen	39
3.7.3	Funktionserhalt	42
4	Blitz- und Überspannungsschutz, Erdungssystem und Elektromagnetische Verträglichkeit	44
4.1	Blitz- und Überspannungsschutzsystem (LPS)	44
4.1.1	Notwendigkeit	44
4.1.2	Äußerer Blitzschutz	45
4.1.3	Trennungsabstand	45
4.1.4	Innerer Blitzschutz	47
4.2	Erdungssystem	48
4.2.1	Erdungsanlage	48

4.2.2	Potenzialausgleichsanlage	49
4.3	Elektromagnetische Verträglichkeit	50
5	Elektrische Betriebsräume	54
5.1	Definition	54
5.2	Allgemeine bauliche Anforderungen	54
5.3	Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Schaltanlagen bis 1 kV	55
5.4	Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen über 1 kV	56
5.5	Berechnungen und Beispiele für elektrische Betriebsräume	58
5.6	Zusätzliche Anforderungen an Batterieräume	60
6	Photovoltaikanlagen	63
6.1	Allgemein	63
6.2	Aufbau und Randbedingungen	63
6.3	Gesetzliche und normative Vorgaben	65
6.3.1	Allgemein	65
6.3.2	Bauaufsichtliche Einordnung	66
6.3.3	Standicherheit	66
6.3.4	Verwendbarkeitsnachweis von Bauprodukten und Bauarten, Bauaufsichtliche Zulassung	66
6.3.5	Brandschutz	67
6.3.6	Blendwirkung	69
6.4	Weitere technische Anforderungen	69
6.4.1	Blitzschutz	69
6.4.2	Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit	70
6.4.3	Netzeinspeisung	71
6.4.4	Redispatch 2.0	72
6.5	Einheiten- und Anlagenzertifikate	73
6.6	Erstprüfung	74
6.7	Wiederholungsprüfung	74
6.8	Kombinierte Nutzung von Gründach und Photovoltaik	75
6.9	Direktvermarktung und Strombilanzkreismodell	77
6.10	Nullsteuersatz	78
6.11	Instandhaltung	78
6.12	Funktionsüberwachung	79
6.13	Visualisierung	80
6.14	Marktstammdatenregister	80
6.15	Recycling von PV-Modulen	81
6.16	Checkliste zur Planung und Errichtung von PV-Anlagen	82
7	Ladeinfrastruktur Elektromobilität	84
7.1	Öffentlich rechtliche Anforderungen	84
7.2	Begriffsdefinitionen	84
7.2.1	Allgemein	84
7.2.2	Ladeverfahren	85
7.2.3	Normal- und Schnellladen	85
7.2.4	Ladebetriebsarten (Lademodi)	86
7.3	Planung und Errichtung	86
7.3.1	Bedarf an Anschlussleistung und Ladepunkten	86
7.3.2	Installationsort	88
7.3.3	Netzanschluss	88
7.3.4	Errichten der elektrischen Anlage	88
7.3.5	Blitz- und Überspannungsschutz	89
7.3.6	Besonderheiten für Ladestationen	90
7.4	Übergabe/Übernahme	90
7.5	Qualifikation Personal	91
8	Nutzungsspezifische elektrische Anlagen	92
8.1	Blindstromkompensation	92

8.2	Mess- und Verbrauchswerterfassung	93
8.3	Energieeffizienz und -optimierung	93
8.4	Sonnenschutz	95
8.5	Beheizen von Dachrinnen und Dachabläufen	98
9	Abnahme, Dokumentation und Prüfung	99
9.1	Planungs- und Berechnungsunterlagen	99
9.2	Abnahmeprüfungen/Erstprüfungen	99
9.3	Konformitätsnachweise, Zertifikate	100
9.4	Technische Unterlagen	101
10	Betrieb elektrischer Anlagen	102
10.1	Anlagenorganisation	102
10.2	Betriebliche Organisation	105
10.3	Sicherer Betrieb	109
10.4	Instandhaltung	109
11	Anhang	111
11.1	Planungshilfe für elektrische Leistungsbilanzen für das Normal- und Ersatznetz	111
11.2	Checkliste „Dokumentation“ für die Abnahme von elektrischen Anlagen durch den Auftraggeber	114
11.3	Kabel und Leitungen gemäß europäischer Bauproduktenverordnung (BauPVO)	117
11.4	Risiko-/Sicherheitsbewertung zum Schutz gegen die Auswirkungen von Fehlerlichtbögen	118
11.5	Photovoltaik auf Nichtwohngebäuden: Vereinfachte brandschutztechnische Bewertung von Dächern	123
12	Auswahl wichtiger Vorschriften, Regelwerke und Arbeitshilfen	124
12.1	Öffentlich-rechtliche Vorschriften des Bundes	124
12.2	Öffentlich-rechtliche Vorschriften der Länder	124
12.3	Vorschriften und Regeln der Unfallversicherungsträger	125
12.4	Regeln der Technik	125
12.5	Richtlinien, Schriften, Arbeitsblätter	126
13	Glossar- und Abkürzungsverzeichnis	127
14	Mitarbeiter	130

Vorwort

Die hier vorliegende AMEV-Empfehlung „Planung, Bau und Betrieb von elektrischen Anlagen in öffentlichen Gebäuden“ ersetzt die „EltAnlagen 2020“.

Die AMEV-Empfehlung „EltAnlagen“ wurde umfassend überarbeitet und erweitert. Sie berücksichtigt die seit 2020 eingetretenen ordnungsrechtlichen und normativen Änderungen sowie die technischen Weiterentwicklungen.

Die „EltAnlagen“ umfasst erstmalig nun auch qualifizierte Hinweise für den Betrieb elektrischer Anlagen. In dem neuen Kapitel Betrieb werden insbesondere die Anlagenorganisation, die betriebliche Organisation, die Sicherheit im Betrieb und die Instandhaltung dargestellt und erläutert. Im Mittelpunkt stehen dabei die notwendigen Festlegungen und Maßnahmen, um den sicheren Zustand einer elektrischen Anlage zu gewährleisten.

Aktualisiert und ergänzt wurden die praktischen Erfahrungen aus einer Vielzahl unterschiedlicher öffentlicher Baumaßnahmen. Dazu zählen auch die Empfehlungen für die Planung, die Errichtung, den Betrieb und die Instandhaltung gebäudebezogener Photovoltaikanlagen, die in einem separaten Kapitel neu zusammengefasst sind. Das Kapitel Photovoltaikanlagen umfasst jetzt erstmalig auch Empfehlungen für die Risikoabschätzung und -einstufung für gebräuchliche Materialien der Dacheindeckung und Dachdämmung sowie die solare Nutzung von Gründächern.

Die vorliegende Fassung der „EltAnlagen“ enthält zudem fortgeschriebene Empfehlungen für die Planung, die Errichtung und den Betrieb der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Diese Hinweise - jetzt neu in einem eigenen Kapitel - sollen die Baudienststellen und die Verwaltungen der Öffentlichen Hand unterstützen, die erforderliche Ladeinfrastruktur in ihren Liegenschaften aufzubauen.

Fester Bestandteil der Empfehlung „EltAnlagen“ sind die Leitlinien zur Auswahl, Festlegung und Dokumentation besonderer Maßnahmen zum Schutz gegen die Auswirkungen von Fehlerlichtbögen in Endstromkreisen in Niederspannungsanlagen. Mit Bezug auf Abschnitt 421.7 DIN VDE 0100-420 werden die Vorgehensweise und eine Praxishilfe für die Risiko-/Sicherheitsbewertung für betroffene Räume und Orte vorgestellt und die einschlägigen baulichen, anlagentechnischen und organisatorischen Maßnahmen erläutert.

Die aktualisierten und erweiterten Hinweise zur Energieeffizienz und Angaben zu den Folgekosten sollen dazu beitragen, den Blick noch stärker als bisher auf eine ganzheitliche Betrachtung zu richten. Bauliche und technische Lösungen, die über den gesamten Lebenszyklus - von der Planung über den Bau und Betrieb bis zur Demontage und Entsorgung - das Optimum darstellen, sollen damit gefördert werden. Hingewiesen wird in diesem Kontext auch auf die Kennwerte für den elektrischen Leistungsbedarf und für die Jahresbenutzungsstunden. Sie unterstützen und qualifizieren die Planung von elektrischen Anlagen in den ersten Planungsphasen.

Rechenbeispiele und die beiden Excel-Tools zur Ermittlung der elektrischen Anschlussleistung sowie zur Risiko-/Sicherheitsbewertung zum Schutz gegen die Auswirkungen von Fehlerlichtbögen runden die AMEV-Empfehlung ab und unterstreichen deren Praxisbezug.

Die AMEV-Empfehlung „EltAnlagen“ und die beiden Excel-Tools sind auf der AMEV-Homepage www.amev-online.de veröffentlicht. Anregungen und Verbesserungsvorschläge zur vorliegenden AMEV-Empfehlung sind willkommen und können der AMEV-Geschäftsstelle zugeleitet werden.

Dipl.-Ing. Robert Schmidt
Vorsitzender des AMEV

Dipl.-Ing. Matthias Schreiber
Obmann AG „EltAnlagen“

1 Planungsgrundlagen

1.1 Allgemein

Zu den wesentlichen Planungsgrundlagen zählen Art, Nutzung und Form der baulichen Anlagen einschließlich der Unterbereiche, die Lage der Nutzungsbereiche, die betriebstechnischen Abläufe sowie die Gliederung, Abgrenzung und Struktur der Versorgungsbereiche.

Wichtige bauliche Kennwerte nach DIN 277-1 sind:

- BRI Bruttorauminhalt,
- BGF Bruttogrundfläche,
- NRF Nettoraumfläche, (entspricht ehem. Nettogrundfläche NGF)
- NF Nutzfläche.

Bei der Planung sind insbesondere die bauordnungsrechtlichen Anforderungen des jeweiligen Bundeslandes, z. B. für Sonderbauten sowie weitergehende Vorschriften u. a. für Arbeitsschutz und Umweltschutz zu beachten.

Darüber hinaus sind zu berücksichtigen:

- die allgemein anerkannten Regeln der Technik und Normen, z. B. International Electrotechnical Commission (IEC), Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung (CENELEC), Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN),
- die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV),
- die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung – StromGVV) und
- die Technischen Anschlussregeln (TAR) des VDE Forums Netztechnik/Netzbetrieb (VDE-FNN), welche als Basis/Anwendungsregel für die Erstellung der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des jeweiligen Verteilungsnetzbetreibers (VNB) gelten.

Zu den Technischen Anschlussregeln gehören u. a.:

- „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen am Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)“ (VDE-AR-N 4100)
- „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ (VDE-AR-N 4105)
- „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“ (VDE-AR-N 4110)

Technische Anlagen müssen sowohl den funktionellen Anforderungen des Nutzers entsprechen, als auch wirtschaftlich betrieben werden können. Architekten¹, Fachplaner, Nutzer, Betreiber sowie Genehmigungs-/Aufsichtsbehörden und im Einzelfall Sachverständige sind frühzeitig bereits in der Konzeptphase zu beteiligen und in den Planungsprozess einzubinden. Konzeption und Planung, die in hohem Maße bereits die Kosten für Nutzung und Bewirtschaftung der baulichen Anlage bestimmen, sollten grundsätzlich den Endausbau berücksichtigen. Teure Zwischenlösungen sind zu vermeiden. Mit Blick auf die steigenden Kosten für Rohstoffe

¹ Aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit und Lesbarkeit wird hier und im Folgenden auf die Verwendung von Paarformen verzichtet. Stattdessen wird die grammatisch maskuline Form verallgemeinernd verwendet (generisches Maskulinum). Diese Bezeichnungsform umfasst gleichermaßen weibliche und männliche Personen, die damit selbstverständlich gleichberechtigt angesprochen sind.

und Energie sowie die Begrenztheit dieser Ressourcen nehmen die verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten baulicher Anlagen einen immer größeren Stellenwert ein. Daher sind die elektrischen Betriebsmittel so auszuwählen und zu bemessen, dass sie auch in ihrem Zusammenwirken ein wirtschaftliches und technisches Optimum darstellen.

Optimale Lösungen sollen folgende Kriterien vereinigen:

- Niedrige Betriebskosten,
- Angemessene Investitionskosten,
- Hohe Verfügbarkeit,
- Einfacher Anlagenaufbau im Hinblick auf Herstellung und Betriebsführung und
- Leichte Anpassung an sich ändernde Betriebsverhältnisse.

Zur Senkung der Bau- und Betriebskosten können beitragen:

- Vermeidung von Überdimensionierungen (sofern diese nicht als wirtschaftlicher nachgewiesen),
- Einsatz energieeffizienter Anlagentechnik (Energieeffizienzklasse, Stand-by-Verbrauch),
- Reduzierung der Teilevielfalt und Ersatzteilverhaltung,
- Leichte Zugänglichkeit und Austauschbarkeit von Bauteilen,
- Verwendung von Anlagen/Bauteilen mit geringer Wartungsintensität
- Einsatz recyclefähiger Bauteile (Vermeidung von Sondermüll) und
- Überwachung und Absenkung der elektrischen Leistungsspitze.

1.2 Planungsunterstützende Software

Aufgrund des Erlasses des Bundesbauministeriums vom 16. Januar 2017 fand das Building Information Modeling (BIM) für Baumaßnahmen des Bundes erstmalig Einzug in die Bauverfahren.

Generell beschreibt das BIM eine Methode mit der die Planung, Ausführung und Bewirtschaftung von Gebäuden digitalisiert und vernetzt werden kann. Alle Bauwerksdaten werden mittels Software modelliert, zusammengefasst und können gewerkeübergreifend miteinander ausgetauscht und iterativ zusammengeführt werden. Im Ergebnis entsteht ein virtuelles Bauwerk, welches geometrisch als Computermodell visualisiert werden kann. Viele CAD Hersteller bieten hierfür softwaretechnische Unterstützungen an. BIM-Software ist ebenfalls für Projektsteuerungsaufgaben erhältlich.

Anfang 2022 wurde der Erläuterungsbericht „*Masterplan BIM für Bundesbauten*“ veröffentlicht und damit der Grundstein für die Einführung der Methode BIM in Bundesbauprojekten gelegt. In einem weiteren erstmalig veröffentlichten Papier aus dem Frühjahr 2023 „*Umsetzungsstrategie BIM für Bundesbauten*“ wird der Masterplan wie folgt beschrieben:

„Der „Masterplan BIM für Bundesbauten“ definiert die verbindliche Einführung der Methode BIM in drei zeitlich gestaffelten Level, die sich in Bezug auf die jeweils einzuführenden BIM-Anwendungsfälle und die zugehörigen Projektgrößen unterscheiden. Die Titel und die Nummerierung der 19 Anwendungsfälle aus dem Masterplan sind auf Bundesebene zwischen Hochbau und Infrastruktur abgestimmt. Die Definition und Auslegung der einzelnen Anwendungsfälle ist jedoch bundesbauspezifisch.“

Beide Dokumente geben Hin-/Verweise zu den Leveln, der Implementierung der BIM Methode, den Arbeitshilfen eines BIM Handbuchs, Einführungszeitpunkten und vielen weiteren Themen rund um die Umsetzung.

Moderne Fachplanungssoftware für elektrotechnische Anlagen kann Fachplaner, Bauherren, Nutzer und Betreiber bei der Planung und Projektierung, den Fachprüfungen, der Bestandsführung und der Dokumentation der elektrischen Anlagen unterstützen. Die Vorteile der Datenverarbeitung (DV) gestützten Planung der elektrischen Anlagen liegen in der Qualitätssicherung und -verbesserung, der Erhöhung der Produktivität und der mittelfristig größeren Wirtschaftlichkeit.

CAE/CAD-Software (Computer Aided Engineering/Computer Aided Design) ermöglicht nicht nur zeichnerische Darstellungen. Sie berechnet und dimensioniert Anlagen auf der Grundlage alphanumerischer Werte und prüft die Berechnungsergebnisse nach den Normen des IEC, CENELEC, VDE und DIN. CAE/CAD-Systeme können aus CAD-Zeichnungen die erforderlichen Werte - soweit vorhanden und möglich - auslesen und die Ergebniswerte zurückschreiben. Sie speichern die für den gesamten Lebenszyklus einer Anlage erforderlichen Daten in digitaler Form und schaffen damit eine dauerhafte Datengrundlage z. B. für spätere Umbauten oder Erweiterungen.

Im praktischen Einsatz bei den Bauverwaltungen und -betrieben haben sich Zeichen- und Berechnungsprogramme für den Bereich Elektro- und Informationstechnik mit modularem Programmaufbau bewährt. Das gemeinsame Merkmal dieser Planungstools (z. B. Elaplan® und elcoCAD®) ist eine datenbankbasierte Anwendung, d. h. alle Projektdaten werden in einer Projektdatenbank verwaltet und stehen hier zentral für alle Systemmodule zur Verfügung. Die Art und Anzahl der einzelnen Module sind in den Programmen unterschiedlich. Sie sollten jedoch an die jeweilige Planungsaufgabe angepasst werden können. Weniger geeignet sind Nischentools, die für sich alleine betrachtet gute Ergebnisse erzeugen können, aber nicht mit anderen Tools auf einer gemeinsamen Datenbank kommunizieren. Bei Projektänderungen müssen die Daten an mehreren Stellen - beispielsweise bei der Stromkreisdimensionierung, Schutzorganauswahl und Selektivitätsbetrachtung - eingearbeitet werden.

Bei Einsatz von herstellernerneutralen Tools ist u. a. zu beachten, dass der Vertragspartner der Software auch die Stammdaten für Geräte und Anlagen, wie beispielsweise Kennliniendaten von Schutzgeräten für die Selektivitätsbeurteilung in Geräteherstellerqualität bereitstellen und aktualisieren muss.

Für Dimensionierungstools (CAE) gab es im Gegensatz zu grafischen Austauschformaten (CAD) bisher keine allgemeingültigen Schnittstellen. Ein Austausch der Daten zwischen verschiedenen herstellerspezifischen CAE-Tools war nicht oder nur sehr aufwändig möglich. Inzwischen ermöglichen CAE-Softwarehersteller über allgemeingültige Standardschnittstellen (z. B. ecl@ss advanced) den herstellerübergreifenden Austausch von Projektdaten. Dabei erfolgt der Datenaustausch insbesondere für Katalogdaten sowie für Parameter und Kennlinien von Schutzgeräten im auf der XML-Technologie basierenden BMEcat-Format. Hierdurch entfällt ein aufwändiges und fehleranfälliges Übertragen und Anpassen der Datenstrukturen in das jeweilige CAE-Programm unterschiedlicher Hersteller.

Der Einsatz eines Softwaresystems sollte immer frühzeitig, d. h. vor Planungsbeginn zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer festgelegt und vertraglich vereinbart werden. Idealerweise können Auftraggeber und Auftragnehmer mit den gleichen Herstellerprogrammen arbeiten und Daten austauschen. Falls verschiedene CAE-Programme zum Einsatz kommen, sollte mindestens jedoch eine herstellerunabhängige Standardschnittstelle für den Datenaustausch vertraglich vereinbart werden. Mehrere Bauverwaltungen und Nutzer haben dafür eigene CAE/CAD-Standards erstellt, die für ihren Bereich verbindliche Schnittstellenformate oder Softwaresysteme zur Planung und/oder zur Dokumentation vorgeben (z. B. CAE-CAD Standard des Bau- und Liegenschaftsbetrieb Nordrhein-Westfalen).

Bei der DV-gestützten Realisierung elektrischer Anlagen kommen Planungstools bzw. Planungsmodule für folgende Aufgabenbereiche in Frage:

- Anlagenkonfiguration (Festlegung verschiedener Netzarten und Versorgungen),

- Beleuchtung (Berechnung von Beleuchtungsstärken, Gleichmäßigkeiten und Blendungswerten),
- Stromkreisdimensionierung (Auslegung elektrischer Zu- und Versorgungsleitungen),
- Netzbetrachtung/-berechnung (Lastverteilung und Kurzschlussberechnung für Niederspannung/Mittelspannung (NS/MS)),
- Erdung/Blitzschutz (Berechnung von Erdungsanlagen und Blitzschutzbedürftigkeit),
- Gebäudeautomation (Auslegung Gebäudeleittechnik),
- Kommunikation (Auslegung komplexer Netze für die Informations- und Kommunikationstechnik (IuK)),
- Kosten/Wirtschaftlichkeit (Betrachtung unterschiedlicher Ausführungsvarianten),
- Planung, Ergebnisdarstellung und Dokumentation im CAD-Modell.
- Mengenauswertung (Automatisch generierte Mengenermittlung, Erstellung Leistungsverzeichnis (LV)),
- Kostenverfolgung, -prüfung (Angebote, Rechnungen, Nachträge).

1.3 Elektrische Anschlussleistung

1.3.1 Bedeutung

Mit Hilfe von spezifischen Kennwerten für den elektrischen Leistungsbedarf können Bauherren, Fachplaner und Betreiber die elektrische Anschlussleistung von öffentlichen Gebäuden und Liegenschaften bereits in frühen Planungsphasen mit einem verhältnismäßig geringen Aufwand abschätzen.

Diese Kennwerte unterstützen in der Vor- und Entwurfsplanung das Erarbeiten eines Planungskonzeptes, eines Variantenvergleichs zur Art der elektrischen Einspeisung sowie des elektrotechnischen Versorgungskonzeptes (Netzanschluss). Sie ermöglichen die Voranfragen beim Netzbetreiber (Bedarfsanmeldung), die Vorauswahl der Art der Messung, die Einschätzung des Flächenbedarfs für Elektro-Hausanschluss-/Technikräume sowie das Abschätzen des Anschlusskostenbeitrages und Baukostenzuschusses.

In allen Planungsphasen und im Betrieb dient der elektrische Leistungsbedarf der Plausibilitätskontrolle und dem Benchmarking.

Die Kennwerte für den elektrischen Leistungsbedarf unterstützen insofern das wirtschaftliche Planen, Bauen und Betreiben von Gebäuden.

Die elektrische Anschlussleistung der Liegenschaft, der Gebäude, der elektrischen Anlagen und Betriebsmittel muss frühzeitig, sachgerecht und verantwortungsvoll über alle Netzarten (Normalnetz, Ersatznetz, Sondernetz) ermittelt werden.

Fehlende oder qualitativ unzureichende Berechnungen des Leistungsbedarfes können dazu führen, dass unwirtschaftliche elektrotechnische Versorgungsanlagen geplant und ausgeführt werden, erhöhte Investitions- und Verbrauchskosten auftreten oder die Verfügbarkeit der Elektroenergie bzw. die Versorgungssicherheit nicht den Bedarfsanforderungen entspricht.

Die elektrische Anschlussleistung ist im Rahmen jeder Baumaßnahme zu ermitteln bzw. fortzuschreiben, sofern diese nicht nur geringfügige Leistungen der Kostengruppe 400 (DIN 276) umfasst. Die Leistungsbedarfsermittlung ist eine Grundleistung der Planungsphasen 2 (Vorplanung) und 3 (Entwurfsplanung) nach der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI). Die Ergebnisse sind wesentlicher Bestandteil der finalen Projektunterlage (FPU) bzw. Haushaltsunterlage Bau (HU-Bau) und in diesen qualifiziert zu dokumentieren.

Im Zuge der Ausführungsplanung detailliert und präzisiert der Fachplaner für Elektrotechnik die Leistungsbedarfsermittlung. In enger Abstimmung mit den an der Planung und am Bau

Beteiligten koordiniert er auch den fachgerechten elektrischen Anschluss der versorgungstechnischen Anlagen der weiteren Fachbereiche. Der Bauherr beantragt mit Unterstützung der Fachplaner den Netzanschluss beim VNB. Dazu werden benötigt: Angabe der elektrischen Anschlussleistung, Lageplan (1:500) und bemaßte Zeichnungen des Anschlusstraumes.

1.3.2 Ermittlung und Berechnung

Die elektrische Anschlussleistung eines Gebäudes bzw. einer elektrischen Anlage entspricht nur in Ausnahmefällen der Summe der installierten Verbraucherleistungen.

Die elektrische Anschlussleistung errechnet sich unter Berücksichtigung des Wirkleistungsfaktors $\cos \varphi$ aus der Summe der Bemessungsleistungen aller installierten Verbraucher, multipliziert mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor.

Der Gleichzeitigkeitsfaktor nimmt mit zunehmender Anzahl der elektrischen Verbraucher und gleichartiger elektrischer Anlagen bzw. Betriebsmittel tendenziell ab.

Wegen der Bedeutung des Gleichzeitigkeitsfaktors ist dieser grundsätzlich an die örtlichen Bedingungen anzupassen. Dies gilt in besonderem Maße für Steckdosen, IuK-Geräte und leistungsstarke Einzelverbraucher.

Die elektrische Anschlussleistung eines Gebäudes oder einer Liegenschaft kann durch Erfahrungswerte und diverse Berechnungsmethoden ermittelt werden.

Die einzelnen Verfahren unterscheiden sich im Berechnungsaufwand, im Detaillierungsgrad und in der Genauigkeit.

In den ersten Planungsstufen eines Projektes ist es häufig ausreichend, den Anschlusswert über spezifische Flächenlasten bei einem geschätzten mittleren Wirkleistungsfaktor zu ermitteln (überschlägiger Leistungsbedarf).

Die Tabelle 1 enthält Kenn- bzw. Orientierungswerte für die spezifische 1/4-Stunden-Leistung öffentlicher Gebäude in Abhängigkeit von Art und Nutzung des Gebäudes.

Zur Klassifizierung von Art und Nutzung des Gebäudes wurden die Bauwerkskennungen aus dem Bauwerkszuordnungskatalog (BWZK) mit Stand 2011 des Ministeriums für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg verwendet.

Die spezifische elektrische 1/4-Stunden-Leistung in der Tabelle 1 wurde aus dem 1/4-Stunden-Lastgang ermittelt. Die Ergebnisse stellen somit einen Mittelwert über dieses Zeitintervall dar. Innerhalb dieses Zeitintervalls können höhere Momentanwerte der elektrischen Leistung auftreten.

Für die spezifische 1/4-Stunden-Leistung wurden verschiedene statistische Kennwerte ermittelt. Der statistische Kennwert aus der Tabelle 1 sollte auch unter Berücksichtigung der objekt-konkreten Besonderheiten einschließlich Ausstattung und Energieeffizienz des Gebäudes bzw. Objektes ausgewählt werden.

Kleinere Gebäude haben tendenziell einen höheren spezifischen Leistungsbedarf als größere Gebäude.

Mit zunehmender Gebäudegröße steigen in der Regel auch die Jahresbenutzungsstunden (Vollbenutzungsstunden).

Eine Abhängigkeit zwischen der spezifischen elektrischen 1/4-Stunden-Leistung und dem Bau- bzw. Sanierungsjahr eines Gebäudes wurde bisher nicht festgestellt.

Bei Verwendung der Kennwerte in Tabelle 1 ist zudem zu beachten, dass die Elektromobilität bei der spezifischen elektrischen $\frac{1}{4}$ -Stunden Leistung noch nicht berücksichtigt ist.

Sofern Ladestationen an die Energieversorgung eines Gebäudes angeschlossen werden, kann die elektrische Anschlussleistung in erheblichem Maße durch die Ladeinfrastruktur beeinflusst sein. Der elektrische Anschlusswert des Gebäudes kann sich hierdurch erheblich erhöhen.

In Tabelle 3 (Gleichzeitigkeitsfaktoren für Verbrauchergruppen) ist der Faktor mit 1 angegeben, da gemäß DIN VDE 0100-722 davon auszugehen ist, dass alle Ladestationen für Elektroautos gleichzeitig genutzt werden können. Die Praxis zeigt jedoch, dass der maximale Gleichzeitigkeitsfaktor deutlich niedriger ausfallen kann, je größer z. B. die Anzahl der Stationen ausfällt. Bei Vorhandensein einer Laststeuerung hingegen darf laut der Norm der Gleichzeitigkeitsfaktor reduziert werden.

Ergänzend wird hier auf den Technischen Leitfaden „Ladeinfrastruktur Elektromobilität“ verwiesen, ein Gemeinschaftsprojekt von DKE, BDEW, ZVEH, ZVEI, VDE FNN und VDA.

Auch Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke oder Ersatzstromversorgungsanlagen können den Lastgang, den Lastfluss und den Leistungs- und Energiebedarf aus dem öffentlichen Versorgungsnetz beeinflussen. Bei der Planung und Dimensionierung der elektrischen Anlage für ein Gebäude oder ggf. auch für eine Liegenschaft sind Eigenstromversorgungsanlagen daher immer gesondert zu betrachten.

Zudem sollten auch Großverbraucher in Gebäuden - wie z. B. Küchen, Wäschereien, Rechnerpools, Labore, Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und Prüfstände - zur Erhöhung der Ergebnisgenauigkeit ggf. zusätzlich berücksichtigt werden.

Elektrische Anlagen, die im Hinblick auf die Versorgungssicherheit redundant ausgelegt werden müssen, sind gesondert zu betrachten.

In Passivhäusern (als Nichtwohngebäude) werden mechanische Lüftungsanlagen zur Gewährleistung der Luftqualität eingesetzt (kontrollierte Raumlüftung). Diese Lüftungsanlagen, gleich ob mit oder ohne Wärmerückgewinnung, werden elektrisch angetrieben. Hierdurch steigen der elektrische Leistungsbedarf und der Energieverbrauch des Gebäudes.

Der durchschnittliche zusätzliche spezifische elektrische Leistungsbedarf beträgt bei Einsatz einer kontrollierten Lüftungsanlage in einem Verwaltungsgebäude bis zu 8 W/m² NRF. Abhängig von der Qualität und Ausführung der Lüftungsanlage ist mit einer hohen Standardabweichung zu rechnen.

BWZK			Gebäudeart	Anzahl Datensätze	spezifischer Leistungsbedarf in W/m² NRF (1/4 Stunden-Leistung)					
					Bereich	Mittel- wert	Standard- abweich- ung	Median	Modal- wert	Mittelwert nach AMEV "EltAnlagen 2015" Tab. 1
AB00	ABC0	ABCD								
1200			Gerichtsgebäude	95	4,76 - 35,91	11,14	4,99	10,19	11,25	15
	1210		Gerichtsgebäude normale techn. Ausstattung	53	5,71 - 25,26	10,42	4,19	9,67	10,75	
1300			Verwaltungsgebäude	309	0,42 - 76,94	13,14	6,87	11,84	10,75	
	1320		Verwaltungsgeb. einfache techn. Ausstattung	240	1,65 - 51,59	12,74	5,65	11,76	11,55	15
		1323	Verwaltungs-, Amtsgebäude, nur Finanzamt	83	6,95 - 29,09	11,80	3,85	10,80	9,60	15
	1330		Verwaltungsgeb. erhöhte techn. Ausstattung	42	0,42 - 76,94	21,62	15,41	15,75	16,50	20
	1340		Polizeidienstgebäude Bund / Land	134	4,32 - 56,71	15,20	7,62	13,58	10,60	
		1341	Präsidien / Direktionen	35	5,03 - 29,83	14,35	5,59	13,82	15,00	15
		1342	Kommissariate / Reviere / Inspektionen	49	8,08 - 56,71	16,04	8,25	13,77	10,00	
	4110		Schulen, allgemein, z.B. Grund- , Haupt-, Real-, Gesamtschulen, Gymnasien	220	3,55 - 46,36	10,03	4,70	8,91	6,50	12
	4120		Ganztagesesschulen mit Verpflegungseinrichtung	94	2,02 - 31,25	10,97	4,74	9,89	9,50	
4200			Berufsbildende Schulen	48	2,44 - 39,98	13,44	8,65	10,53	8,70	
				<30						
	1310		Ministerien / Staatskanzleien / Landesvertretungen	23	6,33 - 37,52	13,61	7,01	12,03	9,50	
		1323	Verwaltungs- / Ämtergebäude, ohne Finanzamt	29	5,27 - 19,78	10,65	3,90	10,07		15
	2110		Hörsäle	18	8,16 - 37,02	15,92	7,48	13,43	15,5	16
	4140		Förder- / Sonderschulen	26	6,47 - 28,33	11,85	4,86	11,38	11,70	
	4410		Kindertagesstätten, z.B. Kindergärten, -horte, -krippen	15	4,02 - 53,97	28,41	12,86	29,62	35,00	8
	4620		Museen	18	5,89 - 71,23	24,76	16,98	18,67	22,50	17
4700			Veranstaltungsgebäude	16	15,12 - 70,19	34,47	15,30	28,36	34,00	
6500			Beherbergen im Justizvollzug	29	11,16 - 42,46	19,23	7,13	16,90	19,00	
	6510		Justizvollzugsanstalten Gesamtanlagen	21	11,16 - 29,52	17,88	4,90	16,90	16,50	17

Tabelle 1: Spezifische 1/4-Stunden-Leistung für BWZK-Kategorien öffentlicher Gebäude

Für weiterführende Information wird auf den Abschlussbericht „Objekt- und elektrische Leistungswerte für öffentliche Gebäude“ der AMEV-Arbeitsgruppe „EltAnlagen“ vom 10. Mai 2019 hingewiesen.

Ist in den ersten Planungsstufen die installierte Leistung im Gebäude bereits bekannt, kann der Leistungsbedarf in Abhängigkeit der Gebäudeart alternativ zu Tabelle 1 auch unter Verwendung der Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Tabelle 2 ermittelt werden.

Gebäudeart	Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktor
Verwaltungsgebäude	0,5 - 0,7
Verwaltungsgebäude als Passivhaus mit kontrollierter Lüftung	0,6 - 0,7
Schulen, Geisteswissenschaftliche Institute	0,5 - 0,7
Experimentieranlagen, Werkstätten	0,2 - 0,5
Hörsaalgebäude, Versammlungsräume	0,6 - 0,8
Krankenhäuser	0,5 - 0,75
Verkaufsstätten	0,6 - 0,8
Kindergarten/Kindertagesstätten	0,5 - 0,7
Wohngebäude	0,4 - 0,6
Unterkunftsgebäude Bundeswehr	0,4 - 0,6

Tabelle 2: Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktoren bei bekannter installierter Leistung
Quelle: Erfahrungswerte öffentlicher Baudienststellen

In Liegenschaften mit mehreren Gebäuden verschiedenartiger Nutzung ist der Leistungsbedarf zusätzlich unter Berücksichtigung von Gebäude-Gleichzeitigkeitsfaktoren zu ermitteln. Diese können je nach den Betriebsabläufen und der Nutzung 0,7 - 0,9 betragen.

Qualitativ gute Berechnungsergebnisse der elektrischen Anschlussleistung werden regelmäßig erreicht, wenn Verbraucher gleicher Art zu Gruppen zusammengefasst werden und deren installierte "Gruppenleistung" mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor der Verbrauchergruppe multipliziert wird. Hierfür dienen die in Tabelle 3 aufgeführten Gleichzeitigkeitsfaktoren als Anhaltspunkt.

Verbrauchergruppe	Gleichzeitigkeitsfaktoren	Mittelwert
Absaugung, Digestorien	0,7	0,7
Aufzüge/Rolltreppen	0,2 - 0,7	0,5
Beleuchtungsanlagen	0,7 - 0,8	0,75
Beleuchtungsanlagen in innen liegenden Räumen	0,7 - 0,9	0,8
EDV Anlagen	1	1
Ladeinfrastruktur Elektromobilität (Abschnitt 7.3.1) (mit Lastmanagement <1, gemäß VDE 0100-722)	1	1
Experimentieranlagen	0,2 - 0,4	0,3
Heizung	0,7 - 1	0,85
Kälteanlagen	0,8 - 1	0,9
Küchen elektrisch ohne Energieoptimierung	0,3 - 0,8	0,6
Küchen elektrisch mit Energieoptimierung	0,2 - 0,6	0,4
Lastenaufzüge, Krananlagen	0,2	0,2
Lüftungsanlagen, kontrollierte Lüftung	0,7	0,7
Steckdosen 230 V allg. Verbr. (100 W/Steckdose)	0,1 - 0,3	0,2
Steckdosen 230 V für IuK (100 W/Steckdose)	0,7 - 0,9	0,8
Steckdosen 400 V (1000 W/Steckdose)	0,1 - 0,5	0,35
Schmutz-, Warmwasserpumpen	0,2 - 0,4	0,3
Umwälzpumpen	0,6 - 1	0,8
Werkstätten	0,2 - 0,4	0,3

Tabelle 3: Gleichzeitigkeitsfaktoren für Verbrauchergruppen

Die Summe der so ermittelten Gruppenleistungen, multipliziert mit dem Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktor der Sammelschiene, ergibt die Anschlussleistung der baulichen Anlage. Zu beachten ist hier eine eventuelle Verteilung der Gruppenlasten auf mehrere oder unterschiedliche Netzarten, wodurch sich der Gleichzeitigkeitsfaktor innerhalb einer Gruppe zusätzlich verändern kann.

Im Rahmen der Ausführungsplanung sollte der Leistungsbedarf grundsätzlich über Gleichzeitigkeitsfaktoren der Verbrauchergruppen ermittelt werden. Dieses zu relativ genauen Ergebnissen führende Verfahren ist jedoch häufig sehr zeitaufwändig.

In diesem Zusammenhang wird auch auf das im Abschnitt 11.1 beschriebene Excel-Programm zur Leistungsberechnung hingewiesen.

1.4 Leistungsbedarfsmeldung, Anschlusskosten

Die ermittelte Anschlussleistung ist wesentliche Grundlage für die Abstimmungen mit dem VNB. Hierbei wird festgelegt:

- Art der Einspeisung (NS oder MS),
- Netzform,
- Aufbau der Übergabestation,
- Art der Messung,
- Zugänglichkeit der Räume für das Personal des VNB,
- Besondere Anforderungen an die Versorgungssicherheit,
- Anschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse.

Der Stromliefervertrag ist inhaltlich mit dem Lieferanten abzustimmen.

1.5 Jahresbenutzungsstunden und -energiebedarf

Über die Jahresbenutzungsstunden können der Jahresenergiebedarf und nachfolgend auch die Jahresenergiekosten ermittelt werden.

Tabelle 4 enthält Orientierungswerte für die Jahresbenutzungsstunden von öffentlichen Gebäuden in Abhängigkeit der Gebäudeart. Für die Jahresbenutzungsstunden sind der arithmetische Mittelwert, die Standardabweichung und der Median angegeben.

Für die Anwendung der Kenn- bzw. Orientierungswerte in der Tabelle 4 gelten gleichlautend die Angaben und Hinweise zur Tabelle 1 im Abschnitt 1.3.2.

BWZK	Gebäudeart	Anzahl Datensätze	Jahresnutzungstunden in h/a			
			Mittelwert	Standardabweichung	Median	Mittelwert nach AMEV "EltAnlagen 2015" Tab. 4
AB00 ABC0 ABCD						
1200		Gerichtsgebäude	95	2.589	549	2.555
	1210	Gerichtsgebäude normale techn. Ausstattung	53	2.491	540	2.455
1300		Verwaltungsgebäude	309	2.676	739	2.546
	1320	Verwaltungsgeb. einfache techn. Ausstattung	240	2.554	695	2.463
	1323	Verwaltungs-, Amtsgebäude, nur Finanzamt	83	2.475	386	2.474
	1330	Verwaltungsgeb. erhöhte techn. Ausstattung	42	3.515	1.051	3.409
	1340	Polizeidienstgebäude Bund / Land	134	3.598	989	3.782
	1341	Präsidien / Direktionen	35	3.975	840	4.123
	1342	Kommissariate / Reviere / Inspektionen	49	3.275	1.047	3.443
	4110	Schulen, allgemein, z.B. Grund-, Haupt-, Real-, Gesamtschulen, Gymnasien	220	2.066	854	1.903
	4120	Ganztagesschulen mit Verpflegungseinrichtung	94	1.888	994	1.758
4200		Berufsbildende Schulen	48	2.098	932	1.876
		<30				
	1310	Ministerien / Staatskanzleien / Landesvertretungen	23	3.025	500	2.971
	1323	Verwaltungs- / Ämtergebäude, ohne Finanzamt	29	2.627	729	2.507
	2110	Hörsäle	18	2.671	1.118	2.417
	4140	Förder- / Sonderschulen	26	2.018	1.202	1.771
	4410	Kindertagesstätten, z.B. Kindergärten, -horte, -krippen	15	1.218	421	973
	4620	Museen	18	3.650	985	3.764
4700		Veranstaltungsgebäude	16	2.231	934	1.937
6500		Beherbergen im Justizvollzug	29	2.924	794	2.911
	6510	Justizvollzugsanstalten Gesamtanlagen	21	3.006	702	3.042

Tabelle 4: Jahresbenutzungsstunden für BWZK-Kategorien öffentlicher Gebäude

Ein Verfahren zur Berechnung des Jahresenergiebedarfs ist die Ermittlung über die gebäude-spezifischen Jahresbenutzungsstunden und die flächenbezogene elektrische Anschlussleistung.

$$W_a = t_a \times A \times P_{\text{spez}}$$

W_a Jahresenergiebedarf
 t_a Jahresbenutzungsstunden
 A Nettoraumfläche (NRF)
 P_{spez} spezifische Anschlussleistung

Beispiel für Verwaltungsgebäude mit erhöhter technischer Ausstattung:

t_a = 3.409 h (Tabelle 4, BWZK 1330, Medianwert)
 A = 12.000 m²
 P_{spez} = 15,75 W/m² (Tabelle 1, BWZK 1330, Medianwert)

$W_a = 3.409 \text{ h} \times 12.000 \text{ m}^2 \times 15,75 \text{ W/m}^2$
 $W_a = 644.301 \text{ kWh}$

Die jährlichen Stromkosten für die Nutzungsart „Dienstleistung/Verwaltung“ können über ein sehr vereinfachtes Verfahren abgeschätzt werden. Es basiert auf dem personenbezogenen elektrischen Energieverbrauch. Statistische Erhebungen der letzten Jahre haben einen durchschnittlichen elektrischen Energieverbrauch von ca. 2.000 kWh im Jahr pro Beschäftigten ergeben. Dieser personenbezogene Wert berücksichtigt auch den Energieverbrauch zentraler Einrichtungen. Wird dieser Wert mit der Anzahl der beschäftigten Personen und dem Energiepreis pro kWh multipliziert, erhält man die überschlägigen Jahreskosten für die elektrische Arbeit.

$$K_a = B \times (P_B \times t_a) \times K_{\text{kWh}}$$

K_a jährliche Stromkosten
 B Anzahl beschäftigte Personen
 $(P_B \times t_a)$ Energieverbrauch eines Beschäftigten pro Jahr
 K_{kWh} Kosten pro kWh

Beispiel:

B = 300
 $(P_B \times t_a)$ = 2.000 kWh (vereinfachte Annahme)
 K_{kWh} = 0,23 €/kWh

$K_a = 300 \times 2.000 \text{ kWh} \times 0,23 \text{ €/kWh}$
 $K_a = 138.000 \text{ €}$

Die ermittelten Jahreskosten stehen unter der Annahme, dass die Beschäftigten Vollzeit, einer 5 Tage Woche nachgehen. Unter Teilzeitregelungen, mobilen Arbeiten und Teleheimarbeitsanteilen reduzieren sich die Kosten entsprechend dem verbleibenden, prozentualen Präsenzanteil der Beschäftigten in den Betriebsstätten und der Raumbellegung.

2 Mittelspannungsanlagen

Für die Errichtung von Mittelspannungsanlagen gelten insbesondere die Normen IEC 62271-200 (DIN EN 62271-200 VDE 0671-200) und IEC 61936-1 (DIN EN 61936-1 VDE 0101-1).

Die Mittelspannungsschaltanlage muss die Zulassung des VNB besitzen und entsprechend den Vorschriften des VNB, wie z. B. den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) oder den Richtlinien für kundeneigene Mittelspannungsanlagen (RKM), errichtet werden.

Bereits in der Entwurfsplanung ist Aufbau und Einrichtung der Mittelspannungsanlage - insbesondere die Übergabeschaltanlage - mit dem VNB abzustimmen.

2.1 Transformatorenstationen

2.1.1 Allgemein

Transformatorenstationen sind zu errichten, wenn es technisch notwendig oder wirtschaftlich sinnvoll ist, den Bedarf an elektrischer Leistung aus dem Mittelspannungsnetz zu decken. Dies ist im Allgemeinen mit dem VNB abzustimmen.

In der Regel sollte ab einem ermittelten Leistungsbedarf von 250 kW ein Mittelspannungsanschluss mit einer abnehmereigenen Trafostation vorgesehen werden. Die Erfahrungen der Liegenschaftsverwaltung bezüglich der Preisgestaltung in Stromlieferungsverträgen sind zu berücksichtigen. Die Entscheidung ist aufgrund einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Einvernehmen mit dem zuständigen VNB zu treffen.

Bei der Planung ist zu prüfen, ob umliegende eigene Gebäude von der neuen Trafostation versorgt werden können und künftige Erweiterungen bzw. Neubauten berücksichtigt werden müssen.

2.1.2 Eigentumsverhältnisse

Bei der Versorgung aus dem Netz des VNB sind folgende Varianten zu prüfen:

- Netzstation im Eigentum des VNB mit niederspannungsseitiger Übergabe und Messung der Energie oder
- kundeneigene Station mit mittelspannungsseitiger Übergabe und mittelspannungsseitiger Messung der Energie.

In enger Abstimmung mit dem VNB ist im Rahmen der Planung zu prüfen, welche Eigentumsform am wirtschaftlichsten ist. Vor Ausschreibung einer kundeneigenen Station ist mit dem Betreiber bzw. Nutzer zu klären, ob dieser die Inspektions- und Wartungsarbeiten mit eigenem Personal durchführen kann oder ein Wartungsvertrag mit einem entsprechend qualifizierten Unternehmen abgeschlossen werden muss. Diese Abstimmung muss bereits in einem frühen Planungsstadium erfolgen, um die sach- und fachgerechte Betriebsführung der geplanten Anlagen zu gewährleisten. Auf die diesbezüglich bestehenden Regelungen, z. B. Vergabehandbuch (VHB-Formblatt 112) wird hingewiesen.

2.1.3 Planungsgrundlagen

Bei der Planung ist möglichst genau der Leistungsbedarf anhand der unter Abschnitt 1.3 beschriebenen Berechnungsgrundlagen zu ermitteln.

Ist als Folge absehbarer Nutzungsänderungen oder baulicher Erweiterungen ein Zuwachs an elektrischer Leistung zu erwarten, ist dieser zusätzliche Leistungsbedarf überschlägig zu ermitteln und bei der Anlagenbemessung zu berücksichtigen. Bei nicht abschätzbarem Leistungszuwachs empfiehlt es sich, eine angemessene Raumreserve für weitere Abgangsfelder und Transformatoren einzuplanen.

Weiterhin ist festzulegen, in welchem Umfang eine Ausfallreserve vorzuhalten ist. Diese ist abhängig von den Ansprüchen an die Versorgungssicherheit und unter Berücksichtigung einer evtl. vorhandenen oder geplanten Ersatzstromversorgungsanlage zu bemessen. In der Regel ist keine 100%ige Redundanz erforderlich.

Die Ausfallreserve ergibt sich dadurch, dass mehrere Transformatoren vorgesehen werden. Bei Ausfall eines Transformators kann hierdurch noch ein wesentlicher Teil bis hin zum gesamten Leistungsbedarf gedeckt werden. In diesem Zusammenhang kann auch die Überlastfähigkeit von Transformatoren bei Zwangsbelüftung betrachtet werden. Eine dauernde Überlastung der Transformatoren soll jedoch aufgrund der überproportional ansteigenden Stromverluste vermieden werden.

Die Reserveleistung der auszuwählenden Transformatoren sollte im Normalfall den Leistungsbedarf unter Berücksichtigung des zu erwartenden Zuwachses und der festgelegten Ausfallreserve um nicht mehr als 30% übersteigen. Bei besonderen Nutzungsarten, wie z. B. Rechenzentren oder naturwissenschaftlichen Institutsgebäuden kann die Reserveleistung aufgrund des zu erwartenden Zuwachses höher gewählt werden.

Bis zu einer Transformatorennennleistung von 400 kVA ist ein Transformator zu verwenden. Darüber hinaus sind bis zu einem ermittelten Leistungsbedarf von etwa 1.200 kVA zwei Transformatoren einzusetzen. Werden mehrere Transformatoren eingebaut, so soll deren Einzelennleistung 400 kVA nicht unterschreiten und 1.000 kVA nicht übersteigen. Die Gesamtleistung einer Trafostation ist auf 4 x 1.000 kVA zu begrenzen.

Transformatorenstationen sollen im Lastschwerpunkt bzw. in den Lastschwerpunkten der Liegenschaft errichtet werden. Kann die Station nicht in der Nähe leistungsstarker Verbraucher eingerichtet werden, so ist zu prüfen, diese Verbraucher über einen so genannten „abgesetzten“ Transformator zu versorgen.

Im Allgemeinen ist es nicht erforderlich, bestimmten Verbrauchergruppen, z. B. Heizungs- und Lüftungsanlagen sowie Röntgengeräten einen gesonderten Transformator zuzuordnen.

2.1.4 Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen (26. BImSchV)

Der Schutz gegen schädliche Umwelteinwirkungen in Hoch- und Niederfrequenzanlagen ist in der Verordnung über elektromagnetische Felder, der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV), gesetzlich geregelt. Niederfrequenzanlagen im Sinne dieser Verordnung sind u. a. Freileitungen, Erdkabel und Elektromessanlagen einschließlich der Schaltfelder mit einer Frequenz von 50 Hertz und einer Nennspannung von 1.000 V und höher.

Für zu errichtende Mittelspannungsanlagen ist somit die Unterschreitung der in der Verordnung genannten Grenzwerte für elektrische Feldstärke und magnetische Flussdichte zu gewährleisten. Diese Grenzwerte gelten für Orte, die nicht nur zum vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind.

Als effektivste Maßnahme zur Umsetzung des Minimierungsgebotes sollten elektrische Betriebsräume so geplant werden, dass diese nicht unmittelbar an Räume angrenzen, in denen sich Menschen dauerhaft aufhalten. Des Weiteren kann durch die Wahl der Anordnung der Schaltanlagen im Betriebsraum, der Kabelabstände bei Erdkabeln, der Leiteranordnung oder

der Verlegegeometrie von Kabeln eine Reduzierung elektromagnetischer Felder erreicht werden. Auf die Ausführungen im Abschnitt 5.4 wird hingewiesen.

Weitere Planungshinweise können der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder (26. BImSchVVwV) entnommen werden.

2.2 Mittelspannungsschaltanlage

2.2.1 Ausführung der Schaltfelder

Die Ausführung der Schaltfelder erfolgt im Allgemeinen luftisoliert, fabrikfertig, typgeprüft, metallgekapselt, wartungsfrei oder wartungsarm mit Einfach- oder Doppelsammelschienen (Einfachsammelschienen bis 630 A) und mit fest eingebauten Geräten. Für Leistungsschalter kann Einschubtechnik oder Festeinbau vorgesehen werden. Die Kurzschlussfestigkeit ist nach Angaben des VNB festzulegen bzw. bei kundeneigenem Netz durch Kurzschlussstromberechnung zu ermitteln.

Die Schaltfelder sind mit abschließbaren Vollblechtüren, bei luftisolierten Anlagen mit Sichtscheiben aus Sicherheitsglas, auszustatten. Schaltfelder mit Schaltwagen sind nicht erforderlich. Die Teilung der Schaltzellen soll etwa 0,7 bis 1,0 m betragen. Bei beengten Raumverhältnissen oder Erweiterung bestehender Anlagen können Schaltanlagen mit einer Teilung von 0,6 m und weniger, wie sie bei Kompaktstationen und gasisolierten Anlagen anzutreffen sind, im besonderen Einzelfall eingesetzt werden, soweit nicht lokale Regelungen dem entgegenstehen. Eine rechtzeitige Abstimmung mit dem VNB ist zweckmäßig.

Die EU-Verordnung 2024/573 (F-Gase-Verordnung) untersagt ab dem 1. Januar 2026 die Inbetriebnahme elektrischer Mittelspannungsschaltanlagen für die Primär- und Sekundärverteilung bis einschließlich 24 kV, die fluorierte Treibhausgase (z. B. SF₆-Gas) als Isolier- oder Schaltmedien nutzen oder zu ihrem Funktionieren benötigen. Ab dem 1. Januar 2030 gilt dieses Verbot auch für Anlagen bis 52 kV. Es wird empfohlen, aus Nachhaltigkeitsgründen bereits vor diesen Stichtagen keine entsprechenden Anlagen mehr neu zu installieren. Durch die Industrie werden zunehmend Schaltanlagen mit alternativen Isolationsmedien angeboten, die eine raumsparende Bauweise ohne die Verwendung klimaschädlicher Gase ermöglichen.

Für Lasttrennschalter und die Kombination aus Last- und Trennschaltern sind in der Regel Handantriebe vorzusehen. Leistungsschalter oder Lasttrennschalter, die aus betrieblichen Gründen häufiger bedient werden müssen oder über eine Gebäudeleittechnik geschaltet werden sollen, sind mit Motorantrieb und Handbedienung auszurüsten.

Bei luftisolierten Schaltanlagen ist die Betriebsverfügbarkeit LSC2A bzw. LSC2B nach DIN EN IEC 62271-200 (VDE 0671-200) zu gewährleisten.

In kleineren Mittelspannungsschaltanlagen, d. h. Anlagen mit ein bis zwei Transformatoren der Nennleistung bis 630 kVA beschränkt sich der Schutz im Normalfall auf Maßnahmen in den Kabelschaltfeldern der Übergabestation und in den Transformatorenschaltfeldern. Dort werden Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen (HH-Sicherungen) eingesetzt. Diese können neben den Transformatoren auch Kabel, Kondensatoren oder Schaltanlagen vor thermischen und dynamischen Kurzschlussauswirkungen, nicht aber vor Überlast, schützen.

Aus Selektivitätsgründen kann der Einsatz von Leistungsschaltern in den Transformatorschaltfeldern erforderlich sein. Mit dem Einsatz von Leistungsschaltern sind besondere Maßnahmen für die Auslösung der Schalter im Störfall zu treffen. Übergabe-/Übernahmeschalter, Transformatorenschalter oder Netzschalter in offenen Ring- oder Strahlennetzen, die als Leistungsschalter ausgeführt sind, benötigen Überstrom- bzw. Überstromzeitschutzeinrichtungen. Art und Ausführung der Schutzrelais sind nach den Netzverhältnissen, Kurzschlussleistungen, Abschaltzeiten und Schutzobjekten zu bestimmen. Darüber hinaus sind in besonderen Fällen

Differentialschutzrelais erforderlich, z. B. für Kabelstrecken oder für speziell zu schützende Mittelspannungsverbraucher. Erdschlussrelais, Distanzschutz, Kurzunterbrechungsrelais oder ähnliche netzspezifische Schutzeinrichtungen sind in kundeneigenen Mittelspannungsnetzen selten erforderlich und im Bedarfsfall mit dem VNB abzustimmen.

Im Vergleich zum Differentialschutz ist der Schutz durch **unabhängigen Maximalstrom-Zeit-Schutz (UMZ-Schutz)** kostengünstiger, einfacher zu konfigurieren und störungsunempfindlicher. Aufgrund seiner Wirkungsweise eignet sich dieser auch sehr gut für kurze Kabellängen.

2.2.2 Übergabeschaltanlage des Verteilnetzbetreibers

Aufbau und Ausstattung der Übergabeschaltanlage regeln die regional unterschiedlichen Richtlinien der VNB. In Abhängigkeit der Transformatorenleistung besteht sie in der Regel aus den Einspeisefeldern sowie ggf. einem Mess- und Übergabefeld.

Grundsätzlich sind zwei Einspeisefelder für die zweiseitige Einbindung (Einschleifung) der Übergabeschaltanlage ins Mittelspannungsnetz des VNB vorzusehen. Wird zunächst nur ein Stichanschluss eingerichtet, aber ein späterer Ringschluss erwartet bzw. in Erwägung gezogen, sollte das zweite Einspeisefeld bereits betriebsfertig ausgeführt werden. Im Vergleich zu dem alternativ möglichen Vorhalten des Reservefeldes entfallen das nochmalige Freischalten, Prüfen und Inbetriebnehmen der Mittelspannungsschaltanlage.

Die Übergabe zur Mittelspannungsschaltanlage des Kunden ist abhängig von den Vorgaben des VNB unterschiedlich auszuführen:

- Weiterführung der Sammelschiene bei gemeinsamer Nutzung des Transformatorenschaltfeldes durch VNB und Kunden oder
- Einrichtung eines Übergabefeldes
 - mit Lastschalter oder
 - mit Leistungsschalter und Schutzeinrichtung.

Die Wandler eines Mittelspannungsverrechnungsmesssatzes werden entweder in das Messfeld oder Übergabefeld des VNB eingebaut. Sind keine separaten Mess- oder Übergabefelder vorgesehen, wird der Mittelspannungsverrechnungsmesssatz im Transformatorenschaltfeld angeordnet. Mit dem VNB ist abzustimmen, wer die Wandler beschafft und einbaut. Wird die Messeinrichtung von einem Dritten betrieben, sind vorgenannte Abstimmungen mit dem Messstellenbetreiber zu führen.

Wird nur ein Transformator geplant, ist in Abstimmung mit dem VNB aus wirtschaftlicher Sicht zu prüfen, ob eine niederspannungsseitige Messung vorzusehen ist. Der Einbau von Mittelspannungswandlern ist vorzubereiten, wenn perspektivisch mit einem Übergang von niederspannungsseitiger auf mittelspannungsseitige Messung zu rechnen ist.

Der VNB bestimmt, wie die Übergabeschaltanlage eingerichtet wird und wer die Ausführung übernimmt. Die Kostenbeteiligung an der Übergabeschaltanlage beschränkt sich ausschließlich auf Anlagenteile, die für die Versorgung der Abnahmestelle erforderlich sind.

2.2.3 Übernahmeschaltfeld

Ob ein Übernahmeschaltfeld im kundeneigenen Teil der Mittelspannungsschaltanlage notwendig ist und wie dieses gegebenenfalls ausgestattet wird, ist mit dem VNB zu klären.

Bei ungleichen Mittelspannungsschaltanlagen für den VNB-Teil (Übergabeschaltanlage des VNB) und den Kunden-Teil können ggf. zusätzliche Mittelspannungs-Felder, z. B. ein Kabelhochführungsfeld erforderlich werden. Bei typgleichen Mittelspannungs-Schaltfeldern sind diese Felder nicht notwendig.

Die kundeneigene Mittelspannungsschaltanlage muss für Instandhaltungsarbeiten frei geschaltet werden können. Aus organisatorischen Gründen ist mit dem VNB zu klären, ob hierzu

- der Schalter im Übergabeschaltfeld des VNB benutzt werden kann,
- die Schalter in den Einspeisefeldern des VNB verwendet werden können oder
- im Übernahmeschaltfeld Lasttrennschalter oder ggf. Leistungsschalter mit Sekundärschutzeinrichtungen vorzusehen sind.

Der Zugang zur Schaltanlage und die Schaltberechtigung sind mit dem VNB abzustimmen.

Wird die Mittelspannungsschaltanlage in ein kundeneigenes Mittelspannungsnetz eingebunden, entfallen Übergabe- und Übernahmeschaltfeld.

Bei Einsatz von Leistungsschaltern im kundeneigenen Teil der Mittelspannungsschaltanlage (Übernahme-, Kabel-, Transformatorenschaltfeld) ist mit dem VNB die Einstellung der Sekundärschutzeinrichtungen abzustimmen. Staffelzeiten sind zu beachten. Eventuell sind hierzu Netzberechnungen erforderlich.

2.2.4 Transformatorenschaltfelder

Die Schaltfelder zum Anschluss von Transformatoren sind mit Lasttrennschaltern mit unten angebauten HH-Sicherungen mit Schlagstiftauslösung nach DIN VDE 0670-402 und Erdungsschalter auszustatten. Lasttrennschalter und Erdungsschalter sind gegenseitig verriegelt.

Anstelle von Lasttrennschaltern mit Sicherungen können Leistungsschalter mit einem UMZ-Schutz bzw. AMZ-Schutz (**a**bhängiger **M**aximalstrom-**Z**eit-Schutz) eingesetzt werden, wenn die Transformatorenennennleistung 630 kVA übersteigt. Bei Verwendung des AMZ-Schutzes sind jedoch die eingeschränkten Möglichkeiten der Staffelung bzw. der Selektivität zu beachten. Wenn im Betrieb eine erhöhte Schalthäufigkeit zu erwarten ist, sollten gleichfalls Leistungsschalter vorgesehen werden.

Bei Parallelbetrieb von Transformatoren sind die Transformatorenschalter auf der Mittelspannungsebene und die Niederspannungsleistungsschalter mit einer Mitnahmeschaltung zu versehen. Die Mitnahmeschaltung soll sicherstellen, dass beim Auslösen des Mittelspannungsschalters der zugehörige Schalter auf der Niederspannungsseite ebenfalls ausschaltet und somit der Transformator beidseitig spannungsfrei ist.

2.2.5 Kabelschaltfelder

Die Kabelschaltfelder sind vorzugsweise auszustatten mit:

- Lasttrennschalter mit angebautem Erdungsschalter (gegenseitig verriegelt) oder bei Selektivitäts-Erfordernis,
- Leistungsschalter mit UMZ-Relais (UMZ-Schutz) mit angebautem Erdungsschalter (gegenseitig verriegelt) und
- Kurzschlussanzeiger.

Mehrere Leitungszüge, die hintereinandergeschaltet sind, können über ein Schutzrelais geschützt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass zur Auslösung der minimale Kurzschlussstrom beachtet werden muss.

Bei vermaschten Netzen sollte das UMZ-Relais mit einem **R**ichtungsschutz ausgestattet (UMZ-R-Schutz) oder ein Differentialschutz eingesetzt werden. Als Reserveschutz ist ein UMZ-Schutz vorzusehen.

Die Einstellwerte des UMZ-Schutzes sind mit dem VNB abzustimmen.

2.2.6 Reserveschaltfelder

Grundsätzlich ist für jeden Abgang ein Schaltfeld einzuplanen. Für zunächst noch unbestückte Transformatorenkammern oder für den späteren Anschluss von abgesetzten Transformatoren bzw. den weiteren Ausbau des eigenen Mittelspannungsnetzes sind bei Bedarf Reserveschaltfelder vorzusehen. In Abhängigkeit der Randbedingungen sind diese bereits komplett zu bestücken.

2.3 Transformatoren

2.3.1 Auswahl und Ausführung

Es sind Transformatoren einzusetzen mit

- maximal zulässigen Leerlauf- und Kurzschlussverlusten gemäß Ökodesign-Richtlinie und EU-Verordnung Nr. 548/2104,
- Mindestwirkungsgrad gemäß Ökodesign-Richtlinie und EU-Verordnung Nr. 548/2014,
- Kurzschlussspannung $u_K = 6\%$ ($u_K = 4\%$ bei $S \leq 630$ kVA),
- Schaltgruppe Dyn 5 und
- Anzapfungen (i. d. R. $\pm 2 \times 2,5\%$).

Mit dem VNB ist zu klären, ob perspektivisch eine Änderung der Betriebsspannung vorgesehen ist und daher die Transformatoren in der Oberspannung veränderbar ausgeführt werden sollen. Dies ist vor allem dann zu berücksichtigen, wenn die Betriebsspannung des Mittelspannungs-Netzes von den üblichen Spannungswerten (10 kV oder 20 kV) abweicht. Dabei ist zu überlegen, ob die Oberspannung und die Wicklungsanzapfungen der Transformatoren abweichend von den Normwerten gewählt werden sollen.

In Liegenschaften mit mehreren Transformatorenstationen oder Transformatoren sind die Transformatoren möglichst einheitlich auszuführen. In einer Liegenschaft sollten maximal zwei Leistungsgrößen zum Einsatz kommen. Der Einsatz von Großtransformatoren größer 1.000 kVA ist in begründeten Einzelfällen möglich.

Aufgrund der aktuellen Vorgaben zu Leerlauf- und Kurzschlussverlusten sowie zum Wirkungsgrad von Transformatoren kann es bei Bestandsanlagen wirtschaftlich sinnvoll sein, eine Transformatorerneuerung vor Erreichung der technischen Lebensdauer durchzuführen.

Grundsätzlich können folgende Arten von Transformatoren zum Einsatz kommen:

- Öltransformatoren,
- Hermetiktransformatoren und
- Gießharztransformatoren.

Bei der Auswahl der Transformatorenart sind u. a. folgende Aspekte und Besonderheiten zu beachten:

Öltransformatoren

Vorteil:

- kostengünstiger als Gießharztransformator
- niedrigere Leerlauf- und Kurzschlussverluste
- langsamere Erwärmung bei Überlast
- Schäden im Isolierstoff (Luftblasen, unreines Öl) sind reversibel

Nachteil:

- Ölverlust durch Korrosion des Trafokessels
- Ölundichtigkeiten an Flanschen, Durchführungen, Dichtungen
- Teilentladungen durch Luftblasen möglich
- Ölwechsel bei sehr stark belasteten Trafos nach 20 Jahren
- erhöhter baulicher Aufwand, z. B. durch Ölauffangwanne (siehe auch Abschnitt 5.4)
- Umweltschutzauflagen am Aufstellungsort sind zu beachten
- erhöhte Brandgefahr
- Die Transformatoren dürfen nur in Räumen aufgestellt werden, deren Fußboden nicht tiefer als 4 m unterhalb der Geländeoberfläche liegt.
- Die Transformatoren dürfen nicht in Geschossen aufgestellt werden, die sich über dem Erdgeschoss befinden.

Hermetiktransformatoren

Vorteil:

- Vorteile entsprechend Öltransformatoren
- Kein Luft- und Feuchtigkeitskontakt durch hermetische Abdichtung des Ölraumes, Ausgleich der Öl-Volumenveränderung durch flexible, gewellte Wände (Rippen)
- Geringere Betriebskosten durch bessere Ölhaltbarkeit und längere Zyklen für Wartungen und Ölanalysen, weitestgehend wartungsfrei

Nachteil:

- Nachteile entsprechend Öltransformatoren
- Größere Bauform gegenüber Öltransformatoren durch größeres Ölvolumen

Gießharztransformatoren

Vorteil:

- keine Korrosionserscheinungen
- wartungsfrei
- geringe Störanfälligkeit
- keine Ölauffangwanne erforderlich
- keine brandschutztechnischen Beschränkungen
- geringer hochbautechnischer Aufwand
- problemloser Einsatz in Wasserschutzgebieten
- hohe Überlastfähigkeit bei Querstromlüftung
- selbstverlöschend

Nachteil:

- 10 % bis 30 % teurer als Öltransformatoren
- höhere Leerlauf- und Kurzschlussverluste
- Schäden im Isolierstoff sind irreversibel
- schnellere Erwärmung bei Überlast
- höhere Entsorgungskosten

Können aufgrund von Bauvorschriften keine Öl- bzw. Hermetiktransformatoren eingebaut werden (Brandschutz, Umweltschutz, Wassereinzugsgebiet) oder ist deren Einsatz aus baulichen Gründen unwirtschaftlich, sind halogenfreie Gießharztransformatoren zu verwenden. Bei der Neuerrichtung von Trafostationen in Gebäuden ist aufgrund des geringeren baulichen Aufwandes davon auszugehen, dass der Einsatz von Gießharztransformatoren im Regelfall die wirtschaftlichere Lösung ist. Aufgrund der geringeren Leerlauf- und Kurzschlussverluste von Öl- und Hermetiktransformatoren wird jedoch eine Wirtschaftlichkeitsuntersuchung empfohlen.

2.3.2 Transformatorschutz

Zum Schutz vor zu hoher Erwärmung der Öl- und Gießharztransformatoren sind zwei Temperaturüberwachungen für Warnung und Auslösung vorzusehen. Es sind Kontaktthermometer mit 2 Kontakten einzusetzen. Öltransformatoren mit Ausdehnungsgefäß sind zusätzlich mit

Buchholzschutz auszurüsten. Hermetiktransformatoren sind mit Hermetik-Schutz auszustatten.

Die Schutzeinrichtungen im Transformatorenschaltfeld sind im Abschnitt 2.2.4 beschrieben.

Der Überlastschutz der Transformatoren erfolgt auf der Sekundärseite.

2.3.3 Parallelbetrieb von Transformatoren

Bei Parallelbetrieb von mehreren Transformatoren müssen folgende vier Bedingungen erfüllt sein:

1. gleiche Schaltgruppen
2. gleiche Übersetzungsverhältnisse
3. annähernd gleiche Kurzschlussspannungen (zulässige Abweichungen < 10 %)
4. Verhältnis der Bemessungsleistungen nicht größer als 3 : 1

Die erste und zweite Bedingung sorgen für gleiche Spannungen im Leerlauf, wodurch Ausgleichströme vermieden werden. Die dritte und vierte Bedingung führen zu einer sinnvollen Stromaufteilung bei Belastung.

Bei zeitlich veränderlicher Belastung mehrerer parallel geschalteter Transformatoren kann durch gezieltes Zu- oder Abschalten von Transformatoren eine Minimierung der Transformatorverluste erreicht werden.

Die Wärmeverluste eines Transformators setzen sich aus den Leerlaufverlusten P_L und den Kurzschlussverlusten P_k zusammen. Während die Leerlaufverluste spannungsabhängig und annähernd dem Quadrat der Spannung proportional sind, steigen die Kurzschlussverluste proportional mit dem Quadrat des Belastungsstromes.

Um im Betrieb eine Entscheidung über die Zu- bzw. Abschaltung paralleler Transformatoren treffen zu können, ist es erforderlich, den Umschaltstrompunkt I_u zu ermitteln. Ist die Strombelastung längere Zeit geringer als I_u , so ist es für einen verlustoptimalen Betrieb sinnvoll, einen der parallelen Transformatoren abzuschalten. Für Belastungen oberhalb I_u ist der Parallelbetrieb mit einem weiteren Transformator wirtschaftlicher. Sind mehr als zwei Transformatoren parallel installiert, müssen mehrere Umschaltpunkte berechnet werden. Der Umschaltpunkt berechnet sich bei gleichen Bemessungsleistungen der Transformatoren wie folgt:

$$I_u = I_n \times \sqrt{n \cdot \frac{(n-1) \cdot P_L}{P_k}}$$

I_u = Umschaltstrom

I_n = Nennstrom eines Transformators

P_L = Leerlaufverluste eines Transformators

P_k = Kurzschlussverluste eines Transformators

n = Anzahl der parallelgeschalteten Transformatoren

Beispiel:

Verlustoptimaler Betrieb für 2 parallel zu schaltende Transformatoren (mit gleichen Kennwerten, $S = 630 \text{ kVA}$, Öltransformator)

Leerlaufverluste eines Transformators $P_L = 540 \text{ W}$

Kurzschlussverluste eines Transformators $P_k = 4.600 \text{ W}$

$$I_u = I_n \times \sqrt{2 \cdot \frac{540 \text{ W}}{4.600 \text{ W}}}$$

$$I_u = I_n \times 0,48$$

Der optimale Schalterpunkt für einen verlustoptimalen Parallelbetrieb liegt für diesen Beispielfall bei $0,48 \times I_n$.

Vorstehende Berechnung ist auch für die Dimensionierung von Transformatoren anwendbar, da neben den Investitionskosten insbesondere die Energieeffizienz ein wesentliches Entscheidungskriterium ist.

2.4 Erdung

Erdungsanlagen in Hochspannungsanlagen dienen der Sicherheit von Personen und der Funktionsfähigkeit von Betriebsmitteln, die an der Erdungsanlage angeschlossen sind.

Maßgebend ist dabei die Norm DIN EN 50522 (VDE 0101-2) - "Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV".

Die Bemessung der Erdungsanlagen erfolgt sowohl nach mechanischen und thermischen Gesichtspunkten als auch nach Sicherheitsgesichtspunkten. Für die Bemessung der Erdungsanlage sind darüber hinaus auch die Vorgaben des VNB, z. B. zu Fehlerströmen, Erdungsimpedanzen und zur Sternpunktbehandlung zu beachten.

Die Erdungsanlage ist so aufzubauen, dass der Sternpunkt des Transformators bzw. die Sternpunkte bei mehreren Transformatoren bzw. Stromerzeugern nur einmal an zentraler Stelle mit der Haupterdungsschiene und der Erde des Gebäudes (z. B. Fundamenterder) verbunden werden.

Die Sternpunkte der Transformatoren bzw. Stromerzeuger sind über isoliert verlegte Leiter vorzugsweise in die Niederspannungshauptverteilung (NSHV) zu führen und zentral zu erden. Die Hochspannungs- bzw. Mittelspannungsschutzerde (z. B. Trafofahrgestell, MS-Schaltanlagen) ist direkt mit der Potenzialausgleichsschiene zu verbinden. Die Neutralleiter dürfen im weiteren Verlauf der Elektroinstallation keine weitere Verbindung mit Erde oder dem Schutzleiter haben. Ab dem zentralen Erdungspunkt in der NSHV entsteht damit ein elektromagnetisch verträgliches TN-S-System.

Gemäß DIN VDE 0100-100 (VDE 0100-100) muss der Zentrale Erdungspunkt (ZEP) in der NSHV angeordnet werden. Wegen möglicher hochspannungsseitiger Einflüsse sollte die Haupterdungsschiene (HES) zudem in Transformatornähe liegen. Alle Verbindungen zur Potenzialausgleichsschiene und von dort zum zentralen Erdungspunkt sind möglichst kurz und mit ausreichendem Querschnitt, insbesondere bezogen auf die Kurzschlussfestigkeit, auszuführen.

Bei einem TN-S-System mit einer gemeinsamen Erdungsanlage für die Mittelspannungsschutzerdung und die Niederspannungsbetriebserdung ist der in Abbildung 1 dargestellte Aufbau zu realisieren.

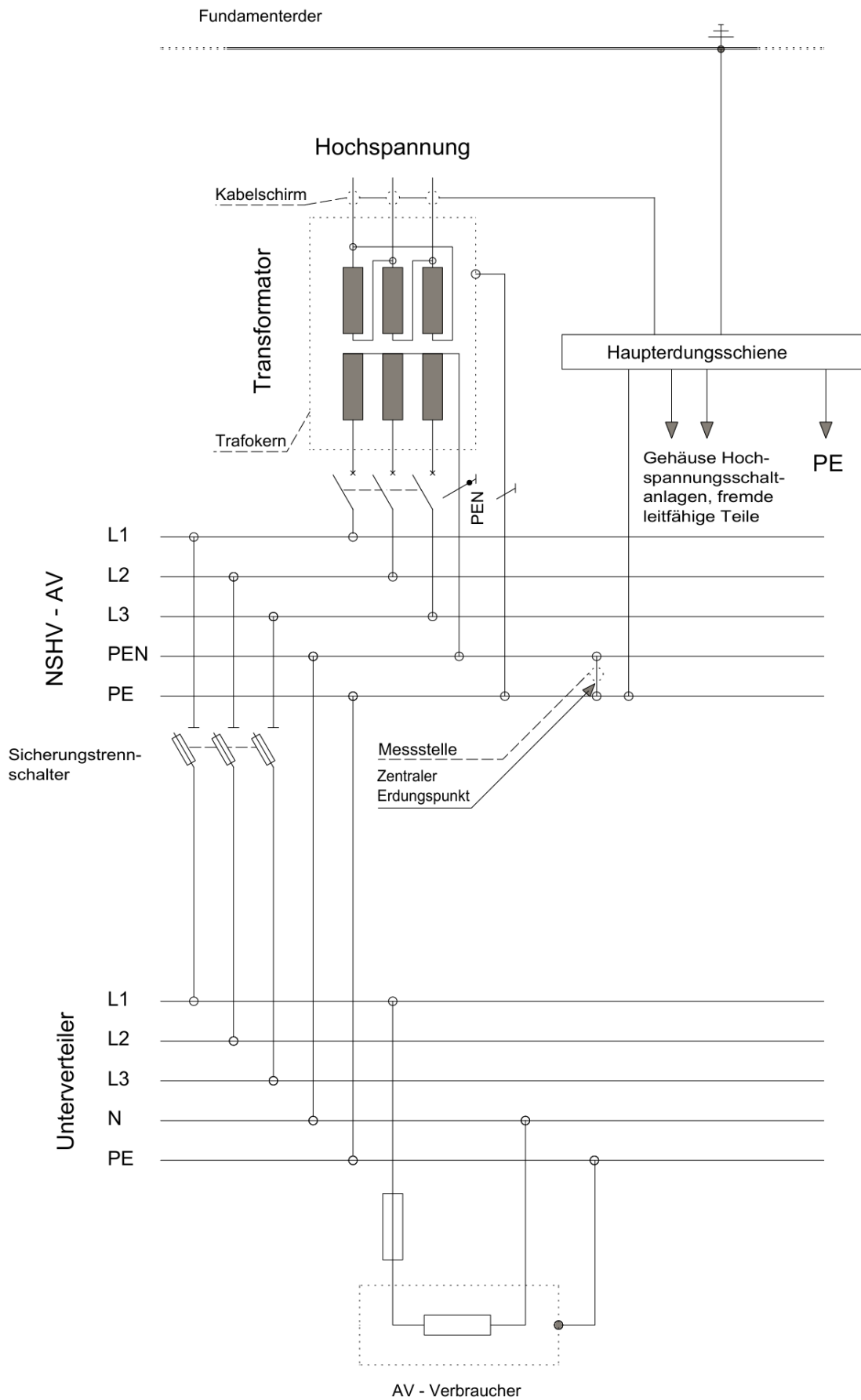


Abbildung 1: NS-Betriebserdung in der Transformatorstation, Auftrennung PEN in PE und N

In der Nähe der Transformatoren sind ober- und unterspannungsseitig Kugelfestpunkte zum Erden und Kurzschließen vorzusehen.

Im Trafoparallelbetrieb ist zusätzlich zu beachten, dass der PE-Leiter im Falle des einpoligen Kurzschlusses zwischen einer Phase und dem Trafofahrgestell mit dem Kurzschlussstrom aus allen parallel geschalteten Trafos belastet wird. So kann z. B. bei vier parallelgeschalteten Trafos mit einer Leistung von jeweils 1.000 kVA der Kurzschlussstrom je nach Netzverhältnis ca. 50 kA - 80 kA betragen. Der Stromwärmewert gemäß der Formel „ $I^2 \times t$ “ beläuft sich bei Abschaltzeiten im Bereich von ca. 0,5 s dann z. B. bei 50 kA auf ca. $1.250 \times 10^6 \text{ A}^2\text{s}$. Zur Erreichung einer thermisch kurzschlussfesten Verkabelung ist in diesem Fall ein Kabelquerschnitt von ca. 400 mm² erforderlich. Es ist zu gewährleisten, dass dieser Kabelquerschnitt durchgehend vom Trafofahrgestell bis zur NSHV-PE-Schiene verlegt wird. Im Hinblick auf die Kurzschlussfestigkeit ist zu prüfen, ob im Einzelfall mehrere Erdungsanschlüsse am Trafofahrgestell vorzusehen sind.

Bei Einspeisung aus dem Freileitungsnetz sind weitere Auflagen des VNB zu erfüllen.

2.5 Zubehör

In Transformatorstationen sind folgende Zubehöerteile ordnungsgemäß zu lagern, auszuhängen bzw. anzubringen:

- Übersichtsschaltplan (hinter Glas),
- Erdungsplan,
- Stationsbuch,
- Schalthebel für Trenner, Lasttrenner, Erdungsschalter,
- Kurzschlussfeste Erdungs- und Kurzschlussvorrichtungen, mindestens 150/50 mm² (Auslegung gemäß Kurzschlussstrom), $l=2.400 \text{ mm}$, in ausreichender Zahl, mindestens zweifach,
- HH-Sicherungen einschließlich Zange,
- Einschubplatten zur Abschottung freigeschalteter Anlagensegmente,
- Schaltfeldtürschlüssel,
- Warn- und Hinweisschilder gemäß DIN 4844-2 (geerdet und kurzgeschlossen, Hochspannung! Vorsicht Lebensgefahr! Nicht schalten! Gefahr vorhanden),
- Isolations-Fußbodenmatten,
- HS/MS-Spannungsprüfer mit elektrischer und optischer Anzeige, selbstüberwachend,
- Schreib- oder Wandpult,
- Akku-Handleuchte mit eingebautem Ladegerät, Notlichtdauer 3,5 h,
- Gebotsschildersatz (Sicherheitsvorschriften für Hochspannungsschaltanlagen, Betrieb von Starkstromanlagen, Merkblatt Brandbekämpfung, Erste Hilfe bei Unfällen durch elektrischen Strom).

3 Niederspannungsanlagen

Niederspannungsanlagen sind nach der Normenreihe DIN VDE 0100 zu errichten.

Die Verteilung der elektrischen Energie erfolgt bei mittelspannungsseitiger Einspeisung über die Niederspannungshauptverteilung (NSHV), die Gebäudehauptverteilung (GHV) und die Unterverteilungen (UV) bzw. Verteilungen für besondere Abnehmer (z. B. Aufzüge, Kältemaschinen, Lüftungsgeräte) zu den Stromkreisen für die Endverbraucher. In Liegenschaften mit niederspannungsseitigem Hausanschluss übernimmt die durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) eingespeiste GHV gleichzeitig die Funktion der NSHV.

Bei Planung, Bau und Betrieb der elektrischen Betriebsmittel und Anlagen ist die Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 4 zu beachten.

Gemäß §13 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) dürfen Arbeiten (ordnungsgemäße Errichtung, Erweiterung und Änderung) an elektrischen Anlagen grundsätzlich außer durch den Netzbetreiber nur durch Elektrofachkräfte eines in ein Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragenes Installationsunternehmen durchgeführt werden. Im Interesse des Anschlussnehmers darf der Netzbetreiber eine Eintragung in das Installateurverzeichnis nur von dem Nachweis einer ausreichenden fachlichen Qualifikation für die Durchführung der jeweiligen Arbeiten abhängig machen.

3.1 Netzform

Um eine bestmögliche elektromagnetische Verträglichkeit des Gebäudes sicherzustellen, ist grundsätzlich ab der NSHV ein TN-S-System aufzubauen. Abweichungen hiervon können sich durch Forderungen des VNB (TT-System) oder aus der besonderen Nutzung (IT-System) ergeben.

Das häufig in älteren Liegenschaften noch vorzufindende TN-C-S-System kann bei Gebäuden, die mit umfangreichen Anlagen der Informations- und Kommunikationstechnik (IuK) ausgerüstet sind, zu erheblichen Störungen dieser IuK-Netze führen. Die Ursachen sind in der Beeinflussung der Netze durch elektromagnetische Felder zu suchen. Beim TN-C-S-System werden in der Regel 4-adrige Kabel von der NSHV zu den UV verlegt. Die Aufteilung in PE und N erfolgt erst in der UV. Bei einem zusätzlichen Potenzialausgleich zwischen dem PEN-Leiter und den geerdeten Metallteilen des Gebäudes werden diese Metallteile für den Betriebsstrom des PEN-Leiters zu Parallelstrompfaden. Dadurch wird der Neutralleiterstrom auf den PEN-Leiter, die Schirme von Kabeln und Leitungen der IuK-Anlagen sowie auf fremde leitfähige Teile verteilt. Die Größe des Stroms, der über die geerdeten Metallteile des Gebäudes fließt, hängt von den Widerstandswerten zwischen diesen Metallteilen des Gebäudes und dem PEN-Leiter ab. Das dabei entstehende elektromagnetische Feld führt häufig zu Störungen bei IuK-Anlagen.

Gemäß DIN VDE 0100-444 wird für neue Anlagen das TN-S-System vorgeschrieben. Demzufolge dürfen TN-C-Systeme in neu errichteten Gebäuden, die eine wesentliche Anzahl von Betriebsmitteln enthalten oder wahrscheinlich enthalten werden, nicht verwendet werden. Ferner wird empfohlen, in bestehenden Gebäuden TN-C-Systeme nicht beizubehalten, wenn diese Gebäude eine wesentliche Anzahl von informationstechnischen Betriebsmitteln enthalten oder wahrscheinlich enthalten werden. Die Anlagen in neu zu errichteten Gebäuden müssen ab der Gebäudeeinspeisung als TN-S-Systeme errichtet werden. Gleiches ist in bestehenden Gebäuden anzustreben.

3.2 Niederspannungs- und Gebäudehauptverteilung

Bei mittelspannungsseitig versorgten Liegenschaften befindet sich die Niederspannungshauptverteilung in unmittelbarer Nähe zur Transformatorstation. Als erste Verteilung nach dem Transformator (ggf. Stromerzeugungsaggregaten) verteilt sie die Energie über das Niederspannungskabelnetz zu den Gebäudehauptverteilungen. Diese wiederum versorgen die nachgeordneten Unterverteilungen. Versorgt die Transformatorstation nur das Gebäude in dem sie untergebracht ist, bilden NSHV und GHV eine Einheit.

Es sind bauartgeprüfte Schaltgerätekombinationen gemäß DIN EN IEC 61439-1 (VDE 0660-600-1) und Energie-Schaltgerätekombinationen (PSC) gemäß DIN EN IEC 61439-2 (VDE 0660-600-2) zu verwenden.

Die Einspeisungen sollen nicht nebeneinander, sondern gleichmäßig verteilt (z. B. Anfang, Mitte und Ende der Schaltanlage) angeordnet werden, damit die Schaltanlage thermisch und elektrisch (auch bei Kurzschluss) möglichst gering beansprucht wird. Ferner ist auf eine gleichmäßige Auslastung der Abgänge zu achten.

Für die Einspeisungen sind Leistungsschalter mit Trennstrecken einzusetzen. Für die Abgänge sind in der Regel Sicherungslasttrennschalter/-leisten zu verwenden. Zur Absicherung von Abgängen größer 500 A werden jedoch aus Selektivitätsgründen Leistungsschalter (ACB) bzw. Kompaktleistungsschalter (MCCB) mit LSI Auslösecharakteristik (Überstromauslösung: L - langzeitverzögert, S - kurzzeitverzögert, I - unverzögert) empfohlen. Auch Ersatzstromquellen sind über Leistungsschalter einzuspeisen. Eine Sammelschienenlängstrennung ist zwischen Netz- und Ersatzstromschiene vorzusehen. Ansonsten sind Sammelschienenlängstrennungen in der Regel nicht erforderlich.

Bei der Errichtung elektrischer Anlagen ist auf die Selektivität bei Überlast und Kurzschluss zu achten. Normative Forderungen bezüglich der Auslegung dieser Anlagen auf Überstromselektivität sind in DIN EN 60269-1 (VDE 0636-1), DIN EN 60947-2 (VDE 0660-101) und zum medizinischen Bereich in DIN VDE 0100-710 enthalten. Darüber hinaus wird empfohlen, dass der Auftragnehmer/Planer anhand einer rechnerischen Netzanalyse den Nachweis der Selektivität erbringt und die dazugehörige Dokumentation liefert. Dies ist vertraglich festzulegen.

Die Schaltanlage muss so ausgeführt sein, dass eine Ersatzstromquelle im Probetrieb mit Nennlast belastet werden kann. Der Schutz bei indirektem Berühren, Kurzschluss und Überlast muss auch dann gewährleistet sein, wenn die Ersatzstromanlage im Inselbetrieb arbeitet. Bei der Auslegung auf Kurzschlussfestigkeit ist die Kurzschlussleistung von Stromerzeugungsaggregaten im Netzparallelbetrieb zu berücksichtigen.

Platzreserven für künftige Erweiterungen sind in angemessenem Umfang (ca. 25 %) vorzusehen.

Im Hinblick auf eine sichere Betriebsführung und eine wirkungsvolle Energieverbrauchskontrolle kommt der Erfassung von Messdaten und Verbrauchswerten eine wichtige Bedeutung zu. In den Einspeisefeldern sind Vielfachmessgeräte für Spannung, Strom, Frequenz, Wirkleistungsfaktor $\cos \varphi$ und für die Leistung einzubauen. Darüber hinaus sind folgende Störmeldungen zu erfassen und bei Vorhandensein einer Gebäudeautomation mit Managementebene auf der Bedienstation zu visualisieren:

- Schutzeinrichtungen des Transformators,
- Auslösen der Leistungsschalter,
- Ausfall der Spannung,
- Ausfall der Hilfsspannung.

Hinweise zur Mess- und Verbrauchswerterfassung enthält Abschnitt 8.2.

3.3 Verteilungen

Verteilungen sind grundsätzlich als bauartgeprüfte Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen nach DIN EN IEC 61439-1/-2 (VDE 0660-600-1/-2) auszuführen. Im Speziellen sind

- Stromkreisverteiler nach DIN EN 60670-24 (VDE 0606-24) und
- Zählerplätze nach DIN VDE 0603-2-1 (VDE 0603-2-1) für Direktmessung bzw. nach DIN VDE 0603-2-2 (VDE 0603-2-2) für indirekte Messung

auszuführen.

Für spätere Erweiterungen ist eine Platzreserve von etwa 25 % vorzuhalten.

Verteilungen sind grundsätzlich mit Hauptschaltern auszurüsten.

Die Zu- und Abgänge sind wie folgt auf Klemmen zu legen:

- bis 10 mm² schraubenlos,
- bis 50 mm² auf Schraubklemmen,
- ab 70 mm² auf Schraubklemmen mit abnehmbarem Oberteil.

Davon abweichend soll die Elektroinspeisung direkt auf das Schaltgerät geführt werden.

Die Klemmstelle für den Neutralleiter muss sicherstellen, dass die Trennung leicht, schnell und ohne Abschrauben der Leitung durchgeführt werden kann, z. B. durch den Einsatz von Neutralleiter-Trennklemmen.

Die Kabel und Leitungen sind mit Reihenschellen auf Profilschienen zu befestigen. Zum Rangieren und Ordnen der Zu- und Abgänge ist über der oberen Klemmenreihe (soweit vorhanden) genügend Platz vorzuhalten.

Die einzelnen Stromkreise sind für eine symmetrische Belastung gleichmäßig auf die drei Phasen aufzuteilen.

Die Betriebsmittel und Klemmen sind dauerhaft und gut lesbar zu bezeichnen.

Ist eine betriebsnotwendige Ersatzstromversorgung vorgesehen, so sind in den Verteilungen Sammelschienenabschnitte zu bilden. Diese sind so voneinander zu trennen, dass eine gegenseitige Gefährdung durch Lichtbögen zuverlässig vermieden wird.

Bei bauordnungsrechtlich geforderter Versorgungseinrichtung für Sicherheitszwecke (früher Sicherheitsstromversorgung) sind neben der (Muster-)Leitungsanlagen-Richtlinie (M)LAR einschlägige DIN- und VDE-Normen, wie z. B. DIN VDE 0100-710 und DIN VDE 0100-718, zu beachten.

Bei geringen bis ggf. mittleren Anforderungen an die Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) und die Versorgungssicherheit - wie z. B. in Bürogebäuden mit einfacher technischer Ausstattung, unterdurchschnittlichen Anforderungen an die Technik und wenigen Funktionsbereichen - können alle Verbraucher grundsätzlich gemeinsam über ein NS-Verteilnetz versorgt werden. In diesen Fällen erfolgt keine Trennung bei den Steigleitungen und den Endstromkreisen für Steckdosen.

Bei mittleren bis hohen Anforderungen an die Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) und die Versorgungssicherheit sowie bei einer differenzierten Ersatzstromversorgung wird empfohlen, die Stromkreise der Starkstrominstallation konsequent wie folgt zu trennen:

- allgemeine Verbraucher (z. B. Steckdosen für Reinigungsgeräte, Heißwasserbereiter, Kühlschränke) und
- IuK-Verbraucher.

Bei dieser Ausführungsvariante werden beide Verbrauchergruppen ab der GHV - als getrennt aufgebaute Systeme - durch jeweils eigene NS-Verteilnetze versorgt. Die Schutzgeräte für die allgemeinen und IuK-Verbraucher sind in separaten NS-Unterverteilungen einzubauen. Beide, nach Möglichkeit aneinander gereihten, Verteiler speisen die den Verbrauchergruppen zugeordneten Endstromkreise im Versorgungsbereich. Auf die Trennung der Verteiler ist zu verzichten, wenn alle Schutzgeräte vorteilhaft in einem gemeinsamen Verteiler und die Schutzgeräte für die IuK-Verbraucher in einem von den allgemeinen Verbrauchern abgetrennten Feld im Verteiler untergebracht werden können. Die Felder sind eindeutig zu kennzeichnen.

Je nach Anlagenkonfiguration und Erfordernis ist in den Verteilungen ausreichend Platz für den Einbau von Verbrauchsmesseinrichtungen vorzuhalten, um mit diesen größere Verteilerabschnitte, Abgänge mit leistungstarken Verbrauchern, wie Aufzüge, Großküchengeräte, Kältemaschinen, messtechnisch separat erfassen und auswerten zu können. Bei vorhandener Gebäudeautomation mit Managementebene sind diese Messwerte in der Bedienstation zu visualisieren (siehe auch Abschnitt 8.2).

3.4 Kabel, Leitungen und Schienenverteilersysteme

Die Anforderungen der DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520) sind zu beachten.

Grundsätzlich ist der Netzaufbau im Gebäude sternförmig als TN-S-System oder gemäß Forderung des VNB bzw. in Sonderfällen als TT-System zu realisieren. Wegen der günstigeren EMV-Eigenschaften sind für Steigleitungen bevorzugt Kabel des Typs NYCWY zu verwenden. Bei Verbindungen mit Lastströmen größer 1.000 A, wie z. B. Transformatoreinspeisungen, Verbindung Hauptverteilung zur Verteilung der Ersatzstromversorgung, bieten Stromschienenverteilersysteme eine platzsparende und u. U. kostengünstigere Lösung. Insbesondere bei schwierigen Platzverhältnissen, der Forderung nach geringer Brandlast und definierten EMV Eigenschaften und Kurzschlussfestigkeit sind Schienenverteilersysteme in Betracht zu ziehen. Bei Verwendung von Schienenverteilersystemen ist auf deren EMV-Eigenschaften zu achten.

Für Schienenverteilersysteme gelten die Vorgaben der europäisch harmonisierten Produktnorm DIN EN 61439, Teil 1 und 6.

Bei bauordnungsrechtlich geforderter Sicherheitsstromversorgung (elektrische Anlage für Sicherheitszwecke) im Geltungsbereich der Bestimmungen DIN VDE 0100-710 und DIN VDE 0100-718 sind für die Netz- und die Sicherheitsstromversorgung gesonderte Hauptleitungen zu verlegen. Bei betriebsnotwendigen Ersatzstromanlagen bestehen nicht derartig hohe Anforderungen an die Sicherheit der Stromversorgung, so dass Vereinfachungen möglich sind (z. B. keine getrennten Trassen).

Sofern der Aufbau von separaten Netzen für die Allgemeinversorgung und Sicherheitsstromversorgung aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen ausnahmsweise nicht möglich sein sollte, kann der Anschluss aller Verbraucher an die Ersatzstromanlage vorgesehen werden. Diese Ersatzstromvollversorgung soll allerdings die Ausnahme sein.

Die zulässige Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen für feste Verlegung in und an Gebäuden ist anhand der DIN VDE 0298-4 festzulegen. Diese Norm ist insbesondere bei der Häufung von Kabeln und Leitungen zu beachten.

Auch im Hinblick auf die zunehmende Belastung der Neutralleiter sind grundsätzlich Kabel, Leitungen und Schienenverteilersysteme ohne Querschnittsreduzierung beim N-Leiter einzusetzen.

Die Trassen für Kabel und Leitungen sind von den Fachplanern für die Technische Ausrüstung und Objektplanung gemeinsam festzulegen. Auf die besondere Problematik der Brandlast in Flucht- und Rettungswegen wird hingewiesen. Die Vorgaben der (M)LAR sind einzuhalten.

Starkstromkabel und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabel für die dauerhafte Installation in Bauwerken fallen unter die Bauproduktenverordnung (BauPVO). Die BauPVO legt Bedingungen für die Vermarktung von Bauprodukten fest, so dass deren Leistung anhand wesentlicher Merkmale unter Verwendung europäisch harmonisierter Regeln zu erklären ist.

Die Vorgaben der europäisch harmonisierten Produktnorm DIN EN 50575 (VDE 0482-575) gelten für folgende Kabel- und Leitungstypen:

- Starkstromkabel und -leitungen, isolierte Leiter und Kabel zur Verwendung bei z. B. der Elektrizitätsversorgung,
- Steuer- und Kommunikationskabel, Drähte, symmetrische Kabel und Koaxialkabel mit metallischen Leitern zur Verwendung in z. B. der Telekommunikation, der Datenübertragung, der Funkfrequenz- und Videokommunikation sowie Signalgebungs- und Steuereinrichtungen und
- Glasfaserkabel zur Verwendung z. B. in der Telekommunikation, der Datenübertragung, der Funkfrequenz- und Videokommunikation sowie Signalgebungs- und Steuereinrichtungen.

Die Anforderungen der DIN EN 50575 (VDE 0482-575) gelten nicht für folgende Kabel- und Leitungstypen:

- Kabel und Leitungen mit Funktionserhalt,
- Kabel innerhalb von Maschinen (Maschinenrichtlinie Nr. 2006/42/EG, ab 2027 gilt Maschinenverordnung Nr. 2023/1230/EU),
- Kabel für Aufzüge (Aufzugsrichtlinie Nr. 2014/33/EU),
- Kabel, die speziell für den industriellen Einsatz gefertigt wurden und
- nationale Kabel und Leitungen, für die die DIN VDE 0298-3 (VDE 0298-3) (z. B.: NHXMH) gilt.

Die europäisch harmonisierte Produktnorm DIN EN 50575 (VDE 0482-575) enthält Vorgaben zur Klassifizierung des Brandverhaltens von elektrischen Kabeln. Starkstromkabel und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabel für die dauerhafte Installation in Bauwerken sind in Bezug auf ihr Brandverhalten zu prüfen und zu kennzeichnen.

Klassifizierung des Brandverhaltens

Die DIN EN 13501-6 definiert ein harmonisiertes Verfahren für die Klassifizierung des Brandverhaltens von elektrischen Kabeln. Sie beschreibt die Grundlagen, das Prüfverfahren und die Klassen des Brandverhaltens für die Einordnung der Kabel entsprechend ihrem Brandverhalten in die sieben Brandklassen (Euroklassen) Aca, B1ca, B2ca, Cca, Dca, Eca und Fca.

Für die Euroklassen B1ca, B2ca, Cca und Dca ist eine zusätzliche Klassifikation bezüglich Rauchentwicklung (s), Abtropfen (d) und dem Säurewert der Brandgase (a) möglich.

Eine Erläuterung zu den Brandklassen für Starkstromkabel und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabel, als auch Aussagen zu den ggf. entstehenden Mehrkosten im Vergleich zum Einsatz von normalentflammbaren Kabeln enthält Abschnitt 11.3.

Starkstromkabel und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabel für die dauerhafte Installation in Bauwerken müssen entsprechend der europäisch harmonisierten Produktnorm DIN EN 50575 (VDE 0482-575) geprüft und CE-gekennzeichnet sein. Dazu müssen notifizierte Stellen für die Prüfungs- und Fertigungsinspektionen in Anspruch genommen werden. Für entsprechende Kabel und Leitungen erstellt der Hersteller eine Leistungserklärung (im Engl. Declaration of Performance: DoP) und kann auf dieser Grundlage das Bauprodukt mit einer CE-Kennzeichnung versehen.

Bei der Ausschreibung von Bauleistungen nach VOB Teil C, DIN 18382 ist die Leistungserklärung (DoP) für Starkstromkabel und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabel für die dauerhafte Installation in Bauwerken abzufordern. Die Leistungserklärung des Herstellers der elektrischen Kabel und Leitungen ist nochmals mit den Bauwerksanforderungen abzugleichen und zu den Bestandsunterlagen (Bauakte) zu nehmen.

Bauordnungsrechtliche Vorgaben

Die Implementierung der Sicherheitsstandards für Gebäude mit einem erhöhten Sicherheitsbedarf einschließlich Fortschreiben der untergesetzlichen Vorgaben obliegt den für Bauaufsicht/Bauordnungsrecht zuständigen Stellen in den Bundesländern (oberste Bauaufsichtsbehörde).

Die Vorgabe/Festlegung von Bauwerksanforderungen an Starkstromkabel und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabel für die dauerhafte Installation in Bauwerken liegt ausschließlich in der Zuständigkeit der Bundesländer (ARGEBAU).

Derzeit gibt es unmittelbar keine direkte Vorschrift für die Verwendung der einzelnen Euroklassen des Brandverhaltes von Starkstromkabeln und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabeln für die dauerhafte Installation in Bauwerken nach Gebäudeklassen.

Im deutschen Baurecht sind folgende Regelwerke einschlägig:

- a) jeweilige Landesbauordnung (LBO) (LBOen werden sukzessive auf der Grundlage der aktuellen Musterbauordnung (MBO) in das Landesrecht eingeführt)
 - analog § 16c MBO: „Anforderungen für die Verwendung von CE-gekennzeichneten Bauprodukten“
 - analog § 26 Absatz 1 Satz 2 MBO: „Allgemeine Anforderungen an das Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen“
- b) Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (VVTB) nach Landesrecht auf der Grundlage der Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB)
 - analog Anhang 4: „Bauaufsichtliche Anforderungen, Zuordnung der Klassen, Verwendung von Bauprodukten, Anwendung von Bauarten“, Abschnitt 2 „Elektrische Leitungen und elektrische Leitungsanlagen“, insbesondere: Punkt 2.1.2: „Mindestens erforderliche Leistungen zum Brandverhalten“
 - (Muster)-Leitungsanlagen-Richtlinie ((M)LAR), insbesondere:
 - Punkt 2.2: „Elektrische Leitungen mit verbessertem Brandverhalten“
 - Punkt 3.2.1: „Elektrische Leitungsanlagen“
 - Punkt 4: „Führung von Leitungen durch raumabschließende Bauteile“

Gemäß diesen Vorschriften wird für Starkstromkabel und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabel für die dauerhafte Installation in Bauwerken grundsätzlich nur Normalentflammbarkeit vorausgesetzt. Die Anforderung der Normalentflammbarkeit für Starkstromkabel

und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabel für die dauerhafte Installation in Bauwerken entspricht der Klassifizierung Eca.

Für Leitungsanlagen in notwendigen Treppenräumen, in Räumen zwischen notwendigen Treppenräumen und Ausgängen ins Freie, in notwendigen Fluren ausgenommen in offenen Gängen vor Außenwänden legt die (M)LAR teilweise höhere brandschutztechnische Anforderungen fest. Zudem sind im Geltungsbereich der (M)LAR diverse Detailregelungen zu beachten. Kabel und Leitungen dürfen beispielsweise auch offen verlegt werden, wenn sie:

- nichtbrennbar sind (z. B. Leitungen nach DIN EN 60702-1(VDE 0284-1)),
- ausschließlich der Versorgung notwendiger Treppenräume und Flure und von Räumen zwischen notwendigen Treppenräumen und Ausgängen ins Freie dienen oder
- Leitungen mit verbessertem Brandverhalten sind in notwendigen Fluren von Gebäuden der Gebäudeklassen 1 bis 3, deren Nutzungseinheiten eine Fläche von jeweils 200 m² nicht überschreiten und die keine Sonderbauten sind.

Zusätzlich sind die Vorgaben zu brandschutztechnischen Sicherheitsanforderungen für Starkstromkabel und -leitungen sowie Steuer- und Kommunikationskabel für die dauerhafte Installation in Bauwerken bei konkreten Bauvorhaben zu beachten, u. a. aus der Baugenehmigung und dem Brandschutzkonzept.

Im Fall der Fremdversicherungspflicht sind zudem die Vorgaben des jeweiligen Gebäudesachversicherers zu prüfen, die Auswirkungen zu ermitteln und objektbezogen zu entscheiden, ob bzw. in welchen Bereichen Starkstromkabel und -leitungen, sowie Steuer- und Kommunikationskabel für die dauerhafte Installation in Bauwerken mit höheren Anforderungen an das Brandverhalten einzusetzen sind.

Die Verwendung von Kabel und Leitungen mit verbessertem Brandverhalten (halogenfreie Kabel und Leitungen) ist nur bei Vorliegen einer konkreten Auflage durch die baugenehmigende Behörde, des Schadenversicherers oder aufgrund einer begründeten Bauherrenfestlegung erforderlich. Die halogenfreie Installation darf sich dabei aber nicht nur auf Kabel und Leitungen beschränken, sondern muss auch die übrigen Installationssysteme mit einbeziehen. In der Regel sind jedoch nur Gebäude, die einer besonderen Nutzung unterliegen (große Menschenansammlungen) und in einer besonderen Bauweise errichtet wurden, sowie Bereiche mit unwiederbringlichen oder hohen Sach- und Vermögenswerten von derartigen Auflagen betroffen.

3.5 Verlegesysteme

Die Anforderungen der DIN VDE 0100-520 (VDE 0100-520) und der DIN EN 50174-2 (VDE 0800-174-2) sind zu beachten.

Die Verlegesysteme und die Installationsbereiche sind so auszuwählen und festzulegen, dass die energie- und informationstechnischen Kabel und Leitungen weitestgehend auf gleichen Leitungswegen verlegt werden können. Sofern eine längere Parallelverlegung von energie- und informationstechnischen Kabeln und Leitungen mit Stromversorgungsleitungen besonders leistungsstarker elektrischer Verbraucher nicht zu vermeiden ist, müssen auch hier entsprechende Maßnahmen die EMV sicherstellen. Starkstrom- und informationstechnische Kabel sind über den gesamten Verlauf elektromagnetisch voneinander getrennt, in Bündeln (mit maximal 24 informationstechnischen Kabeln je Bündel, siehe AMEV Empfehlung LAN 2021) zusammengefasst, zu verlegen.

Die metallenen Kabelbehältnisse und Installationskanäle sind mit Trennstegen aus Stahlblech auszustatten. Die Mindestabstände zwischen den Starkstrom- und IuK-Leitungen sind auch bei einer Verlegung in Sammelbefestigungen, z. B. im Deckenhohlraum über abgehängten Decken einzuhalten. Die brandschutztechnische Behandlung der Kabeltrassen ist zu beachten.

Im Etagenbereich können prinzipiell mehrere Installationssysteme eingesetzt werden (z. B. Brüstungs-, Unterflur-, Aufboden-, Decken-, Wandkanal). Auswahl und Einsatz erfolgen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten unter Berücksichtigung gebäudespezifischer Voraussetzungen. In den mit einem oder zwei Arbeitsplätzen besetzten Büros ist der Brüstungskanal (Fensterbankkanal) meist die wirtschaftlichste Lösung. Er zeichnet sich durch niedrige Investitions- und Betriebskosten aus und birgt die geringsten Unfallgefahren. Der Brüstungskanal soll daher dort bevorzugt werden. Unterflursysteme (estrichüberdeckt bzw. -bündig) können zu Brandschutz- und Statikproblemen führen und zur Stolperfalle werden. Sie sind nur in begründeten Ausnahmefällen einzusetzen.

Der Brüstungskanal ist grundsätzlich aus Stahlblech zu wählen. Fensterbankkanäle aus Aluminium sollten aus wirtschaftlichen und umweltpolitischen Gesichtspunkten (hoher Energie- und Rohstoffbedarf bei der Herstellung) nicht eingesetzt werden.

Bei der Dimensionierung der Trassen sind alle zum Planungszeitpunkt bekannten und absehbaren Maßnahmen zu berücksichtigen. Für alle Verlegesysteme ist eine Platzreserve von ca. 25 % zur späteren Nachrüstung einzuplanen. Eine ausreichende Stabilität des Verlegesystems muss gewährleistet sein.

3.6 Stromkreise

3.6.1 Allgemein

Die Anforderungen der DIN VDE 0100-530 (VDE 0100-530) sind zu beachten.

Bei unsichtbar verlegten Kabeln und Leitungen sollen die Installationszonen in Anlehnung an die diesbezüglichen Vorgaben in der DIN 18015-3 festgelegt werden. Vorstehendes gilt sinngemäß auch für die Anordnung der Betriebsmittel.

Für Schalter und Steckdosen sollen Standardausführungen verwendet werden. In Räumen mit Anforderungen bzgl. der Barrierefreiheit (DIN 18040-1, DIN 32975), wie z. B. einer kontrastreichen Gestaltung, sind diese bei der Auswahl der Bedienelemente zu berücksichtigen.

Ortsfeste Beleuchtung und Steckdosen sind an getrennte Stromkreise anzuschließen.

Für Steckdosen auf Fluren, die dem Anschluss von Reinigungsgeräten dienen, sind eigene Stromkreise vorzusehen. In diese Stromkreise sind auch die Kochendwassergeräte der Putzräume einzubeziehen, es sei denn, diese Warmwasserbereiter sollen aus energetischen Gründen separat gesteuert werden.

In Gebäuden ohne Trennung der Stromkreise zwischen allgemeinen und IuK-Verbrauchern sind pro Arbeitsplatz drei Steckdosen 230 V zu installieren, es sei denn, eine höhere Anzahl ist aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen notwendig.

In Gebäuden mit getrennten Netzen (siehe Abschnitt 3.3) sind pro Arbeitsplatz zwei 230-V-Steckdosen für IuK und eine 230-V-Steckdose für allgemeine Verbraucher vorzusehen. Abweichungen von dieser Vorgabe sind zulässig, sofern besondere technische oder wirtschaftliche Gründe vorliegen.

Diese Reduktion berücksichtigt den zunehmenden Einsatz mobiler Geräte sowie die geringere Nutzung individueller Peripheriegeräte wie Scanner oder Drucker an modernen Arbeitsplätzen.

Bei der Stromkreisaufteilung und Querschnittsbemessung ist darauf zu achten, dass der maximal zulässige Spannungsfall (4 % zwischen Gebäudeverteilung und Endverbraucher) nicht

überschritten wird. An einem 230 V Stromkreis sind 9 - 12 Steckdosen für allgemeine Verbraucher anzuschließen. Vorstehendes gilt gleichlautend auch für LuK-Verbraucher.

Durch unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gespeiste Steckdosen sind rot oder orange und mit Schriftzug „USV“ zu kennzeichnen. Bei nach allgemeinen Verbrauchern und LuK-Verbrauchern getrennten Stromkreisen sollen die Steckdosen für den Anwender einfach voneinander zu unterscheiden sein. Auch hier haben sich verschiedenfarbige Zentralplatten und Rahmen bewährt.

In Räumen, in denen sich Kleinkinder oder Menschen mit Behinderung aufhalten, sollten die Steckdosen grundsätzlich mit erhöhtem Berührungsschutz (DIN VDE 0620-1) ausgestattet werden. Hierfür bieten sich Steckdosen mit integriertem erhöhten Berührungsschutz an. Diese Maßnahme alleine reicht jedoch nicht aus, um Kleinkinder oder Menschen mit Behinderung vor gefährlichen Stromschlägen zu schützen. Diesbezüglich wird empfohlen, nach Durchführung einer Gefährdungsbeurteilung zusätzliche organisatorische Maßnahmen zu ergreifen.

Zur Erfüllung der Kennwerte des Gesetzes zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz) (GEG) werden besondere Anforderungen an die Planung und Errichtung elektrischer Anlagen bei Neubauten und Sanierungen gestellt, die eine dauerhafte Luftdichtheit der Gebäudehülle sicherstellen.

Die Luftdichtheit orientiert sich an den Vorgaben des GEG. Eine luftdichte Gebäudehülle darf folglich durch Elektroinstallationen nicht unzulässig beeinträchtigt werden.

Elektrische Anlagen sind in Anlehnung an die DIN 18015-5: „Luftdichte und wärmebrückenfreie Elektroinstallation“ zu errichten.

Aus diesem Grund werden bei Elektroinstallationen an der Gebäudehülle (Innen- und Außen-seite) luftdichte Geräte- und Verteilerdosen eingesetzt. Erforderliche Leerrohrverbindungen vom Rauminneren nach außen (z. B. für den Anschluss von außenliegenden Rollläden, Jalousien) sind dabei nach Installationsabschluss luftdicht zu schließen.

Die Erstellung einer luftdichten Elektroinstallation, inklusive deren Dokumentation und Prüfung erfordert eine detaillierte Abstimmung der verschiedenen am Bau beteiligten Gewerke.

3.6.2 Maßnahmen für den Schutz gegen elektrischen Schlag

Schutzmaßnahmen in elektrischen Anlagen sind zum Schutz von Personen und Sachen gegen gefährliche Wirkungen des elektrischen Stromes während des ordnungsgemäßen Betriebs und im Fehlerfall erforderlich. Die Auswahl der Schutzmaßnahmen ist stets im Einzelfall anhand der örtlichen Gegebenheiten und der betrieblichen Anforderungen auf der Grundlage der DIN VDE und ggf. zusätzlich gesetzlicher und behördlicher Vorgaben zu treffen. Gleiches gilt für die Auswahl der elektrischen Betriebsmittel bezüglich der Schutzklasse (DIN VDE 0100-Reihe) und der Schutzart (DIN VDE 0100-510).

In TN-Systemen ist als Schutzmaßnahme der Schutz durch automatische Abschaltung der Stromversorgung mit Überstromschutzeinrichtungen (gemäß DIN VDE 0100-410: Absatz 411.3.2.1 mit Trenneigenschaften) anzuwenden.

Gemäß DIN VDE 0100-410 muss ein zusätzlicher Schutz durch RCDs (**R**esidual **C**urrent **p**rotective **D**evice = Fehlerstrom-Schutzeinrichtung) mit einem Bemessungsdifferenzstrom nicht größer als 30 mA vorgesehen werden für:

- a) Steckdosen in Endstromkreisen für Wechselstrom (AC) mit einem Bemessungsstrom nicht größer als 32 A, die für die Benutzung durch Laien und zur allgemeinen Verwendung bestimmt sind, und

- b) Endstromkreise mit fest angeschlossenen ortsveränderlichen Betriebsmitteln für Wechselstrom (AC) zur Verwendung im Außenbereich mit einem Bemessungsstrom nicht größer als 32 A.

Zur Umsetzung vorgenannter Vorgaben der DIN VDE 0100-410 wird empfohlen,

- die Steckdosen für IuK-Verbraucher in Büroräumen oder büroähnlicher Umgebung über kombinierte zweipolige RCDs mit Leitungsschutzschalter (RCBO) und
- die Steckdosen für den Anschluss von allgemeinen Verbrauchern einschließlich Reinigungsgeräten durch vierpolige RCDs (RCCB) für eine Gruppe Leitungsschutzschalter

zu schützen. Bei geringen Anforderungen an die Verfügbarkeit der Steckdosen für IuK-Verbraucher können diese, wie die Steckdosen für die allgemeinen Verbraucher, geschützt werden.

Die Ausnahme zu Punkt a) sollte nur im Einzelfall bei besonderer Begründung in Anspruch genommen werden. Die Begründung einschließlich der zugehörigen Maßnahmen, die eine Benutzung durch Laien und die allgemeine Verwendung dauerhaft ausschließen, ist im Rahmen einer Gefährdungsbeurteilung nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) zu dokumentieren und zu den Bestandsunterlagen zu nehmen.

Werden die im TN-System nach DIN VDE 0100-410 vorgegebenen Abschaltbedingungen nicht erfüllt, sind zusätzliche Maßnahmen vorzusehen. In TT-Systemen wird die erforderliche Abschaltung mit RCDs erreicht. In bestimmten Fällen ist aufgrund der hohen Ableitströme der Einsatz von RCDs nur bedingt möglich (z. B. in Küchen, siehe auch DIN VDE 0100-530). Zur Sicherstellung der Selektivität und Vermeidung größerer Betriebsstörungen sind RCDs selektiver Bauart einzusetzen.

In Gebäuden und Räumen sowie Bereichen besonderer Art und Nutzung, wie z. B.

- in Krankenhäusern und medizinisch genutzten Räumen,
- in Versammlungsstätten,
- in explosionsgefährdeten Bereichen,
- in Werkstätten zur Instandsetzung elektrischer und elektronischer Geräte oder
- im Außenbereich

sind ggf. andere oder ergänzende Schutzmaßnahmen anzuwenden. Dazu gehören beispielsweise doppelte oder verstärkte Isolierung, Schutztrennung, Schutz durch Kleinspannung mittels SELV oder PELV sowie Anwendung des IT-Systems mit Isolationsüberwachungseinrichtung (DIN VDE 0100-410).

Bezüglich des Schutzes von Kabeln und Leitungen bei Überstrom wird auf DIN VDE 0100-430 und DIN VDE 0298-4 verwiesen.

Für Schutzmaßnahmen zum Schutz gegen thermische Auswirkungen wird auf Abschnitt 3.7.2 hingewiesen.

3.6.3 Zusätzlicher Schutzpotenzialausgleich

Unter bestimmten Voraussetzungen ist ein zusätzlicher Potenzialausgleich (PA) erforderlich. Bei dieser auch „örtlicher Potenzialausgleich“ genannten Schutzmaßnahme müssen alle gleichzeitig berührbaren Körper fest angebrachter Betriebsmittel und alle gleichzeitig berührbaren fremden leitfähigen Teile wie Rohrleitungen, metallene Träger, Heizkörper usw. in den Potenzialausgleich mit einbezogen und unmittelbar miteinander verbunden werden.

Ein zusätzlicher Potenzialausgleich ist u. a. erforderlich in:

- Schwimmbädern und Springbrunnen (DIN VDE 0100-702),
- den Räumen der Gruppen 1 und 2 in Krankenhäusern und medizinisch genutzten Räumen (DIN VDE 0100-710),
- Unterrichtsräumen mit Experimentierständen (DIN VDE 0100-723),
- explosionsgefährdeten Bereichen (DIN EN 60079-14 (VDE 0165-1)),
- Zentralen und Verteilerräumen der IuK-Anlagen (DIN VDE 0100-540, DIN V VDE V 0800-2),
- Großküchen im Bereich der Großküchengeräte.

3.7 Brandschutz, Schutz gegen thermische Auswirkungen und Funktionserhalt

3.7.1 Brandschutz

Die Installation der elektrischen Anlagen in Gebäuden ist abhängig vom baulichen Brandschutz des Gebäudes. Die gesetzlichen und untergesetzlichen Vorgaben (z. B. Rechtsverordnungen, Erlasse, Satzungen) sind zu beachten. Sofern Brandschutzkonzepte vorliegen, dienen diese als verbindliche Vorgabe auch für die Elektroinstallation. Folgende Gesichtspunkte sind insbesondere zu berücksichtigen:

- Kabel und Leitungen dürfen nicht zu einer Ausbreitung eines Brandes in andere Brandabschnitte beitragen oder diese begünstigen,
- elektrische Anlagen notwendiger Sicherheitseinrichtungen müssen im Brandfall über eine vorgegebene Zeit funktionsfähig bleiben und
- die Entstehung von Rauch, Brand und Feuer muss in den Flucht- und Rettungswegen durch bauliche Maßnahmen verhindert werden (siehe (M)LAR).

Dem baulichen und anlagentechnischen Brandschutz dienen folgende Maßnahmen:

- Zuordnung von Unterverteilungen und Installationsbereichen zu Brandabschnitten,
- Normgerechte Berechnung und Installation der elektrischen Betriebsmittel (DIN VDE 0100-420 und DIN VDE 0298-4),
- Vermeidung von hohen Überströmen und damit hohen Temperaturen durch Schutzeinrichtungen gegen Überlast und Kurzschluss (DIN VDE 0100-430 und DIN VDE 0100-520),
- Vermeidung von unnötigen Brandlasten innerhalb der elektrischen Anlage,
- Vermeidung von Wärmestau,
- Abschottung mit Produkten mit Bauartzulassung und
- Einsatz von Verlegesystemen ohne oder geringer Brandlast.

Bauaufsichtliche Zulassungen sind auf evtl. eingeschränkte Nutzungszeiträume zu überprüfen. Es sollten ausschließlich Produkte ohne begrenzte Nutzungszeiträume verwendet werden.

3.7.2 Schutz gegen thermische Auswirkungen

DIN VDE 0100-420 beschreibt Maßnahmen zum Schutz gegen thermische Auswirkungen in Niederspannungsanlagen. Die Maßnahmen dienen dem Schutz von Personen, Nutztieren und Sachen gegen

- thermische Einflüsse sowie Brandgefahr, ausgehend von elektrischen Betriebsmitteln,

- die Verbreitung von Flammen und Rauch im Brandfall und
- die Beeinträchtigung der sicheren Funktion elektrischer Einrichtungen.

Insbesondere wird hingewiesen auf DIN VDE 0100-420 Abschnitt 421.7.

Abschnitt 421.7 beschreibt den Schutz gegen die Auswirkungen von Fehlerlichtbögen in Endstromkreisen. Für folgende Räume und Orte werden bei Bedarf zusätzliche Maßnahmen zum Schutz gegen die Auswirkungen von Fehlerlichtbögen in Endstromkreisen empfohlen:

- a) Räumlichkeiten mit Schlafgelegenheiten,
- b) Räume oder Orte mit besonderem Brandrisiko – Feuergefährdete Betriebsstätten (nach MBO): Bauliche Anlagen, deren Nutzung durch Umgang mit oder Lagerung von Stoffen mit Explosions- oder erhöhter Brandgefahr verbunden ist,
- c) Räume oder Orte aus Bauteilen mit brennbaren Baustoffen, wenn diese einen geringeren Feuerwiderstand als feuerhemmend aufweisen und
- d) Räume oder Orte mit Gefährdungen für unersetzbare Güter.

Zur Erkennung von besonderen Risiken durch Auswirkungen von Fehlerlichtbögen in Endstromkreisen für die Räume und Orte gemäß a) bis d) ist in der Planungsphase eine Risiko- und Sicherheitsbewertung durchzuführen und das Ergebnis zu dokumentieren. Bei Vorliegen von besonderen Risiken durch Auswirkungen von Fehlerlichtbögen in Endstromkreisen sind geeignete bauliche, anlagentechnische oder organisatorische Maßnahmen vorzusehen.

Zur Umsetzung der Empfehlung in DIN VDE 0100-420 Abschnitt 421.7 wird vorgeschlagen, in einem 1. Schritt zu bewerten, ob Räume oder Orte gemäß a) bis d) entsprechend obiger Aufzählung in baulichen Anlagen vorhanden bzw. geplant sind. In einem 2. Schritt ist für Räume oder Orte, die unter a) bis d) subsumiert werden, eine Risiko-/Sicherheitsbewertung projektspezifisch auf der Grundlage eines gebäude- und nutzungsbezogenen Schutzkonzeptes anhand objektiver Kriterien und anerkannter Regeln der Technik durchzuführen, um

- besondere Risiken durch Auswirkungen von Fehlerlichtbögen zu erkennen und
- im Bedarfsfall weitere geeignete Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit auszuwählen.

Ergibt die Risiko-/Sicherheitsbewertung ein besonderes Risiko (ausgedrückt durch einen erhöhten Risikowert), dann sind geeignete bauliche, anlagentechnische und organisatorische Maßnahmen zu prüfen, um den Sicherheitswert an den erhöhten Risikowert anzupassen.

Werden die besonderen Risiken durch geeignete Maßnahmen ausgeglichen, können weitere zusätzliche bauliche, anlagentechnische und organisatorische Maßnahmen entfallen.

Mit der Risiko-/Sicherheitsbewertung wird somit abschließend - bei Bedarf ggf. auch erst nach einem iterativem Durchlauf - festgestellt, ob ein besonderes Risiko durch die geplanten und aufeinander abgestimmten baulichen, technischen und organisatorischen Maßnahmen ausgeglichen ist.

Sofern das besondere Risiko wirtschaftlich nicht durch andere geeignete, aufeinander abgestimmte, bauliche, anlagentechnische und/oder organisatorische Maßnahmen ausgeglichen werden kann, sind Fehlerlichtbogen-Schutzeinrichtungen (AFDDs) vorzusehen.

Im Fall der Fremdversicherungspflicht sind zudem ggf. bestehende Vorgaben des jeweiligen Gebäudesachversicherers zum Einsatz von AFDDs zu prüfen.

Abbildung 2 visualisiert den vorbeschriebenen Verfahrensablauf zur Prüfung von zusätzlichen Maßnahmen zum Schutz gegen die Auswirkungen von Fehlerlichtbögen in Endstromkreisen gemäß DIN VDE 0100-420 Abschnitt 421.7.

Die Risiko-/Sicherheitsbewertung nach DIN VDE 0100-420 Abschnitt 421.7 ist vom Bauherren bzw. vom beauftragten Fachplaner unter Einbeziehung des künftigen Betreibers der betroffenen Räume und Orte gemäß a) bis d) vorzunehmen.

Die Risiko-/Sicherheitsbewertung ist qualifiziert und normenkonform durchzuführen. Für öffentliche Gebäude wird empfohlen, die Praxishilfe im Abschnitt 11.4 und die entsprechende Methodik anzuwenden. Auf das hierzu vorliegende Excel-Tool und die Beispiele wird hingewiesen.

Das Ergebnis der Risiko-/Sicherheitsbewertung ist zu dokumentieren und dauerhaft zu den Bauunterlagen (Bauakte) zu nehmen.

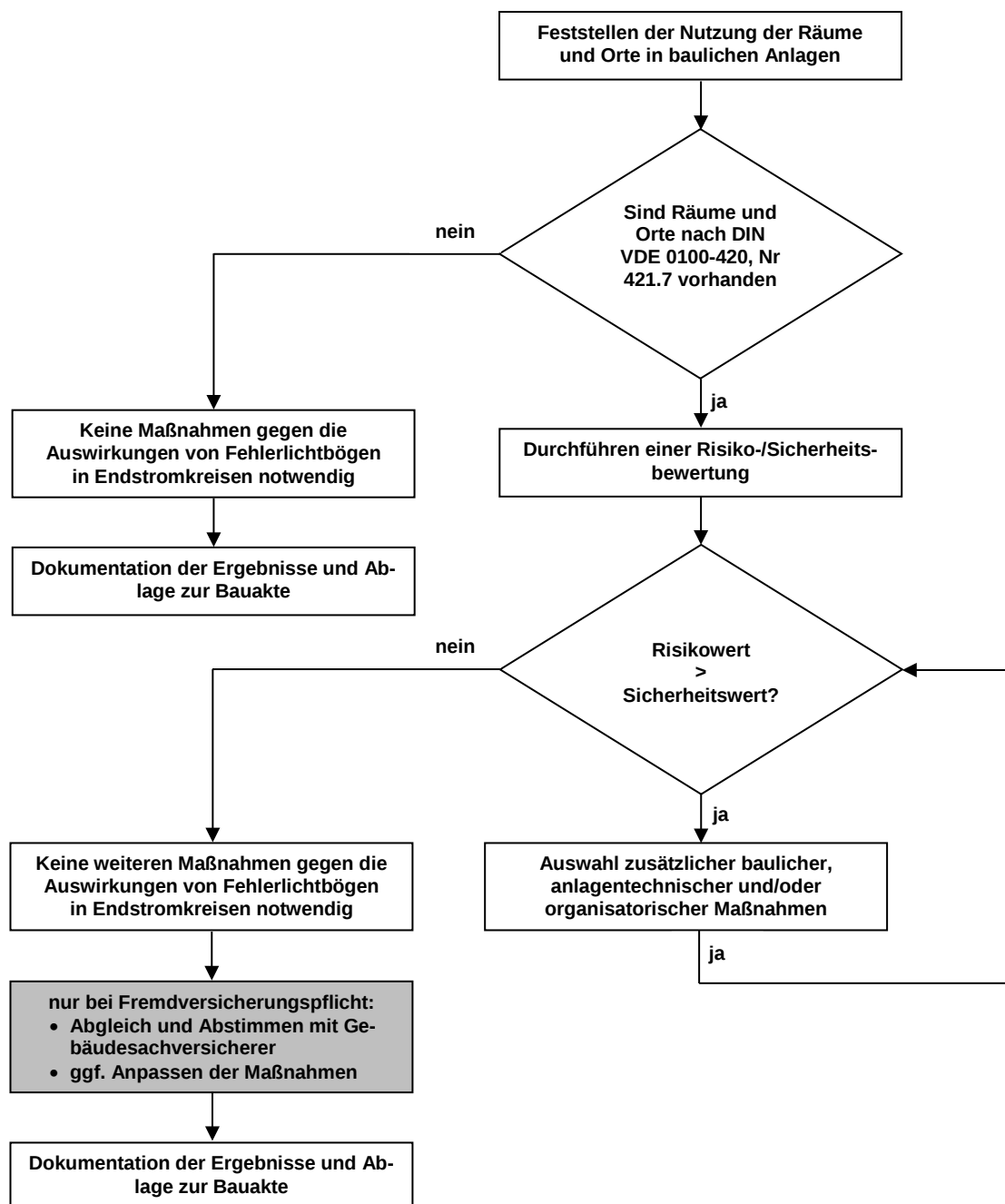


Abbildung 2: Flussdiagramm - Verfahrensablauf zur Prüfung von zusätzlichen Maßnahmen gemäß DIN VDE 0100-420 Abschnitt 421.7

3.7.3 Funktionserhalt

Der Funktionserhalt umfasst die Gesamtheit der Maßnahmen (inklusive Berücksichtigung des Spannungsfalls), welche die Funktion von wichtigen betriebstechnischen Anlagen, wie z. B. bauordnungsrechtlich vorgeschriebenen Sicherheitseinrichtungen, im Brandfall für eine bestimmte Zeit aufrechterhalten. Er erstreckt sich auf alle Komponenten der Sicherheitsstromversorgung von der Stromquelle über das Verteilungsnetz bis zum Betriebsmittel. Die Zeit, in der die Kabel- bzw. Leitungsanlage funktionstüchtig bleibt, d. h. kein Kurzschluss oder keine Leiterunterbrechung auftritt, gilt als Kennzeichnung für die geprüften Kabel und Leitungen.

Hinsichtlich des Funktionserhalts werden in der (M)LAR zwei Gruppen unterschieden:

- Funktionserhalt von mindestens 30 Minuten (E 30) für Sicherheitseinrichtungen, die zur Rettung von Menschen notwendig sind. Erforderlich bei
 - Sicherheitsbeleuchtungsanlagen,
 - Personenaufzügen mit Brandfallsteuerung,
 - Brandmeldeanlagen,
 - Anlagen zur Alarmierung und Erteilung von Anweisungen,
 - natürlichen Rauchabzugsanlagen und
 - maschinellen Rauchabzugsanlagen (sofern nicht E 90).
- Funktionserhalt von mindestens 90 Minuten (E 90) für Sicherheitseinrichtungen, die auch für die Brandbekämpfung notwendig sind. Erforderlich bei
 - Wasserdruckerhöhungsanlagen zur Löschwasserversorgung,
 - maschinellen Rauchabzugsanlagen und Rauchschutz-Druckanlagen,
 - Feuerwehraufzügen und
 - Bettenaufzügen in Krankenhäusern.

Für die Sicherstellung des Funktionserhalts von Kabeln, Leitungen und Schienenverteilersystemen gibt es verschiedene Möglichkeiten:

- getrennte Kabel- und Leitungstrassen,
- Beschichtungen und Bekleidungen,
- Verteiler mit Funktionserhalt oder
- Kabel- und Leitungsanlagen mit integriertem Funktionserhalt.

Für Brandschotts und Leitungstrassen mit Funktionserhalt sind die vom Hersteller vorgegebenen Montageanweisungen zu befolgen. Es dürfen nur die im Prüfzeugnis vorgeschriebenen Komponenten ausgewählt und entsprechend montiert werden.

Hinweise:

Die Kennzeichnung FE (z. B. FE 90 nach DIN VDE 0472-814) bedeutet Isolationserhalt und darf nicht mit der Kennzeichnung E (Funktionserhalt) gleichgesetzt werden. Auch halogenfreie Mantelleitungen mit verbessertem Verhalten im Brandfall nach DIN VDE 0250-214 und halogenfreie Kabel mit verbessertem Verhalten im Brandfall nach DIN VDE 0266 bieten keinen Funktionserhalt.

Nach Abschluss der Arbeiten muss der Errichter der Kabel- und Leitungsanlage gemäß DIN 4102-12 eine Übereinstimmungserklärung ausfüllen. Damit bestätigt er, dass die Kabel- und Leitungsanlage gemäß den in den Prüfungszeugnissen aufgeführten Bestimmungen errichtet wurde. Der Schott der Kabel- und Leitungsanlage ist beidseitig mit einem Schild mit folgenden Angaben dauerhaft zu kennzeichnen:

- Name des Errichters,
- Bezeichnung des Systems gemäß Prüfzeugnis,
- Klasse des Funktionserhalts, z. B. E 90,

- Prüfzeugnisnummer,
- Herstellungsjahr.

4 Blitz- und Überspannungsschutz, Erdungssystem und Elektromagnetische Verträglichkeit

Ein technisch und wirtschaftlich optimierter Entwurf eines Blitz- und Überspannungsschutzsystems verlangt die frühzeitige interdisziplinäre Zusammenarbeit von Blitzschutzplanung und Planung der baulichen Anlage.

Dem Expertenkreis gehören vor allem Fachplaner folgender Fachrichtungen an:

- Architektur/Hochbau,
- Elektrotechnik,
- Fernmelde- und informationstechnische Anlagen,
- Gebäudeautomation,
- Abwasser-, Wasser- und Gasanlagen,
- Wärmeversorgungsanlagen, Lufttechnische Anlagen.

4.1 Blitz- und Überspannungsschutzsystem (LPS)

4.1.1 Notwendigkeit

Der Blitz- und Überspannungsschutz hat die Aufgabe, Personen, Tiere und bauliche Anlagen vor den Folgen von direkten Blitzeinschlägen sowie den Auswirkungen durch das Entstehen von Überspannungen bei Ein- und Ausschaltvorgängen in den Energieversorgungssystemen zu schützen.

Nach DIN EN 62305-2 (VDE 0185-305-1) wird zwischen den folgenden Schadensquellen unterschieden:

- S1 – Blitzeinschlag in die bauliche Anlage,
- S2 – Blitzeinschlag (in Erdboden) neben baulicher Anlage,
- S3 – Blitzeinschlag in die Versorgungsleitung und
- S4 – Blitzeinschlag (in Erdboden) in der Nähe der Versorgungsleitung.

Zur Vermeidung von Schäden durch Überspannungen sind Maßnahmen zum äußeren und inneren Blitzschutz erforderlich. Die notwendigen Anforderungen sind durch Anwendung eines Risiko-Managements zu untersuchen und die erforderlichen Maßnahmen (Potenzialausgleich, Abschirmung, Überspannungsschutz) festzulegen.

Folgende Normen sind bei Planung, Ausführung und Betrieb zu berücksichtigen:

- DIN VDE 0100-443 - Errichten von Niederspannungsanlagen
Abschnitt 443 Schutz bei transienten Überspannungen
- DIN VDE 0100-540 - Errichten von Niederspannungsanlagen
Teil 5-54: Erdungsanlagen und Schutzleiter
- DIN VDE 0100-534 - Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel
Abschnitt 534: Überspannungs-Schutzeinrichtungen (SPDs)
- DIN EN 62305-1 (VDE 0185-305-1)
Blitzschutz – Teil 1: Allgemeine Grundsätze
- DIN EN 62305-2 (VDE 0185-305-2)
Blitzschutz – Teil 2: Risiko-Management
- DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3)
Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen
- DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4)
Blitzschutz – Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen

Für bestimmte Gebäude sind in den Bauordnungen der einzelnen Bundesländer (LBO) bzw. den geltenden Sonderbauverordnungen und -richtlinien zur Gewährleistung der öffentlichen Sicherheit Blitzschutzanlagen gefordert (siehe hierzu auch das Merkblatt des Verbands Deutscher Blitzschutzfirmen e. V. „Rechtliche und normative Grundlagen für den Blitzschutz an baulichen Anlagen“). In diesen Fällen kann in Abstimmung mit dem Eigentümer die Schutzklassenempfehlung nach DIN EN 62305-3 Beiblatt 6 verwendet werden.

Soweit die baurechtlichen Vorgaben der Bundesländer keine Blitzschutzmaßnahmen fordern, ist ein Blitzschutzsystem mit einer Schutzklasse entsprechend der Risikoanalyse nach DIN EN 62304-2 (VDE 0185-305-2) erforderlich. Sollte nach qualifizierter Risikoabschätzung und Prüfung versicherungsrechtlicher Fragen zweifelsfrei kein Blitzschutz für vorgenannte Gebäude notwendig sein, kann dieser entfallen.

4.1.2 Äußerer Blitzschutz

Der Äußere Blitzschutz hat die Aufgabe, alle Blitzeinschläge „aufzufangen“, den Blitzstrom vom Einschlagpunkt aus zur Erde abzuleiten und in der Erde zu verteilen, ohne dass thermische, mechanische und elektrische Wirkungen das Leben und die Gesundheit von Personen und Tieren gefährden und Schäden an den zu schützenden baulichen Anlagen verursachen.

Der Äußere Blitzschutz, bestehend aus Fangeinrichtung, Ableitungseinrichtung und Erdungsanlage, ist entsprechend DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) zu planen und auszuführen.

Die Fangeinrichtung hat die Aufgabe, mögliche Einschlagpunkte und Blitzstromwege zu definieren, unkontrollierte Blitzstromwege zu vermeiden und das zu schützende Volumen vor direkten Einschlägen zu bewahren. Umfang und Art der Fangeinrichtungen sollen mit Hilfe der Blitzkugel-, Maschen- und Schutzwinkelverfahren einzeln oder in Kombination festgelegt werden.

Die Ableitungseinrichtung ist die elektrisch leitende Verbindung zwischen der Fangeinrichtung und der Erdungsanlage. Die Ableitungen sollen den Blitzstrom zur Erdungsanlage ableiten. Die geometrische Anordnung der Ableitungen und der maximale Abstand werden von der ermittelten Schutzklasse vorgegeben. Bei entsprechenden Voraussetzungen können auch die „natürlichen Bestandteile“ einer baulichen Anlage, wie metallene Installationen, das metallene Gebäudeskelett oder die durchverbundene Bewehrung als Ableitungseinrichtung genutzt werden. Unter bestimmten Bedingungen kann die Nähe zu den Ableitungen eines Blitzschutzsystems gefährlich sein (Berührungs- und Schrittspannung). Diese Gefährdung kann durch planerische und organisatorische Maßnahmen reduziert werden (z. B. Positionierung der Ableiter außerhalb von Bereichen mit hohem Personenaufkommen). Eine individuelle Bewertung der Gefährdung gemäß DIN EN 62305-3 und darauf abgestimmte Schutzmaßnahmen werden empfohlen.

Die Erdungsanlage leitet und verteilt den Blitzstrom in die Erde. DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) unterscheidet zwischen Erderanordnung Typ A und Typ B. Die Erderanordnung Typ A besteht aus dem Oberflächenerder und/oder Tiefenerder. Die Erderanordnung Typ B besteht aus dem Ringerder oder Fundamenterder. Die Mindestlängen der Erder richten sich nach der ermittelten Schutzklasse.

4.1.3 Trennungsabstand

Um gefährliche Funkenbildungen durch Spannungsüberschläge sowie induktive Einkopplungen zwischen der Blitzschutzanlage und den leitfähigen Teilen des Gebäudes und dessen technischen Einrichtungen (z. B. Rohrleitungen, Elektroanlage, Kommunikationsnetz) zu vermeiden, muss der Abstand zwischen Fangeinrichtung/Ableitung und (baulichen) metallenen Installationen größer als der Trennungsabstand sein.

Die Einhaltung des Trennungsabstandes kann den Installationsaufwand bzw. die Anlagenkonfiguration erschweren. Die Thematik ist daher von Beginn an bei der Planung zu berücksichtigen.

Die Berechnung des Trennungsabstandes erfolgt gemäß DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) nach dem detaillierten Knotenpunktverfahren oder der vereinfachten Berechnungsformel für den Trennungsabstand und den zugehörigen Tabellen für die Koeffizienten.

Der Trennungsabstand ist abhängig von:

- Stromaufteilung im LPS-System (abhängig von der geometrischen Anordnung der Fangeinrichtung/Ableitung),
- der gewählten Schutzklasse des LPS-Systems,
- dem Material zwischen Fangeinrichtung/Ableitung zu metallenen und elektrischen Installationen (Isolationseigenschaft: Luft < Holz < Beton, Ziegel) und
- der Länge der Fangeinrichtung oder der Ableitung von dem Punkt, an dem der Trennungsabstand ermittelt werden soll, bis zum nächstliegenden Punkt des Potenzialausgleichs oder der Erdung.

Folgende Maßnahmen zur Gewährleistung bzw. Einhaltung des Trennungsabstandes sind primär zu prüfen und vollständig auszuschöpfen:

- Verlegung elektrischer Installationen, die den Trennungsabstand zu den Ableitungen der Fangeinrichtung nicht einhalten,
- Vermaschung des Fangleitungsnetzes,
- Erhöhung der Anzahl der Ableitungen,
- geringer Abstand zur nächsten Ableitung und
- Verringerung des Abstandes zum nächstliegenden Punkt des Potenzialausgleichs oder der Erdung.

Kann der notwendige Trennungsabstand auf Grund der Gebäudeform (z. B. hohe Gebäude), der vorgegebenen Lage, Abstände und Materialien (z. B. im Bestand) oder der Ästhetik (z. B. Denkmalschutz) nicht eingehalten werden, so sind folgende Ersatzmaßnahmen zu prüfen:

1. Einsatz eines getrennten / isolierten Blitzschutzsystems
z. B. mittels hochspannungsfest isolierter Ableitungen und/oder
2. Einbinden metallener Installationen (z. B. Rohrleitungen für Wasser/Heizung) in den Blitzschutz durch Herstellen einer blitzstromtragfähigen Verbindung.

Bei hochspannungsfest isolierten Blitzschutzableitungen gemäß Nr. 1 handelt es sich gemäß DIN EN 62305-3 (VDE 0182-305-3) entweder um blanke Leitungen in Kombination mit isolierten Abstandshaltern oder um Leitungen für Blitzschutzzwecke mit einer hochspannungsfesten Isolierung nach DIN IEC/TS 62561-8 (VDE V 0185-561-8). Diese Leitungen ermöglichen die Einhaltung des Trennungsabstandes nach DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) zu elektrisch leitenden Teilen. Insbesondere bei architektonisch anspruchsvollen Fassaden und Dächern sollte diese technische Lösung in Erwägung gezogen werden.

Bei der Planung eines solchen Systems ist zu beachten, dass durch die Verwendung von hochspannungsfesten Leitungen keine Reduzierung von induktiv eingekoppelten Spannungen erfolgt. Überspannungsschutzmaßnahmen sind weiterhin erforderlich. Hochspannungsfeste Leitungen sind in verschiedenen Ausführungen und mit unterschiedlichen äquivalenten Trennungsabständen erhältlich (z. B. 0,45 m, 0,75 m, 0,9 m). Daher muss bei der Planung eines solchen Systems der Trennungsabstand ebenfalls genau berechnet werden.

Die jeweiligen Herstellervorgaben sind bei Planung und Ausführung unbedingt zu beachten und zu dokumentieren. Montageanleitungen sind der Dokumentation beizufügen und die Einhaltung ist durch den Errichter zu bescheinigen.

Bei den Ersatzmaßnahmen gemäß Nr. 2 werden innerhalb des errechneten Trennungsabstands liegende metallene Installationen sowie elektrische und informationstechnische Leitungen blitzstromtragfähig über Blitzstrom-Ableiter SPD Typ 1 (SPD = **S**urge **P**rotective **D**evice) mit dem Schutzpotenzialausgleich (Haupterdungsschiene) verbunden. Durch diese Maßnahme werden die Trennungsabstände am Installationsort des Blitzstrom-Ableiters (SPD) auf „0“ gesetzt.

Die Ersatzmaßnahme Nr. 2 hat den Nachteil, dass im Falle eines Blitzeinschlages ein Teil des Blitzstroms durch das Gebäudeinnere fließt. Metallene Installationen und Leitungen im Gebäude können Blitzstrom führen. Der zu den Erdungssystemen im Gebäude fließende Blitzstrom bewirkt neu einzuhaltende Trennungsabstände zu benachbarten Installationen und Leitungen. Weiterhin können elektromagnetische Beeinträchtigungen auftreten. Bei der Konzeption des inneren Blitzschutzes (siehe DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4)) sind daher die Auswirkungen auf elektrische und elektronische Systeme in der Nähe blitzstromführender „Ableitungen“ zu berücksichtigen. Deutliche Mehrkosten - u. a. für den Überspannungsschutz - sind nicht auszuschließen.

4.1.4 Innerer Blitzschutz

Der Innere Blitzschutz umfasst die Gesamtheit der Maßnahmen, die zum Schutz gegen Auswirkungen elektromagnetischer Einwirkung auf metallene Konstruktionen, elektrische und informationstechnische Einrichtungen an einer technischen Anlage selbst und ihren Wirkbereich getroffen werden müssen. Alle Einzelmaßnahmen wie Potenzialausgleich, Schirmung, Führung und Anordnung von metallenen Leitern in Kabel und Leitungen, Einsatz von Überspannungsschutzgeräten sollen Bestandteile eines Gesamtkonzeptes sein.

Der Blitzschutz-Potenzialausgleich wird erreicht durch das Verbinden der Leiter des Äußeren Blitzschutzes einschließlich Erdungsanlage mit dem Metallgerüst der baulichen Anlage, mit den metallenen Rohrleitungen und Installationen innerhalb des Gebäudes, den geerdeten Teilen von energie- und informationstechnischen Anlagen und das indirekte Verbinden aller in die bauliche Anlage hineinführenden und abgehenden aktiven Leiter von energie- und informationstechnischen Kabeln und Leitungen durch Überspannungsschutzgeräte.

Der Innere Blitzschutz einschließlich Blitzschutz-Potenzialausgleich ist fachgerecht entsprechend DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) auszuführen. Er kann auch in Gebäuden ohne Äußeren Blitzschutz erforderlich sein, sofern der über Kabel und Leitungen in die bauliche Anlage einfließende Blitzstrom Schäden verursachen kann.

Der Schutz von elektrischen und elektronischen Systemen in Gebäuden gegen Überspannungen, die durch den elektromagnetischen Blitzimpuls (**L**ightning **E**lectro **M**agnetic im **P**ulse = LEMP) verursacht werden, beruht auf dem Prinzip der Blitzschutz-zonen (engl.: **L**ightning **P**rotection **Z**ones = LPZ). Danach ist die zu schützende bauliche Anlage in innere Blitzschutz-zonen mit unterschiedlichen LEMP-Bedrohungswerten zu unterteilen. Insbesondere in Gebäuden mit umfangreichen und komplexen informationstechnischen Anlagen und Einrichtungen (z. B. Rechenzentren) ist das Blitz-Schutz-zonen-Konzept gemäß DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4) konsequent umzusetzen.

Die Überspannungs-Schutzgeräte (SPDs) zur Einbeziehung der energie- und informationstechnischen Kabel und Leitungen in den Potenzialausgleich sind bezüglich ihres Schutzpegels und Ableitvermögens gestaffelt gemäß DIN VDE 0100-534 vorzusehen.

- Im Bereich der festen Gebäudeinstallation werden entsprechend den Anforderungen und Belastungen SPDs vom Typ 1, 2 und 3 verwendet.
- SPDs vom Typ 1 (Blitzstromableiter) sind an der Schnittstelle der inneren Blitzschutzzone 0_A auf 1 (möglichst in der Nähe des Gebäudeeintritts bzw. in der Gebäudehauptverteilung (GHV)) einzusetzen.
- Am Übergang der Blitzschutzzone 1 auf 2 (Verteilungsstromkreise/Unterverteiler) sind SPDs vom Typ 2 (Überspannungsableiter) zu installieren.
- Am Übergang der Blitzschutzzone 2 auf 3 (Endgeräte, Schutzkontaktsteckdosen) sind SPDs vom Typ 3 zu verwenden.

SPDs vom Typ 3 sind jedoch nur für Steckdosen und Steckdosenleisten für die aktiven Komponenten der IuK im zentralen Technikraum, im Systembetriebsraum bzw. in den Etagenverteilerräumen und für Anschlüsse von besonders kostenintensiven Einzelgeräten (z. B. Teilnetzserver) zu verwenden.

4.2 Erdungssystem

Das Erdungssystem besteht aus

- der Erdungsanlage (in Kontakt mit der Erde) und
- der Potenzialausgleichsanlage (nicht in Kontakt mit der Erde).

4.2.1 Erdungsanlage

Die Erdungsanlage soll einen möglichst großen Anteil des Blitzstromes in die Erde ableiten, ohne dass gefährliche Potentialdifferenzen in der Erdungsanlage entstehen. Dies wird durch ein vermaschtes Netzwerk unterhalb und ggf. um die bauliche Anlage (Fassade) herum erreicht. Für die verschiedenen elektrischen Systeme (Blitzschutz, NS-Anlagen, IuK) ist eine gemeinsame Erdungsanlage zu bevorzugen. Diese muss mit dem Potenzialausgleich verbunden werden. Da die DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) von einem konsequenten Blitzschutz-Potenzialausgleich ausgeht, wird für den Erdungswiderstand kein besonderer Wert gefordert. Im Allgemeinen wird jedoch ein Erdungswiderstand kleiner 10 Ohm empfohlen.

Bei allen neu zu errichtenden Bauten schreiben die technischen Anschlussregeln Niederspannung (TAR, VDE-AR-N 4100), sowie die Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAB) der Verteilnetzbetreiber (VNB) eine Erdungsanlage vor. Planung, Ausführung und Dokumentation der Erdungsanlage sind in der DIN 18014 geregelt.

Die Erdungsanlage ist auch unter Beachtung der Kriterien Funktionalität, Dauerhaftigkeit und Wirtschaftlichkeit zu planen. Bei Nichtwohngebäuden wird die Erdungsanlage regelmäßig als Fundamenterder ausgeführt. Der Begriff Fundamenterder bezieht sich gemäß DIN VDE 0100-540 sowohl auf den Erder in Beton verlegt, als auch auf den „Fundamenterder in Erde“ (sog. Ringerder). Bei Verlegung im Erdreich sind höherwertige korrosionsbeständige Erderwerkstoffe vorzusehen. Zulässig sind Kupfer, hochlegierter Edelstahl mit mind. 2% Molybdängehalt, z. B. Werkstoff Nr.1.4401, Nr.1.4404 und Nr.1.4571.

Werkstoffe und Mindestmaße für die gebräuchlichsten Erder sind der DIN VDE 0100-540, Tabelle 54.1 zu entnehmen. Hierbei sind die unterschiedlichen Mindestdurchmesser für senkrechte und waagerechte Errichtung zu beachten.

Um einen ausreichenden Korrosionsschutz gewährleisten zu können, muss bei der Verlegung im Beton eine Überdeckung von mindestens 5 cm vorhanden sein. Der Fundamenterder darf nicht ohne zusätzliche Maßnahmen (z. B. Überbrückung mittels Dehnungsband) über Bewegungsfugen geführt werden.

Bei baulichen Anlagen mit Bodenplatte sowie Perimeter- und Sockeldämmung hat ein im Fundament angeordneter Fundamenterder keine Erdungswirkung und wird daher als Funktions-Potenzialausgleichsleiter bezeichnet. Bodenplatte und Sockel sind hier vollflächig gegen Erde isoliert. In diesen Fällen ist unterhalb der Bodenplatte ein korrosionsfester Ringerder einzubringen. Gleiches gilt bei der Verwendung von Noppenbahnen als Ersatz für die Sauberkeitsschicht.

In Gegenden mit hohem Grundwasserstand oder Hanglagen mit "drückendem" Wasser werden in der modernen Bautechnik die erdumschlossenen Außenwände und die Fundamentplatte nach den Verfahren "Schwarze- bzw. Weiße Wanne" abgedichtet.

Bei sachgerechter Ausführung der "Schwarzen Wanne" ist durch die hochohmige Isolation nach außen eine Erderwirkung durch den Fundamenterder im Fundament nicht gegeben. Für das Einhalten der Erdungsanforderungen ist die Installation z. B. eines korrosionsfesten Ringers unterhalb aller Abdichtungen in der Sauberkeitsschicht oder außen um das Gebäude herum erforderlich. Das Einführen des äußeren Erders in das Gebäudeinnere sollte dabei nach Möglichkeit oberhalb der Gebäudeabdichtung erfolgen.

Bei der "Weißen Wanne" (WU-Beton) ist die Erderwirkung, d. h. die notwendige Erdfähigkeit durch den Fundamenterder im Fundament ebenfalls nicht gegeben. Daher ist ein Ringerder erdfähig außerhalb der "Weißen Wanne", z. B. in der Sauberkeitsschicht oder im durchfeuchteten, frostfreien Bereich zu installieren. Ist für die Einhaltung der Schutzmaßnahme gegen gefährliche Körperströme ein bestimmter Wert des Erdungswiderstandes gefordert, so ist dieser durch Erdungsmessung nachzuweisen. Werden die Anforderungen auf Grund des Personenschutzes nicht erfüllt, sind zusätzliche Erder vom Typ A (Tiefenerder, Strahlenerder) oder Ringerder einzubringen.

Wird ein Ringerder außerhalb der Gebäudfundamente errichtet, ist ein zusätzlicher Funktions-Potenzialausgleichsleiter zur Potenzialsteuerung innerhalb der Gebäudfundamente notwendig.

Werden mehrere bauliche Anlagen leitungstechnisch miteinander verbunden, so sind ihre Erdungsanlagen ebenfalls über möglichst viele parallele Pfade miteinander zu verbinden.

Die Planung der Erdungsanlage muss durch eine Blitzschutz- oder Elektrofachkraft mit den entsprechenden Qualifikationen für die vorgesehene Erdungsanlage erfolgen (siehe hierzu auch DIN VDE 1000-10 „Anforderungen an die im Bereich der Elektrotechnik tätigen Personen“). Die fachgerechte Planung der Erdungsanlage ist gemäß DIN 18014 durch den Planer mittels Formblatt (DIN 18014 Anhang B „Formblatt „Grundlagenermittlung zur Planung einer Erdungsanlage“) zu dokumentieren.

Die Errichtung einer Erdungsanlage muss durch eine Blitzschutz- oder Elektrofachkraft mit den entsprechenden Qualifikationen für die vorgesehene Erdungsanlage, alternativ durch eine Baufachkraft unter Leitung und Aufsicht einer Blitzschutz- oder Elektrofachkraft erfolgen.

Die fachgerechte Ausführung der Erdungsanlage ist gemäß DIN 18014 durch den Errichter mittels Formblatt (DIN 18014 – Anhang C „Formblatt für die Dokumentation der Erdungsanlage“) zu dokumentieren.

4.2.2 Potenzialausgleichsanlage

Die Hauptaufgabe der Potenzialausgleichsanlage ist es, im Inneren einer baulichen Anlage gefährliche Potenzialdifferenzen zwischen allen Geräten zu vermeiden und das magnetische Feld zu reduzieren. Eine niederinduktive Potenzialausgleichsanlage wird durch möglichst kurze, mehrfache Verbindungen zwischen den metallenen Bauteilen innerhalb und außerhalb der baulichen Anlage erreicht.

In Gebäuden, in denen der Einbau von Anlagen der IuK vorgesehen oder zumindest zu erwarten ist, ist eine niederinduktive Potenzialausgleichsanlage zwingend erforderlich und durch folgende Maßnahmen sicherzustellen:

- In jedem Geschoss oder Gebäudeabschnitt, in dem relevante elektro- und informationstechnische Anlagen errichtet werden sollen oder vorhanden sind, ist ein Potenzialausgleich zu errichten, in den - soweit vorhanden - vom jeweiligen Geschoss oder Gebäudeabschnitt die Schutzleiter, metallene Rohrleitungen und Verlegesysteme, wie z. B. Kabelpritschen und Brüstungskanäle sowie - sofern möglich - die Metallteile der Gebäudekonstruktion einzubeziehen sind.
- Ab NSHV bzw. Hausanschlusskasten ist ein TN-S-System bzw. TT-System auszuführen (kein PEN-Leiter, siehe DIN VDE 0100-444).
- Alle Potenzialausgleichsschienen sind miteinander zu verbinden, so dass ein engmaschiges Netz von Potenzialausgleichsleitern entsteht (vermaschter Potenzialausgleich).
- Bei Verwendung von (elektrisch) leitenden Kabelführungssystemen für die Verlegung von informationstechnischen Kabeln müssen die Teilstücke mit Erde verbunden werden, damit das Kabelführungssystem als paralleler Erdungsleiter (PEC) gemäß DIN EN 50174-2 (VDE 0800-174-2) fungiert.
- Leitfähige Teile von Anlagen der IuK, wie z. B. Schränke, Gehäuse und Gestelle müssen gemäß DIN EN 50310 (VDE 0800-2-310) in das Potenzialausgleichs-Netzwerk einbezogen werden.
 - Hierfür sollte je Datenverteilteraum eine Potenzialausgleichsschiene (PAS) vorgesehen werden, der mit mindestens 25 mm² Cu mit der Haupterdungsschiene des Gebäudes verbunden wird.
 - Falls keine direkte Verbindung zur Haupterdungsschiene möglich ist, sollte eine Verbindung mit 16 mm² Cu zur nächsten Etagen-PAS erfolgen.
 - Für die Verbindung von Datenverteilerschränken mit der PAS ist ein Mindestquerschnitt von 10 mm² Cu vorzusehen.
 - Für die Verbindung der Einbauten und Bauteile in den Datenverteilerschränken ist ein Mindestquerschnitt von 2,5 mm² Cu vorzusehen.

Bezüglich des zusätzlichen Potenzialausgleichs wird auf Abschnitt 3.6.3 verwiesen.

4.3 Elektromagnetische Verträglichkeit

Die Elektromagnetische Verträglichkeit ist die Fähigkeit einer elektrischen Einrichtung, z. B. eines Bauelements, einer Baugruppe, eines Betriebsmittels, Gerätes oder Anlagenteils, in einer vorgegebenen elektromagnetischen Umgebung in beabsichtigter Weise zu arbeiten und andere elektrische Einrichtungen nicht unzulässig zu beeinflussen.

Tabelle 5 benennt für ausgewählte Anlagenarten potentielle Störquellen und deren Auswirkungen.

Geräte, die elektromagnetische Störungen verursachen können oder deren Betrieb durch solche Störungen beeinträchtigt werden kann, müssen die Schutzanforderungen des Gesetzes über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten (EMVG) erfüllen.

Der Schutz gegen schädliche Umwelteinwirkungen in Hoch- und Niederfrequenzanlagen ist gemäß der Verordnung über elektromagnetische Felder, der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV), einzuhalten (siehe Abschnitt 2.1.4.).

Schutzmaßnahmen gegen elektromagnetische Störungen in Anlagen von Gebäuden sind in DIN VDE 0100-444 festgelegt. Darüber hinaus sind Vorgaben für besondere Anlagen in verschiedenen Normen oder Richtlinien zu finden, z. B. für medizinisch genutzte Bereiche in DIN VDE 0100-710 und für IuK-Netzkomponenten in DIN EN 55024 (VDE 0878).

Geräte und Maschinen bieten mit der Anwendung des EMV-Gesetzes und den damit verbundenen Prüfungen bereits einen differenzierten Schutz (Festigkeitspegel) gegen Überspannungen, Stoßspannungen und elektromagnetische Felder. Bei der Neubeschaffung von Geräten und Maschinen ist auf das Vorhandensein des CE-Zeichens zu achten.

Anlagenart	Störquellen	Art der Einkopplung	Frequenzbereich
Aufzugsanlagen	Motoren, Zuleitungen, Leistungssteuerung, Schaltvorgänge	Magnetisches Feld (M-Feld), leitungsgebundene Störungen, elektromagnetische Wellen (EM-Wellen)	50 Hz bis 20 MHz, impulsförmige Störungen, Magnetfeld bis 10 kHz
EDV	Netzteile, Takterzeugung	leitungsgebundene, elektromagnetische Wellen (EM-Wellen)	50kHz bis 5 GHz
Leistungssteuerung	Netz, Motoren, etc.	M-Feld, leitungsgebundene EM-Wellen	Grundwellen bis 300 Hz, Oberwellen bis einige MHz
Leuchtstofflampen	Gasentladung, elektronische Vorschaltgeräte	leitungsgebunden, M-Feld, EM-Wellen	25 kHz bis 3 MHz
Mittelspannungsversorgung	Schaltvorgänge, Leitungen	leitungsgebunden, M-Feld	leitungsgebunden bis in den MHz-Bereich, 50 Hz (M-Feld)
Motoren	Leitungen, Leistungssteuerung, Schaltvorgänge, Kommutierung	leitungsgebunden, E-Feld, M-Feld, EM-Wellen	50 Hz bis 20 MHz, M-Feld bis 10 kHz
Niederspannungsnetz	Leistungskabel, Schaltvorgänge, Spannungseinbrüche	leitungsgebunden, M-Feld	leitungsgebunden bis in den MHz-Bereich, 50 Hz (M-Feld)
Schaltvorgänge (mechanisch)	Schalter, Relais, Schütze	leitungsgebunden, EM-Wellen	bis in den MHz-Bereich
Sendeanlagen	Rundfunk- u. Fernsehsender, Funkanlagen, Sprechfunkgeräte	EM-Wellen	bis in den GHz-Bereich
Transformatoren		M-Feld	50 Hz

Tabelle 5 Potentielle Störquellen und deren Auswirkungen

Wesentliche Maßnahmen zur Verbesserung der EMV und zum Schutz von elektrischen, elektronischen und informationstechnischen Einrichtungen vor elektromagnetischen Strahlungseinflüssen sind:

- Einhalten großer Abstände zu Störquellen
Alternativ: SPD-Einbau so nah wie möglich an der Störquelle (DIN VDE 0100-534), z. B. bei von außen eingeführten Leitungen anderer Gebäude,
- Einhaltung des Trennungsabstandes (siehe Abschnitt 4.1.3),

- Aufstellung und Umsetzung des Blitz-Schutzzonen-Konzeptes nach DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4) und zugehörige Beiblätter mit Beispielen zur Umsetzung,
- Eintritt der energie- und informationstechnischen Kabel und Leitungen möglichst dicht zusammen in eine Blitzschutzzone und gemeinsamer Anschluss an eine Potenzialausgleichschiene,
- Koordinierter Einsatz von Überspannungsschutzgeräten (SPD) nach DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4) entsprechend den Anforderungen und Belastungen an den gewählten Installationsorten,
- Mögliche Störungseinkopplungen über das Stromnetz sind im Überspannungsschutzkonzept gemäß DIN VDE 0100-443 zu berücksichtigen,
- Anwendung der Netzform TN-S oder ggf. TT im gesamten elektrischen Verteilungssystem (keine generelle Nachrüstpflicht bei Bestandsanlagen),
- Herstellung und Erhaltung eines stromtragfähigen, niederinduktiven Erdungssystems,
- Vermaschter Zusammenschluss aller bauseits vorhandenen metallenen Komponenten, wie Stahlarmierung, metallene Gitter und Tragkonstruktionen etc.,
- Verwendung von metallenen Kabelführungssystemen (EN 50174),
- Trennung der Leitungstrassen für allgemeine und IuK-Verbraucher,
- Trennung der Stromkreise für allgemeine und IuK-Verbraucher,
- Verwendung von geschirmten Kabeln und Leitungen (z. B. NYCWY) bei Haupt- und Steigleitungen,
- Einsatz von Entstörfiltern, z. B. bei Schirmmaßnahmen,
- Verwendung von geschirmten und/oder verdrehten Adernpaaren bei Signalkabeln und -leitungen,
- Beidseitiges Erden der Kabel- und Leitungsschirme, umfängliche Kontaktierung des Schirmes,
- Auslegen der Kabelquerschnitte für Oberschwingungslasten nach VDE 0298-4 und DIN VDE 0100-520 Beiblatt 3,
- Keine Querschnittsreduzierung beim N-Leiter,
- PE-Anschluss mit mindestens gleichem Querschnitt wie L1/L2/L3/N ausführen (Angaben zu Querschnitt und Vorsicherung, siehe u. a. DIN VDE 0100-540),
- Keine Einzeladern vom Transformator zur NSHV,
- Einsatz von Geräten mit Differenzstromüberwachung (RCM), Durchführen eines permanenten Energiemonitorings,
- EMV-gerechter Aufbau der Elektro-Verteilungen (Sammelschienen als 5-Leiter-System mit L1, L2, L3, N sowie PE; gleiche Stromtragfähigkeit von N, L1, L2, L3; die im Normalbetrieb stromführenden L1, L2, L3 und N sind räumlich „zusammenzufassen“),
- Aufbau prüffähiger Verteilungen, Sicherstellen der Zugänglichkeit der Messpunkte,
- Anschluss des Trafofahrgestells an Haupterdungsschiene,
- Realisierung eines EMV-gerechten Netzaufbaus bei Mehrfacheinspeisung u. a. durch:
 - Keine direkte Verbindung der Sternpunkte der Stromerzeuger mit Erde,
 - Verbindung der Sternpunkte der Stromerzeuger mit der NSHV über isoliert verlegte, als N-Leiter gekennzeichnete Leiter,
 - Verbindung der N-(PEN-)Schiene in der NSHV mit Erde, d. h. nur eine zentrale Verbindung der N-(PEN-)Schiene im Gesamtsystem einer Einspeisegruppe,
 - Verbindung der PE-Schiene in beliebiger Anzahl mit der Erde (siehe auch Abbildung 3).

5 Elektrische Betriebsräume

5.1 Definition

Betriebsräume für elektrische Anlagen (elektrische Betriebsräume) sind Räume, die ausschließlich zur Unterbringung von Einrichtungen zur Erzeugung oder Verteilung elektrischer Energie oder zur Aufstellung von Batterien dienen.

Folgende elektrische Betriebsmittel sind in jeweils eigenen elektrischen Betriebsräumen unterzubringen:

- Transformatoren und Schaltanlagen über 1 kV,
- Ortsfeste Stromerzeugungsaggregate für die sicherheitstechnischen Anlagen und Einrichtungen und
- Zentralbatterien der sicherheitstechnischen Anlagen und Einrichtungen.
- Energiespeichersysteme in Form von Akkumulatoren für die allgemeine Stromversorgung.

Die landesspezifischen Richtlinien und Verordnungen über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen (EltBauVO) sowie die (M)LAR sind zu beachten.

Für besondere bauliche Anlagen gelten zusätzliche Bestimmungen, wie die DIN VDE 0100-710 und DIN VDE 100-718.

In medizinisch genutzten Bereichen (z. B. Krankenhäusern und Kliniken) sind zusätzlich folgende elektrische Betriebsmittel in jeweils eigenen, abgeschlossenen Betriebsräumen unterzubringen:

- Hauptverteiler für die Allgemeine Stromversorgung,
- Hauptverteiler der Sicherheitsstromversorgung und
- Umrichter und Steuerschränke für die zusätzliche Sicherheitsstromversorgung.

Mit dem VNB sind die elektrischen Betriebsräume für die Übergabeschaltanlage, z. B. in Transformatorenstationen oder die Hausanschlusseinrichtungen, abzustimmen.

5.2 Allgemeine bauliche Anforderungen

Elektrische Betriebsräume müssen leicht erreichbar und ungehindert verlassen werden können. Ein unmittelbarer Zugang aus notwendigen Treppenhäusern ist unzulässig. Der Rettungsweg innerhalb elektrischer Betriebsräume darf bis zu einem Ausgang nicht länger als 40 m (35 m) betragen. (Hinweis: Die Länge der Rettungswege ist bundeslandspezifisch geregelt, siehe z. B. EltBauVO.)

Die Betriebsräume sollen vorzugsweise ebenerdig und unter technischen Aspekten, einschließlich der Lage zu anderen Betriebsräumen, zweckmäßig in das Gebäude eingeordnet sein. Sie sollen möglichst im Lastschwerpunkt liegen und eine gute Einbringmöglichkeit, z. B. von Schaltanlagen und Transformatoren, aufweisen. Zur Verringerung der äußeren Wärmelasten sollen sie möglichst nach Norden oder Nordosten orientiert sein.

Darüber hinaus sind folgende Anforderungen an elektrische Betriebsräume zu stellen:

- gute und möglichst direkte Erreichbarkeit,
- nach technischer Anlage ausgelegte ausreichende Innenfläche bzw. auch -höhe, mindestens jedoch 2,0m Höhe
- Gebäudetrockenheit, Grund- und Hochwasserfreiheit sowie Überflutungssicherheit,

- Raumtemperatur zwischen 5° und 30° Celsius (optimal 20° Celsius),
- Schutz vor Witterung und Vandalismus,
- Schutz vor spannungsführenden Teilen,
- ausschließliche Nutzung als elektrischer Betriebsraum (u. a. keine Verwendung als Abstellraum),
- abgeschlossen, so dass ausschließlich Elektrofachkräfte, elektrisch unterwiesene Personen und Laien nur in Begleitung mit vorgenannten Personen Zutritt haben,
- grundsätzlich frei von Leitungen und Einrichtungen, die nicht zum Betrieb der elektrischen Anlagen erforderlich sind,
- Einhalten der TAB,
- Konstruktion muss der zu erwartenden mechanischen Belastung und dem durch einen Kurzschluss-Lichtbogen verursachten Innendruck standhalten (Berechnung z. B. nach Pigler),
- Fenster und Öffnungen ins Freie sind gegen unbefugtes Eindringen zu sichern (Verwendung bruchsicherer Baustoffe, Schutzgitter oder entsprechend hohe Umzäunung, sofern Unterkante der Fenster oder Öffnungen nicht mindestens 1,80 m über Zugangsebene),
- Türen nach außen aufschlagend, selbstschließend und mit Sicherheitsschlössern mit Anti-Panikfunktion ausgerüstet,
- Öffnungen ins Freie sind gegen Wasser, Regen- und Spritzwassereinfall zu sichern,
- Vermeidung von gefährlichen Annäherungen und Eindringen von Fremdkörpern an spannungsführende Teile,
- Vermeidung von Höhenunterschieden (Stufen und Rampen),
- Vermeidung von Kondensation,
- Wände und Decken mit glatter oder verputzter Oberfläche,
- Fußboden druckfest, gleitsicher, abriebfest, leicht zu reinigen (z. B. durch geeigneten Anstrich),
- Gewährleistung einer ständig wirksamen Be- und Entlüftung (möglichst natürlich),
- Gewährleistung der natürlichen Entrauchung vorzugsweise durch Querlüftung,
- Elektrische Einrichtungen (z. B. Beleuchtung, Brandmelder) sind so anzuordnen, dass sie während des Betriebes gefahrlos bedient und gewartet werden können.

5.3 Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Schaltanlagen bis 1 kV

Für die Errichtung und Aufstellung von Anlagen und Verteilern in elektrischen Betriebsräumen sind u. a. die DIN VDE 0100-729 und DIN VDE 0100-731 zu beachten.

Die Räume sollten in möglichst geringer Entfernung zu der Einspeisung bzw. den Transformatoren angeordnet werden. Bei Einspeisungen größer 100 kVA (150 A) sind auch in Gebäuden, die nicht medizinisch genutzt werden, eigene abgeschlossene elektrische Betriebsräume vorzusehen. Rohrleitungen und andere in elektrischen Anlagen zulässige Einrichtungen dürfen in ihrem Schadensfall die elektrische Anlage nicht gefährden. Landespezifische Regelungen schließen ggf. Leitungen und Einrichtungen, die nicht zum Betrieb der jeweiligen elektrischen Anlage erforderlich sind, aus.

Die Länge des Betriebsraumes der NS-Schaltanlage ergibt sich aus der Anzahl und Breite der vorgesehenen Schaltfelder zuzüglich einer Platzreserve. Bei kleineren und mittleren Schaltanlagen sind die Schaltfelder an der Wand, bei großen Schaltanlagen freistehend mit rückwärtigem Wartungsgang aufzustellen. Werden Schaltfelder an zwei gegenüberliegenden Wandflächen aufgestellt, soll die Raumbreite ca. 3,2 m betragen. Eine größere Raumbreite kann bei Einsatz von Schaltschränken mit größerer Tiefe (> 0,8 m) notwendig werden. Bei freistehender Aufstellung der Schaltfelder in zwei Reihen soll die Raumbreite 5,0 m bis 5,5 m betragen. Diese Maße ergeben ausreichende Breiten der Bedien- und Wartungsgänge.

In Bestandsgebäuden muss die Raumhöhe meist als gegeben hingenommen werden. In Neubauten sollte eine Rohbauhöhe von 2,8 m angestrebt werden. Für eine einfache Installation, Instandhaltung und Erweiterung wird ein ca. 0,5 m hoher Doppelboden empfohlen, alternativ ein Kabelbodenkanal. Eine lichte Höhe von 2,3 m sollte vorhanden sein. In Ausnahmefällen kann diese bis 2,0 m lichte Höhe minimiert werden.

Wenn die Länge von Wartungs- und Bediengängen 6,0 m übersteigt, sollte der Zugang von beiden Seiten möglich sein. Bei einer Länge der Wartungs- und Bediengänge größer 10,0 m ist die beidseitige Zugänglichkeit zwingend.

Bei Betriebsräumen mit einer Länge größer 20,0 m muss der Zugang von zwei Seiten über Türen erfolgen.

Die Zugangstüren sind mindestens 1,0 m breit und 2,0 m hoch auszuführen und mit Sicherheitsschildern zu versehen. Grundsätzlich sind Einbring- und Transportmaße für Schaltanlagen und elektrische Betriebsmittel zu beachten.

Die Mindestbreiten für Flucht-, Rettungs- oder Verkehrswege richten sich nach den staatlichen Arbeitsschutzvorschriften und den landesspezifischen Bauvorschriften. Die Technischen Regeln für Arbeitsstätten geben für Fluchtwege eine lichte Breite von mindestens 0,875 m vor, sofern nicht mehr als 5 Personen den Fluchtweg im Bedarfsfall benutzen (siehe ASR A2.3).

Bediengänge müssen in NS-Anlagen eine freie Gangbreite von mindestens 0,7 m und eine freie Ganghöhe von 2,0 m besitzen. Schaltfeldtüren sollen sich mindestens um 90° öffnen lassen und in Fluchtrichtung schließen. Montagegänge in gekapselten Anlagen sind mindestens 0,7 m breit und 2,0 m hoch sowie in offenen Niederspannungsanlagen 0,9 m breit und 2,0 m hoch auszuführen. Die Maße dürfen durch in den Gang hineinreichende Teile, wie z. B. fest angebrachte Antriebe, Schaltwagen in Trennstellungen oder arretierbare Türen, auf 0,6 m reduziert werden.

Betriebsräume mit Einspeisungen größer 100 kVA sollen möglichst nicht an ständig besetzte Arbeitsplätze angrenzen. Die im Anhang 1 der Verordnung über elektromagnetische Felder (26. BImSCHV) angegebenen Grenzwerte der elektrischen Feldstärke und magnetischen Flussdichte sind einzuhalten.

5.4 Anforderungen an elektrische Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen über 1 kV

Bei Betriebsräumen für Transformatoren und MS-Schaltanlagen gelten über Abschnitt 5.2 hinaus folgende Anforderungen:

- von anderen Räumen feuerbeständig getrennt,
- Türen mindestens Feuerwiderstandsklasse T 30 (DIN 4102-5) und selbstschließend, rauchdicht und aus nichtbrennbaren Baustoffen,
- Türen, die direkt ins Freie führen müssen selbstschließend und aus nichtbrennbaren Baustoffen bestehen,
- Fußboden, ausgenommen Fußbodenbeläge, aus nichtbrennbaren Stoffen,
- Frei von Leitungen und Einrichtungen, die nicht zum Betrieb der elektrischen Anlagen erforderlich sind,
- Zu-/Abluft unmittelbar oder über besondere Lüftungsleitungen ins Freie,
- Gewährleistung einer ausreichenden natürlichen Be- und Entlüftung (siehe auch Abschnitt 5.5).

Bei Räumen für Öltransformatoren ist zusätzlich Folgendes zu beachten:

- Kein Einsatz in Geschossen, deren Fußboden mehr als 4 m unter der festgelegten Geländeoberfläche liegt,
- Kein Einsatz in Geschossen über Erdgeschoss,
- ggf. von Fluren nur über Sicherheitsschleusen zugänglich (gilt für Sonderbauten, länderspezifisch geregelt, siehe EltBauVO),
- Sicherheitsschleusen mit mehr als 20 m³ Luftraum erfordern Rauchabzüge,
- Auffangwannen bzw. Sammelgruben sind erforderlich (die Sammelgrube muss die Flüssigkeit des größten Transformators aufnehmen können; einfließendes Wasser darf das Aufnahmevermögen der Sammelgrube nicht vermindern),
- Vermeidung der Brandübertragung bei Sammelgruben.

Die Betriebsräume für Transformatoren und MS-Schaltanlagen sollen horizontal und vertikal nicht an ständig besetzte Arbeitsplätze angrenzen.

Die Mindestgröße eines Transformatorenraumes entspricht dem Raumbedarf für einen 630 kVA Transformator. Bei Leistungen über 630 kVA ist für die Mindestgröße der Raumbedarf eines 1.600 kVA Transformators zu Grunde zu legen. Die Transformatoren-Auflagerschienen sollten so ausgeführt sein, dass verschiedene Transformatorengrößen aufgestellt werden können.

Unter Beachtung eines allseitigen Kontrollgangs von ca. 0,7 m Breite ergeben sich folgende Mindestraumgrößen:

- | | |
|---|-----------------|
| • Transformatoren bis 630 kVA | ca. 3,5 x 2,7 m |
| • Transformatoren von 800 kVA bis 1.600 kVA | ca. 4,1 x 3,2 m |

Die Mindestraumhöhe soll Transformatorhöhe zuzüglich 0,5 m betragen. Herstellerbedingte Größenunterschiede bei Transformatoren sind zu berücksichtigen. Auf ausreichende Flexibilität ist zu achten.

Mit dem VNB ist zu klären, ob dessen Übergabeschaltanlage und die kundeneigene MS-Schaltanlage in einem durch eine Gitterwand geteilten Betriebsraum oder in zwei gesonderten Betriebsräumen aufgestellt werden müssen und wie der Zugang zu den Räumen geregelt wird. Zugangstüren müssen ggf. mit Doppelschließung für zwei Schließzylinder vorgesehen werden, damit Betreiber und VNB ungehindert Zutritt haben.

Die Länge des Betriebsraumes der eigenen MS-Schaltanlage ergibt sich bei einer einreihigen Anordnung an einer Raumseite aus der Anzahl der vorgesehenen Schaltfelder einschließlich der Reservefelder. Dabei ist eine Breite von ca. 1,1 m je Schaltzelle zuzüglich einer festzulegenden Platzreserve zu berücksichtigen. Die Breite des Betriebsraumes muss bei einreihiger Anordnung etwa 2,8 m bis 3,0 m betragen, bei zweireihiger Anordnung entsprechend mehr.

In Bestandsgebäuden muss die Raumhöhe meist als gegeben hingenommen werden. In Neubauten sollte eine Rohbauhöhe von 3,0 m angestrebt werden. Für eine einfache Installation, Instandhaltung und Erweiterung wird ein ca. 0,5 m hoher Doppelboden empfohlen, alternativ ein Kabelbodenkanal. Eine lichte Höhe von 2,3 m sollte vorhanden sein. In Ausnahmefällen kann diese bis 2,0 m lichte Höhe minimiert werden.

Auf ausreichende Druckentlastung im Kurzschlussfall ist zu achten. Es wird empfohlen, eine Abschätzung des Druckanstiegs im Störlichtbogenfall durchzuführen. Die Richtung der Druckentlastung ist in Abhängigkeit der Räumlichkeiten bzw. des Aufstellortes zu wählen.

Zugangstüren sind mindestens 1,1 m breit und 2,1 m hoch auszuführen (ungehindertes Einbringen von Transformatoren bzw. Schaltanlagen muss möglich sein). Bediengänge müssen eine freie Gangbreite von mindestens 1,0 m und eine freie Ganghöhe von 2,1 m besitzen.

Schaltfeldtüren sollen in Fluchtrichtung schließen. Die Maße dürfen durch in den Gang hineinreichende Teile, wie z. B. fest angebrachte Antriebe, Schaltwagen in Trennstellungen, nicht unterschritten werden.

Der Schutz gegen schädliche Umwelteinwirkungen in Hoch- und Niederfrequenzanlagen ist gemäß der Verordnung über elektromagnetische Felder, der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV), einzuhalten. Auf die Ausführungen im Abschnitt 2.1.4 wird hingewiesen.

Die Mindestbreiten für Flucht-, Rettungs- oder Verkehrswege richten sich nach den staatlichen Arbeitsschutzvorschriften und den landesspezifischen Bauvorschriften.

Alle elektrischen Betriebsräume für Transformatoren und Schaltanlagen über 1 kV sind mit Zubehör gemäß Abschnitt 2.5 auszustatten. Die Zugangstüren dieser Betriebsräume sind mit Sicherheitsschildern zu versehen.

Kompaktstationen („Fabrikfertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung“ nach nach DIN EN IEC 62271-202 (VDE 0671-202) bestehend aus Baukörper, Mittelspannungsanlage, Transformator und Niederspannungshauptverteilung können eine Alternative zu gebäudeintegrierten Lösungen sein. Sie ermöglichen die Stromversorgung von baulichen Anlagen ohne in diesen hierfür Räume schaffen oder umbauen zu müssen.

5.5 Berechnungen und Beispiele für elektrische Betriebsräume

Räume von Transformatoren sollen grundsätzlich natürlich be- und entlüftet werden. Für in Innenräumen aufgestellte Transformatoren mit Selbstkühlung sind ausreichend große Zu- und Abluftöffnungen in Wänden und/oder Türen vorzusehen. Die Größe der Abluftöffnung kann bei einer in der Praxis relevanten Temperaturdifferenz von 20 K zwischen den Mittelwerten von Zu- und Ablufttemperatur nach Abbildung 4 überschlägig ermittelt werden. Dieser Wert erhöht sich durch Abdeckung mit einfachem Gitter um 10 % und durch Abdeckung mit Gitter und Jalousie um 50 %. Die Größe der Zuluftöffnung kann um etwa 10 % kleiner bemessen werden als die Abluftöffnung.

Beispiel:

Ermittlung der Zuluft- und Abluftöffnung bei Abdeckung mit einfachem Gitter
Transformator nach DIN EN 50464-1, Nennleistung 400 kVA
Höhe von Stationsboden bis Mitte der Abluftöffnung $H = 3,1$ m
Höhe von Stationsboden bis Mitte des Transformatorbalkens $h = 0,6$ m

$\Delta h = H - h$ (Δh = Höhenunterschied)

$\Delta h = 2,5$ m

Erforderliche Abluftöffnung nach Abbildung 4	0,90 m ²
Zuschlag für einfaches Gitter (10%)	0,09 m ²

Größe der Abluftöffnung	0,99 m ²
Größe der Zuluftöffnung (0,99 m ² abzüglich 10 %)	0,89 m ²

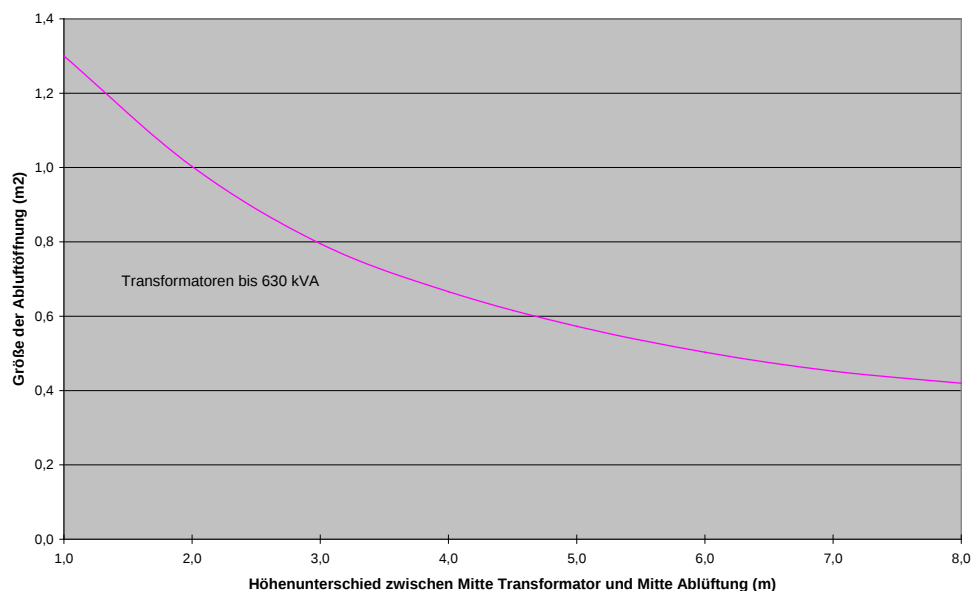


Abbildung 4: Mindestluftquerschnitt der Abluftöffnung bei natürlicher Lüftung von Traforäumen für Transformatoren nach DIN EN 50464-1 (VDE 0532-221) (zurückgezogen)

In Abbildung 5 sind Beispiele für die räumliche Anordnung von MS- und NS-Schaltanlagen sowie Transformatoren dargestellt.

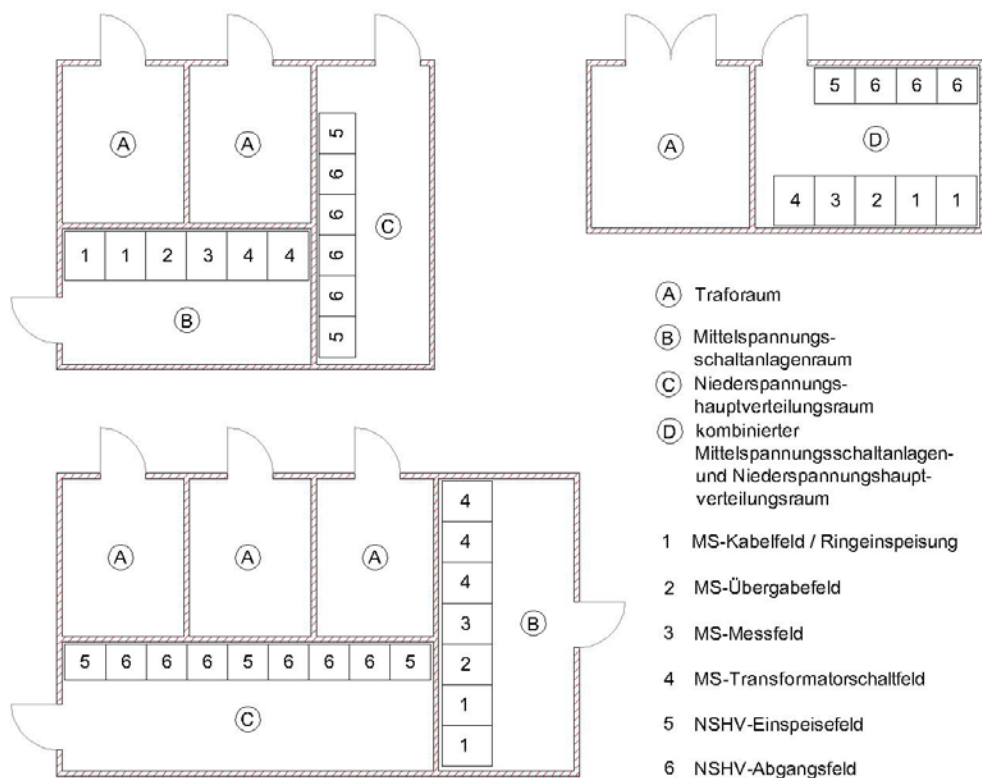


Abbildung 5: Beispiele für räumliche Anordnung von MS- und NS-Schaltanlagen sowie Transformatoren

5.6 Zusätzliche Anforderungen an Batterieräume

Die DIN EN IEC 62485-2 (VDE 0510-485-2) beschreibt die Sicherheitsanforderungen an stationäre Batterien und Batterieanlagen sowie die DIN EN IEC 62485-5 (VDE 0510-485-5) die Anforderungen an den sicheren Betrieb von stationären Lithium-Ionen-Batterien. Ergänzend sind in der Anwendungsregel VDE-AR-E 2510-2 Sicherheitsanforderungen aufgeführt, die für die Planung, den Transport, die Errichtung, den Betrieb, die Demontage und die Entsorgung von stationären elektrischen Energiespeichersystemen, die in die ortsfeste elektrische Anlage eines Niederspannungsnetzes einspeisen, zu beachten sind. Die EltBauVO enthält länderspezifische Regelungen für zentrale Batterieanlagen für bauordnungsrechtliche vorgeschriebene sicherheitstechnische Anlagen und Einrichtungen und Batteriespeichersysteme. Die damit ggf. verbundenen höheren Anforderungen sind zu beachten.

Räume für stationäre Batterien und Batterieanlagen müssen von Räumen mit erhöhter Brandgefahr feuerbeständig, von anderen Räumen mindestens feuerhemmend, getrennt sein. Dies gilt auch für Batterieschränke.

Türen müssen nach außen aufschlagen und mindestens der Feuerwiderstandsfähigkeit der raumabschließenden Bauteile entsprechen.

Batterieräume müssen frostfrei sein oder beheizt werden können. Sie sollen frei von Kabeln und Leitungen sowie Einrichtungen sein, die nicht zum Betrieb der elektrischen Anlagen erforderlich sind. Öffnungen zur Durchführung von Kabeln und Leitungen sind mit nichtbrennbaren Baustoffen zu schließen. Die optimale Betriebstemperatur der Batterieräume beträgt 20°C.

Fußböden sowie Sockel für Batterien müssen gegen die Einwirkungen von Elektrolyten widerstandsfähig sein. An den Türen muss eine Schwelle vorhanden sein, die auslaufende Elektrolyten zurück hält. Der Fußboden muss an allen Stellen für elektrostatische Ladungen einheitlich und ausreichend ableitfähig sein.

Das Rauchen und das Verwenden von offenem Feuer sind in Batterieräumen verboten. Hierauf muss durch Schilder an den Außenseiten der Türen hingewiesen werden.

Batterieräume und Batterieschränke sind grundsätzlich zu belüften, um eine mögliche Explosionsgefahr zu verhindern. Das während der Ladung und Entladung freigesetzte Wasserstoff/Sauerstoff-Gemisch muss verdünnt werden. Für Räume, die nur der Aufstellung von verschlossenen Batterien mit einer Gesamtkapazität von maximal 20 kWh dienen, kann auf eine Lüftung verzichtet werden.

Bei Einsatz von Batteriespeichersystemen für die allgemeine Stromversorgung in Gebäuden von mehr als 20 kWh sollten die vorgenannten brandschutztechnischen Anforderungen an den Batterieraum gleichfalls eingehalten werden.

Sofern die Batteriekapazität in einem elektrischen Betriebsraum die länderspezifischen Höchstgrenzen gemäß EltBauVO übersteigt, ist dieser zu entrauchen und mit einer automatischen Löscheinrichtung zu versehen.

Zusätzlich ist bei Lithium-Ionen-Großspeichern (Kapazität ab 50 kVA gemäß „Vorbeugender und abwehrender Brandschutz bei Lithium-Ionen-Großspeichersystemen“ des BVES Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V.) eine Druckentlastung vorzusehen und bei der Kennzeichnung des Raumes auf die Installation eines Lithium-Ionen-Großspeichers hinzuweisen. Empfohlen wird eine Separierung von Wechselrichtern sowie Transformatoren sowie eine brandschutztechnische Gefährdungsbeurteilung zur weiteren Risikominimierung bei der Installation von Lithium-Ionen-Batterien.

Die Zuluft für Batterieräume muss unmittelbar oder über besondere Lüftungsleitungen dem Freien entnommen, die Abluft unmittelbar oder über besondere Lüftungsleitungen ins Freie

geführt werden. Lüftungsleitungen, die durch andere Räume führen, sind so herzustellen, dass Feuer und Rauch nicht in andere Räume übertragen werden können. Öffnungen von Lüftungsleitungen ins Freie müssen Schutzgitter haben. Die Lüftungsanlagen müssen gegen die Einwirkungen von Elektrolyten widerstandsfähig sein, Kanäle und Anlagenteile der Lüftungsanlage, die im Abluftstrom liegen, sind säurebeständig auszuführen.

Für die Dimensionierung der Lüftung von Bleibatterien ist die DIN EN IEC 62485-2 (VDE 0510-485-2) einschlägig. Bei Lithium-Ionen-Batterien sind die Herstellerangaben heranzuziehen. Der Luftvolumenstrom (Q) ist vorzugsweise durch eine natürliche Lüftung sicherzustellen. Sofern dies die baulichen Gegebenheiten nicht zulassen, ist eine technische Lüftung herzustellen, anzuschließen und zu überwachen.

Die Belüftung von Räumen, Schränken und Behältern, in denen Bleibatterien betrieben werden, gilt als ausreichend, wenn mindestens der im Folgenden definierte Luftvolumenstrom sichergestellt ist. Türen und Fenster gelten nur dann als Zu- und Abluftöffnungen, wenn sichergestellt ist, dass sie während des Ladevorgangs ständig geöffnet sind und in diesem Zustand die notwendige Querschnittsfläche vorliegt. Sowohl die natürliche als auch die technische Lüftung sind so auszuführen, dass die Abluft ins Freie abgeführt wird. Bei der Verortung des Abluftauslasses ist die Nähe zu Ansaugöffnungen von Klimaanlage zu vermeiden.

Berechnung des Luftvolumenstroms (Q) von Bleibatterien:

$$Q = v \times q \times s \times n \times I_{\text{gas}} \times C_N / 1000 \text{ (m}^3/\text{h)}$$

Faktoren:

v	=	der erforderliche Verdünnungsfaktor von Wasserstoff
q	=	freigesetzter Wasserstoff = 0,42 / 1000 (m ³ /Ah)
s	=	allgemeiner Sicherheitsfaktor = 5
v × q × s	=	0,05
n	=	Anzahl der Zellen (216V = 108 Zellen)
I _{gas}	=	bewerteter Ladestrom in mA je Ah Nennkapazität bei verschlossenen Batterien (z. B. OPzV) = 1 mA/Ah bei geschlossenen Batterien (z. B. OPzS) = 5 mA/Ah
C _n	=	Batteriekapazität C ₁₀ bei 10 Stunden Nennbetriebsdauer und 1,8 V/Zelle [Ah]

Berechnung des freien Lüftungsquerschnitts (A) der Zu- und Abluftöffnungen bei natürlicher Lüftung:

$$A \text{ (cm}^2\text{)} > 28 \times Q$$

Beispiel:

Bleibatterie 216 V (108 Zellen)
Erhaltungsladen (nur gelegentliches Starkladen)

Erhaltungsladung

$$U = 216 \text{ V}$$

$$n = 108 \text{ Zellen}$$

$$C = 100 \text{ Ah} / I_{\text{Gas}} = 100 \text{ mA/Ah}$$

Berechnung

$$Q = 0,05 \text{ m}^3/\text{Ah} \times 108 \times 1 \text{ mA/Ah} \times 100 \text{ Ah}$$

Ergebnis

$$Q = 0,54 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$A = 15,2 \text{ cm}^2$$

C _n	5,5 Ah	20 Ah	50 Ah	100 Ah
Verschlossene Bleibatterie (z. B. OGiV, OPzV)				
Luftvolumenstrom (Q) in m ³ /h	0,03	0,11	0,27	0,54
Lüftungsquerschnitt (A) der Zu- und Abluftöffnung in cm ²	0,83	3,02	7,56	15,2
Geschlossene Bleibatterie (z. B. OPzS)				
Luftvolumenstrom (Q) in m ³ /h	0,15	0,54	1,35	2,7
Lüftungsquerschnitt (A) der Zu- und Abluftöffnung in cm ²	4,16	15,2	37,8	75,6

6 Photovoltaikanlagen

6.1 Allgemein

Photovoltaikanlagen sind zunehmend integraler Bestandteil neuer oder sanierter Gebäude. Bei Neubau und Sanierung sollten sie frühzeitig in die Planung einfließen. Infolge ordnungsrechtlicher Vorgaben sowie der Energiesituation gewinnt die regenerative Stromerzeugung durch PV-Anlagen im Gebäudebestand an Bedeutung. PV-Anlagen können auf allen Dachflächen oder auch als Fassadenverkleidungen angebracht werden. Balkonkraftwerke sind für öffentliche Nichtwohngebäude grundsätzlich nicht geeignet.

Die erwartete Nutzungsdauer des Daches soll mindestens 20 Jahre betragen. Die Dachkonstruktion muss eine geeignete Befestigung der Module ermöglichen. Für die Aufnahme der Zusatzlasten ist ein statischer Nachweis zu erbringen.

Die bauphysikalische Funktion des Daches muss auch durch die nachträgliche Installation einer Photovoltaikanlage gewährleistet bleiben. Ggf. ist dies mit einem Tauwassernachweis zu belegen.

Beim zuständigen Netzbetreiber (VNB) ist die mögliche Anschlusskapazität zu erfragen und je nach Größe der PV-Anlage eine Netzverträglichkeitsprüfung zu beantragen.

Die Rahmenbedingungen für die Errichtung von Photovoltaikanlagen werden insbesondere durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgegeben.

6.2 Aufbau und Randbedingungen

Eine Photovoltaikanlage besteht im Wesentlichen aus Solarmodulen, Wechselrichter(n), der Verkabelung, dem Montagesystem und dem Stromzähler.

Die aktiven Elemente des Solarmoduls, die Solarzellen, wandeln die Energie der Sonneneinstrahlung in elektrische Energie um. Der erzeugte Gleichstrom (DC) wird durch Wechselrichter netzkonform in Wechselstrom (AC) umgeformt.

Von den zahlreichen Zelltypen kommen derzeit die drei Technologien mono- und polykristalline Siliziumzellen sowie Dünnschichtzellen mit amorphem Silizium häufig zum Einsatz. Diese unterscheiden sich durch ihr Erscheinungsbild, den Wirkungsgrad und die Herstellungskosten. Der Wirkungsgrad einer Solarzelle hängt überwiegend vom Herstellungsverfahren sowie der Qualität der verwendeten Materialien ab. Module mit monokristallinen Solarzellen erzielen derzeit hohe Wirkungsgrade (bis ca. 23 %). Bei polykristallinen Solarzellen liegt der Wirkungsgrad im mittleren Bereich (ca. 3 % unter dem Wirkungsgrad der monokristallinen Solarzellen), während Dünnschichtzellen mit amorphem Silizium geringere Effizienzwerte aufweisen.

Der Wirkungsgrad der Solarzellen bzw. PV-Module nimmt nach Inbetriebnahme durch Degradation ab. Hierbei sind zwei Arten zu unterscheiden:

- Die altersbedingte Degradation kann bei kristallinen PV-Modulen einen Leistungsverlust bis zu ca. 0,5 % pro Jahr verursachen. Bei Dünnschichtzellen gibt es eine starke Anfangsdegradation von bis zu 25 %. Anschließend altern diese Zellen aber kaum mehr.
- Die potenzialinduzierte Degradation (PID), welche durch Leckströme im Modul erzeugt wird, kann bis zu 30 % betragen.

Es wird empfohlen, eine Leistungsgarantie für die PV-Module in das Leistungsverzeichnis bei den entsprechenden LV-Positionen verbindlich aufzunehmen. Die Leistungsgarantie für die

PV-Module sollte mindestens 90 % der Nennleistung für einen Zeitraum von 10 Jahren und mindestens 80 % der Nennleistung für 25 Jahre betragen. Die Bieter müssen mit ihrem Angebot anhand eines Datenblatts die Leistungsgarantie bestätigen. Das Datenblatt wird im Auftragsfall Vertragsbestandteil.

Die gesetzlich vorgeschriebene Produktgarantie verpflichtet die Hersteller bzw. Verkäufer sicherzustellen, dass das Modul bei Auslieferung in einem einwandfreien Zustand bzw. frei von Mängeln war. Je nach Hersteller wird in der Regel eine freiwillige Produktgarantie bis zu 10 Jahren gewährt. Käufer können bei Bedarf auch eine kostenpflichtige Garantieverlängerung abschließen, um sich im Schadensfall abzusichern. Tritt am Modul innerhalb der Produktgarantie ein Schaden auf, muss der Hersteller bzw. Verkäufer diesen unentgeltlich beheben. Bei Insolvenz des Herstellers ist sowohl die Leistungs- als auch die Produktgarantie hinfällig, es sei denn, entsprechende Sicherheiten wurden vereinbart und hinterlegt.

Bei den Solarmodulen werden folgende Typen unterschieden:

- Glas-Folie-Module:
Die Einbettung der Solarzellen erfolgt zwischen zwei transparenten Kunststoffschichten.
- Glas-Glas-Module:
Die Einbettung der Solarzellen erfolgt zwischen zwei Gießharzschichten.
- Module in Kunststoffolie:
Die Solarzellen sind auf Metallbahnen aufgebracht und in einer Kunststoffolie eingebettet. Diese Module sind sehr leicht und flexibel.

Die Wahl des Modultyps ist abhängig von den örtlichen Gegebenheiten, der mechanischen Beanspruchung und finanziellen Möglichkeiten.

Die häufigsten Anordnungen und Montagearten der Solarmodule sind:

- Aufdachmontage der PV-Module auf geneigter Dachfläche,
- Aufgeständerte Modulanordnung auf Flachdach oder Freifläche,
- Fassadenintegrierte Module und
- Indachmontage der PV-Module in geneigter Dachfläche.

Sofern der solare Ertrag im Vordergrund steht, erfolgt die Ausrichtung der Modulflächen im Idealfall mit einer Neigung von ca. 30° nach Süden. Bei Eigenverbrauch ist die Ost-/West-Ausrichtungsvariante der Solarmodule zu prüfen, da diese - abhängig u. a. vom Lastgang der zu versorgenden elektrischen Anlagen – regelmäßig wirtschaftlicher ist als die Südausrichtung der Solarmodule.

Auf Flachdächern werden die Module üblicherweise auf speziellen Unterkonstruktionen montiert und gegen Windlasten gesichert.

Damit die aufgeständerten Modulreihen sich nicht gegenseitig verschatten, sind entsprechende Mindestabstände notwendig. Auch Teilverschattungen durch Bäume, andere Gebäudeteile oder Fangstangen etc. sind möglichst zu vermeiden, da diese den Ertrag der Gesamtanlage erheblich mindern können. Eine entsprechende Verschattungsanalyse einschließlich Ertragsprognose ist zu empfehlen.

Bei der Modulanordnung auf Flachdächern ist insbesondere darauf zu achten, dass die Begehbarkeit zwischen den Modulreihen und auch die Wartung der Entwässerungseinrichtungen gewährleistet sind. Außerdem sind auf Flachdächern entsprechende Maßnahmen zur Absturzsicherung einzuplanen. Dies können Attiken, Absperrungen mit Geländer, Seil oder Kette sowie geprüfte Anschlagpunkte für eine persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz sein. Diese Maßnahmen zur Absturzsicherung sowie weitere Dachein- und -aufbauten müssen bei der Planung und Ausführung der Modulanordnung berücksichtigt werden.

Auch bei Fassadenanlagen hat sich die Wirtschaftlichkeit verbessert. Mit der Integration in die Gebäudehülle kann die Photovoltaik als multifunktionales Bauteil eingesetzt werden. Neben der Stromerzeugung und der Erfüllung von architektonischen Gestaltungsmerkmalen ermöglichen PV-Fassadenanlagen weitere bauphysikalische Funktionen wie Witterungsschutz, Schallschutz und Sonnenschutz.

Die erforderliche Fläche, um 1 kWp Leistung zu erzeugen, variiert je nach Modultyp, Wirkungsgrad und Alter der Module. Monokristalline PV-Module mit ihrer hohen Effizienz benötigen derzeit etwa 5 m² Modulfläche, um 1 kWp Leistung zu erzeugen.

Bei der Planung der Wechselrichterstandorte sind insbesondere folgende Punkte zu beachten:

- gut zugänglicher, belüfteter, kühler Standort ohne direkte Sonneneinstrahlung,
- Montage auf nicht brennbarem Untergrund,
- kurze Leitungs-/Kabelwege zu den Modulen,
- rundum ausreichend Platz für Wartung und Bedienung,
- zulässiger Temperaturbereich und Montageabstände gemäß Herstellervorgabe und
- ggf. Geräuscentwicklung.

6.3 Gesetzliche und normative Vorgaben

6.3.1 Allgemein

Photovoltaikanlagen sind bauliche Anlagen im Sinne des Baurechts und fallen unter die Landesbauordnungen.

Planung, Bau und Betrieb der Photovoltaikanlagen sind so durchzuführen, dass Standsicherheit und Brandschutz der Photovoltaikanlagen dauerhaft sichergestellt sind. Das Bauproduktengesetz sowie die bautechnischen Regeln sind einzuhalten.

Die Planung, Montage, Inbetriebnahme und Wartung von PV-Anlagen ist auf der Grundlage der DIN VDE 0100-712 „Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme“ und der VDI Richtlinie 6012 Blatt 1.1 „Regenerative und dezentrale Energiesysteme für Gebäude – Grundlagen – Projektplanung und -durchführung“, sowie auf Basis der RAL-GZ 966 auszuführen.

PV-Module müssen mit den Anforderungen der entsprechenden Betriebsmittelnormen übereinstimmen. Der Standard DIN EN IEC 61215-1 (VDE 0126-31-1) legt die Anforderungen für die Bauartprüfung und -zulassung von terrestrischen PV-Modulen fest. Darüber hinaus müssen die PV-Module über die elektrische Sicherheit nach Schutzklasse II verfügen und den Sicherheitsstandard nach DIN EN IEC 61730-1 (VDE 0126-30-1) erfüllen.

Die Wechselrichter müssen den Sicherheitsanforderungen nach DIN EN 62109-1 (VDE 0126-14-1) entsprechen.

Es dürfen nur Steckverbinder nach DIN EN 62852 (VDE 0126-300) verwendet werden. Miteinander verbundene Stecker und Buchsen von Steckverbindern müssen vom selben Typ desselben Herstellers sein. Ein Stecker eines Herstellers und eine Buchse eines anderen Herstellers oder umgekehrt dürfen nicht verbunden werden.

Das Errichten von PV-Anlagen und der Anschluss an die elektrische Anlage darf nur von Elektrofachkräften durchgeführt werden, die in ein Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragen sind. Davon ausgenommen sind dachvorbereitende Maßnahmen, wie beispielsweise die Montage der Unterkonstruktion und Dachdurchführung.

6.3.2 Bauaufsichtliche Einordnung

Die Genehmigungsfreiheit bzw. -pflicht für die Errichtung von PV-Anlagen wird in den einzelnen Bauordnungen der Bundesländer geregelt. Daneben bestehen zur Zulässigkeit von PV-Anlagen zahlreiche Satzungen und Verordnungen der Gemeinden, die vor allem auf Grundlage des Baugesetzbuches und der Landesbauordnungen erlassen wurden.

Im Allgemeinen ist die Errichtung einer Photovoltaikanlage an einer Fassade, auf einer Dachfläche oder auf einem Flachdach genehmigungsfrei, ausgenommen bei Hochhäusern, sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes.

Ggf. sind denkmalschutzrechtliche Belange für die Errichtung von PV-Anlagen zu berücksichtigen. Weitere rechtliche Grundlagen sind u. a. die Bauproduktenverordnung und das Bauproduktengesetz.

6.3.3 Standsicherheit

Gemäß § 12 MBO bzw. der vergleichbaren landesspezifischen Regelungen muss jede bauliche Anlage als Ganzes und in ihren einzelnen Teilen für sich standsicher sein. Neben dem Nachweis der Tragfähigkeit des Daches unter Berücksichtigung der zusätzlichen Lasten aus der Photovoltaikanlage und des Nachweises der Standsicherheit hinsichtlich der örtlich anzusetzenden Wind- und Schneelasten ist auch ein statischer Nachweis für das Montagegestell zu führen. Für die Einwirkungen auf die Tragwerke sind die DIN EN 1991-1-3 und DIN EN 1991-1-4 zu beachten.

Für den Standortnachweis einer Solaranlage sind neben den Standsicherheitsnachweisen auch Nachweise zur Lagesicherheit zu führen. Dabei müssen die Anlagen sowohl gegen Abheben und Umkippen als auch gegen Verschieben ausreichend gesichert sein.

6.3.4 Verwendbarkeitsnachweis von Bauprodukten und Bauarten, Bauaufsichtliche Zulassung

Der Nachweis der Verwendbarkeit von Bauprodukten und Bauarten muss auf der Grundlage von in der länderspezifischen Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen bauaufsichtlich eingeführten harmonisierten europäischen oder nationalen Normen erfolgen.

Lässt sich anhand der Technischen Baubestimmungen nicht abschließend feststellen, ob ein Bauprodukt sicher verwendbar ist, kann dies über einen bauaufsichtlichen Verwendbarkeitsnachweis, d. h. eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung gemäß § 18 MBO durch das Deutsche Institut für Bautechnik oder gemäß § 19 MBO ein allgemeines bauaufsichtliches Prüfzeugnis oder nach § 20 MBO eine Zustimmung im Einzelfall durch die oberste Baubehörde des Bundeslandes, in dem das Projekt realisiert wird, nachgewiesen werden (vgl. § 17 Abs. 1 der Musterbauordnung).

Photovoltaikmodule dürfen ohne zusätzlichen Verwendbarkeitsnachweis eingesetzt werden, wenn sie nachfolgende Voraussetzungen erfüllen:

- CE-Kennzeichnung nach der Richtlinie 2014/35/EU,
- Zertifizierung nach DIN EN IEC 61215-1 (VDE 0126-31-1) und DIN EN IEC 61730-1 (VDE 0126-30-1),
- PV-Module mit mechanisch gehaltenen Glasdeckflächen und einer maximalen Einzelmodulfläche bis 2,0 m² bei Verwendung im Dachbereich mit einem Neigungswinkel ≤ 75 Grad,

- PV-Module mit mechanisch gehaltenen Glasdeckflächen und einer maximalen Einzelmodulfläche bis 2,0 m² bei Verwendung in gebäudeunabhängigen PV-Anlagen im öffentlich unzugänglichem Bereich,
- PV-Module ohne Glasdeckflächen bei Verwendung im Dachbereich.

Für PV-Module, die nicht unter die oben genannten Beschreibungen fallen (z. B. Module größer als 2,0 m² bei Verwendung im Dachbereich), gilt folgendes:

Generell müssen alle PV-Module eine ausreichende mechanische Festigkeit und Standsicherheit aufweisen. Diese kann in einigen Fällen, z. B. bei PV-Modulen aus Glas nach den technischen Regeln zu "Glaskonstruktionen" gemäß Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) Teil A, Kapitel A1, laufende Nummer A 1.2.7 nachgewiesen werden. Wenn dies nicht der Fall ist, ist ein Verwendbarkeitsnachweis im Hinblick auf die mechanische Festigkeit und Standsicherheit erforderlich.

Dachintegrierte Photovoltaikanlagen benötigen ein allgemeines Prüfzeugnis für den Nachweis der harten Bedachung. Dieses allgemeine Prüfzeugnis sollte vor Auftragserteilung vorliegen.

Für die Verankerung und Befestigung von PV-Anlagen am Gebäude, anderen baulichen Anlagen oder auf dem Fundament bzw. für die Verbindung an der Unterkonstruktion sind Verankerungs-, Befestigungs- und Verbindungselemente (Schrauben, Dübel, Ankerschienen etc.) zu verwenden, die

- den Technischen Baubestimmungen entsprechen oder
- die auf Grund europäischer technischer Spezifikationen die CE-Kennzeichnung tragen und die in der Leistungserklärung die in der länderspezifischen Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen festgelegten Klassen und Leistungsstufen aufweisen.

Für alle anderen Verankerungs-, Befestigungs- und Verbindungselemente ist der Verwendbarkeitsnachweis durch eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung zu erbringen.

Eine bauaufsichtliche Zulassung ist unter folgenden Voraussetzungen erforderlich:

- Die tragenden Teile des Montagesystems bestehen aus Kunststoff.
- Die Montageträger oder Aussteifungselemente des PV-Moduls sind verklebt (backrails).
- Der rechnerische Nachweis für Befestigungsmittel zwischen Modul und Gebäude basiert nicht auf eingeführten Normen.
- Die Befestigung erfolgt durch eine adhäsive Verbindung (Verklebung oder Verschweißung) zwischen Modul und Dachhaut.

Die allgemeine bauaufsichtliche Zulassung eines Produkts ist durch das Ü-Zeichen gekennzeichnet, die auf dem Produkt, einem Beipackzettel, der Verpackung oder auf dem Lieferschein angebracht ist. Der Nachweis über die bauaufsichtliche Zulassung ist mit der Angebotsabgabe, jedoch spätestens vor Auftragserteilung nachzuweisen. Das Vorhandensein der Ü-Kennzeichnung ist nach Möglichkeit zudem bereits bei der Anlieferung durch die örtliche Bauleitung zu kontrollieren. Gleiches sollte für die Herstellererklärungen zu den Photovoltaikmodulen gelten, die ohne zusätzlichen Verwendbarkeitsnachweis eingesetzt werden dürfen.

6.3.5 Brandschutz

Gemäß § 14 MBO bzw. der vergleichbaren landesspezifischen Regelungen sind bauliche Anlagen so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch (Brandausbreitung) vorgebeugt wird und bei einem Brand die Rettung von Menschen und Tieren sowie wirksame Löscharbeiten möglich sind.

Bei der Planung einer Photovoltaikanlage ist zu prüfen, ob die baulichen Anforderungen des Brandschutzes erfüllt werden. Hierzu sind bereits in der Planungsphase detaillierte Abstimmungen mit der zuständigen Bauaufsichtsbehörde, der örtlichen Feuerwehr und ggf. weiteren Ämtern zu führen und zu dokumentieren. Wichtige Regelungen zum Brandschutz sind in den Landesbauordnungen und in der Leitungsanlagen-Richtlinie (LAR) enthalten. In Zweifelsfällen kann eine brandschutztechnische Bewertung notwendig werden.

Bei Neubauten und Grundsanierungen von Gebäuden sollen grundsätzlich nicht brennbare Materialien für die oberste Schicht der Dacheindeckung verwendet werden, sofern die Dächer für Photovoltaikanlagen geeignet sind. Abhängig vom akzeptierten „Grenzrisiko“ wird für Neubauten und Grundsanierungen ergänzend empfohlen, für die Dachdämmung ggf. auch nicht brennbare Materialien einzusetzen.

Im Bestandsbereich werden diese Anforderungen nicht in jedem Fall mit einem vertretbaren Aufwand umzusetzen sein. Mindestens in diesen Fällen ist eine Risikobewertung für die für Photovoltaik geplanten und die bereits mit Photovoltaik belegten Dächer aus brandschutztechnischer Sicht durchzuführen.

Auf die im Abschnitt 11.5 schematisch dargestellte Vorgehensweise für eine vereinfachte brandschutztechnische Bewertung von Dächern mit Photovoltaikanlagen wird hingewiesen.

Soweit der Brandschutz durch die vorhandene Dacheindeckung bzw. Dachdämmung nicht sichergestellt werden kann, sind geeignete Lösungsmöglichkeiten für den Dachaufbau und die Materialien zu prüfen. Alternativ sind Kompensationsmöglichkeiten zur Reduzierung eines bestehenden Brandrisikos auf ein akzeptiertes „Grenzrisiko“ für den Fehlerfall von Photovoltaikanlagen auszuwählen und anzuwenden. Im Fall der Fremdversicherungspflicht sind ggf. bestehende Vorgaben des jeweiligen Gebäudesachversicherers zu prüfen und zu beachten.

Der Abstand von PV-Anlagen zu Gebäudetrennwänden bzw. Brandwänden ist in den Landesbauordnungen nicht einheitlich geregelt und wird von den zuständigen Ämtern teilweise unterschiedlich ausgelegt.

Folgende Regelungen zur brandschutztechnischen Behandlung von PV-Anlagen sind zu beachten:

- PV-Anlagen müssen aus mindestens normalentflammbaren Baustoffen bestehen (§ 26 Abs. 1 MBO).
- Werden sie in oder an der Gebäudehülle angeordnet, müssen Oberflächen von Außenwänden sowie Außenwandbekleidungen bei Gebäuden der Gebäudeklasse 4 und 5 schwerentflammbar sein (§ 28 Abs. 3 Satz 1 MBO).
- Gebäudetrennwände bzw. Brandwände dürfen nicht durch PV-Module, andere brennbare Bauelemente und Installationen überbaut werden.
- PV-Module können maximal bis an die Brandwand angrenzend installiert werden, wenn die Brandwand mind. 30 cm über die Moduloberkante geführt ist (siehe Abbildung 6).
- Wird der Brandüberschlag durch ein waagerechtes Schott aus nicht brennbarem Material verhindert, dürfen die Module erst ab einem Abstand von mind. 50 cm zur Brandwand installiert werden (siehe Abbildung 6).
- Werden PV-Module auf einem Flachdach aufgeständert und erfüllen nicht die Anforderungen der harten Bedachung, sind diese als Dachaufbauten gemäß § 32 MBO (Dächer) zu betrachten. Hier wird ein Abstand von 1,25 m zwischen PV-Modul und Brandwandmitte empfohlen.
- Dachintegrierte Anlagen, welche den Anforderungen der harten Bedachung entsprechen, können maximal bis an die Auskragung der Brandwand heran gebaut werden.

Normativ ist ein Überspannungskonzept nach DIN VDE 0100-443 auf der AC-Seite und nach DIN VDE 0100-712 auch auf der DC-Seite vorzusehen. Im Rahmen der Erarbeitung des Überspannungsschutzkonzeptes sind auch die Dateneingänge z. B. von Geräten zur Funktionsüberwachung und Visualisierung zu berücksichtigen. Die technische Lösung ist unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit festzulegen.

Die Photovoltaikanlage muss in die Konzeption der Blitzschutzanlage des Gebäudes einbezogen werden. Für eine bereits vorhandene Blitzschutzeinrichtung muss bei nachträglicher Installation einer Photovoltaikanlage das Blitzschutzkonzept überprüft und ggf. angepasst werden. Ein Überbauen von Blitzschutzanlagen ist nicht zulässig.

Es wird empfohlen, die PV-Anlage im Schutzbereich und unter Beachtung des entsprechenden Trennungsabstandes anzuordnen. Bei der Kabel-/Leitungsverlegung ist die Fläche für induktive Einkopplungen möglichst klein zu halten.

Für Gebäude mit Photovoltaik-Stromversorgungssystemen wird empfohlen, das Beiblatt 5 der DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) „Blitz- und Überspannungsschutz für Photovoltaik-Stromversorgungssysteme“ anzuwenden. Im Besonderen wird verwiesen auf:

- das Flussdiagramm zur Vorgehensweise bei der Auswahl der Blitzschutzmaßnahmen und Überspannungsschutzgeräten (Beiblatt 5, Bild 11) sowie
- das Praxisbeispiel zur Berechnung der Trennungsabstände (Beiblatt 5, Anhang C).

In der Regel haben alle öffentlichen Gebäude eine Blitzschutzanlage. Für den Fall, dass keine Blitzschutzanlage vorhanden ist (bspw. Garagengebäude), wird empfohlen, einen Funktionspotenzialausgleich mit 6 mm² vom metallischen Montagegestell zum Hauptpotenzialausgleich herzustellen.

6.4.2 Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit

Durch die Installation von PV-Anlagen dürfen keine gefährlichen berührbaren Spannungen auftreten. Auch im Schadensfall, wie z. B. im Brandfall am Gebäude, ist die Gefahr für Personen und Einsatzkräfte auf ein Minimum zu begrenzen.

Zur Gewährleistung der Forderung ist frühzeitig ein Schutzkonzept aufzustellen und mit der örtlichen Feuerwehr abzustimmen.

Das Schutzziel wird u. a. durch Abschalteinrichtungen, wie der DC-Freischalter sowie der DC- und AC-seitige zentrale Not-Aus, erreicht.

Ein wichtiger Bestandteil der Sicherheitseinrichtungen jeder PV-Anlage ist der DC-Lasttrennschalter (kurz: DC-Freischalter), der normativ seit 2006 in der DIN VDE 0100-712 gefordert wird. Der genaue Einbauort ist nicht vorgeschrieben. Der DC-Freischalter ist oft bereits in den Wechselrichtern enthalten. Bei Einsatz von Generator-Anschlusskästen sollte der DC-Freischalter in diesem integriert sein. Da der Leitungsbereich zwischen Wechselrichter/Generator-Anschlusskasten und PV-Modul auch nach einem Öffnen des DC-Lasttrennschalters unter Spannung steht, sollte der DC-Freischalter möglichst nah am Solar-generator platziert werden.

Die Notwendigkeit eines sogenannten Feuerwehr-Not-Aus-Schalters ist mit der örtlichen Feuerwehr frühzeitig abzustimmen. Momentan bieten die Hersteller unterschiedliche Systeme von Feuerwehr-Not-Aus-Schaltern an. Eine ggf. notwendige Feuerwehr-Not-Aus-Schaltung sollte so ausgeführt werden, dass sie möglichst nah am PV-Generator liegt. Dadurch wird sichergestellt, dass der Leitungsbereich zwischen Wechselrichter/Generator-Anschlusskasten und PV-Modul nach Betätigen des Feuerwehr-Not-Aus-Schalters nicht mehr unter Spannung steht.

Die Notwendigkeit eines AC-seitigen zentralen Not-Aus für die PV-Anlage ist ebenfalls mit der zuständigen Feuerwehr abzuklären. Dieser Not-Aus sollte im Zugangsbereich eines Gebäudes, ggf. in der Nähe bzw. integriert in das Feuerwehrbedienfeld angebracht werden. Weitere Schutzmaßnahmen beschreibt die Anwendungsregel „VDE-AR-E 2100-712“. Diese enthält Empfehlungen, um die Wahrscheinlichkeit eines elektrischen Schlages für Einsatzkräfte im Brandfall zu mindern.

Es wird empfohlen, zwischen dem Planer, Errichter und dem zukünftigen Betreiber einer PV-Anlage, einzelne Maßnahmen dieser Anwendungsregel zu vereinbaren.

Mögliche bauliche und organisatorische Maßnahmen sind beispielsweise:

- Kennzeichnung der PV-DC-Leitungsführung durch einen Übersichtsplan,
- Installation der Wechselrichter mit geeignetem Witterungsschutz außerhalb des Gebäudes,
- Beschränkung der PV-DC-Leitungen im Gebäude auf ein Minimum und
- Verlegung der ggf. verbleibenden DC-Leitungen im Gebäude Unterputz oder in Brandschutzkanälen und -schächten.

Mögliche technische Maßnahmen sind Einrichtungen zum:

- Schalten, Trennen und Kurzschließen im DC-Bereich einer PV-Anlage,
- Trennen oder Kurzschließen des Strangs oder des PV-Generators und
- Abschalten des PV-Moduls.

Weitere Hinweise:

- Die technischen Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz sind in der Anwendungsregel „E VDE-AR-N 4105“ aufgeführt.
- Bei Einsatz von traflosen Wechselrichtern sind aufgrund der fehlenden galvanischen Trennung allstromsensitive RCD's vom Typ B mit einem Bemessungsdifferenzstrom von max. 300 mA vorzusehen, falls der Wechselrichter die Funktion der Fehlergleichstromabschaltung nicht enthält.
- Die UV-Beständigkeit der im Außenbereich verlegten Leitungen einschließlich zugehörigen Befestigungsmaterials ist zu berücksichtigen. Auf eine fachgerechte Befestigung ist aufgrund der Scheuergefahr durch Windeinwirkung besonders zu achten. Eine Verlegung von Leitungen direkt auf der Dachhaut ist nicht zulässig.
- Die Kabelführung auf dem Dach muss so erfolgen, dass die Entzündung von brennbaren Materialien auf ein vertretbares Risiko minimiert wird. Geschlossene, nichtbrennbare Kabelträgersysteme (Kanäle, Rohre, etc.) sind einzusetzen.

6.4.3 Netzeinspeisung

Die PV-Anlage ist frühzeitig beim zuständigen Netzbetreiber zur Vorbereitung des Netzan schlusses und des zugehörigen Vertrages anzumelden.

Es wird zwischen Volleinspeisung und Überschusseinspeisung der erzeugten elektrischen Energie der Photovoltaikanlage unterschieden.

Volleinspeisung:

Die gesamte erzeugte elektrische Energie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Diese Einspeisung ist wirtschaftlich sinnvoll, solange der eingespeiste Strom höher vergütet wird als der vom Netzbetreiber bezogene Strom.

Überschusseinspeisung:

Die erzeugte elektrische Energie wird vorrangig im eigenen Hause verbraucht. Die überschüssige Energie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

PV-Anlagen sind grundsätzlich für Netzparallelbetrieb auszulegen. Der erzeugte Strom ist, soweit er nicht selbst verbraucht wird, über eine geeichte Zähleinrichtung ins Netz des VNB einzuspeisen. In Abstimmung mit diesem sind Einspeisepunkt, Zähleinrichtung, sowie Maßnahmen gegen Rückspannung und unerwünschte Netzzrückwirkungen festzulegen. Durch den Einbau eines Netz- und Anlagenschutzes (NA-Schutz) kann die PV-Anlage bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten vom Netz abgeschaltet werden. Hierzu gelten mehrere Anwendungsregeln:

- „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen am Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)“ (VDE-AR-N 4100).
- „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ (VDE-AR-N 4105) (für Anlagen < 135 KW).
- „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“ (VDE-AR-N 4110) (für Anlagen ≥ 135 KW).

Darüber hinaus ergeben sich in Abhängigkeit der Summe der maximalen Scheinleistungen aller Erzeugungsanlagen und Speicher am Netzanschlusspunkt $\sum S_{Amax}$ für den NA-Schutz folgende Bedingungen:

- $\sum S_{Amax} \leq 30 \text{ kVA}$: Zentraler NA-Schutz am zentralen Zählerplatz oder dezentral in einer Unterverteilung oder integrierter NA-Schutz im Wechselrichter.
- $\sum S_{Amax} > 30 \text{ kVA}$: Zentraler NA-Schutz am zentralen Zählerplatz.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist derzeit die Überschusseinspeisung der erzeugten elektrischen Energie in das öffentliche Stromnetz zu präferieren. Lösungen mit Zwischenspeicherung der erzeugten Energie in Batterieanlagen oder anderen Energiespeichern sollten geprüft werden, wenn der Eigenverbrauch im Vordergrund steht und die solare Deckungsquote weiter erhöht werden soll. Wegen der relativ hohen Investitionskosten sind Batterieanlagen ohne Förderung derzeit in der Regel noch nicht wirtschaftlich. Der Markt entwickelt sich in diesem Bereich jedoch sehr dynamisch. Die Kosten der elektrochemischen Energiespeicher sinken kontinuierlich.

6.4.4 Redispatch 2.0

Unter dem Begriff Redispatch 2.0 sind die Bezeichnungen Redispatch und Einspeisemanagement zu verstehen.

Das Redispatch beschreibt die gezielte Steuerung von Stromerzeugungsanlagen, um das Gleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage zu wahren. Dies geschieht durch die Anpassung der Einspeiseleistung von Kraftwerken und inzwischen auch dezentralen Erzeugungsanlagen (z. B. PV-Anlagen, Windkraftanlagen, BHKW-Anlagen, etc.). Durch die stetig wachsende Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen wird mehr Strom in die Elektrizitätsversorgungsnetze eingespeist. Aufgrund der instabilen Wetterbedingungen (Wind, Sonne) kann die Einspeisung von Strom sehr unregelmäßig sein, was wiederum die Systemstabilität der Stromnetze beeinflusst. Zudem werden bzw. wurden durch die Energiewende große Kraftwerke, wie z. B. Kern- und Kohlekraftwerke, sukzessiv abgeschaltet. Diese dienten bisher der Netzstabilität, in dem sie gezielt herauf- und heruntergeregelt werden konnten. Um auch zukünftig die Netzstabilität zu gewährleisten, müssen die Erzeugungsanlagen je nach Größe steuerbar sein.

Mit den gesetzlichen Regelungen zum Redispatch 2.0 werden Netzbetreiber im Fall von Gefährdungen oder Störungen der Netzsicherheit, wie z. B. Netzengpässe, dazu berechtigt und

verpflichtet, auf die Erzeugungsleistung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen zuzugreifen. Die Erzeugungsleistung einer Stromerzeugungsanlage wird dann ggf. ferngesteuert reduziert oder erhöht. Der betroffene Anlagenbetreiber erhält für die abgeregelte Strommenge einen bilanziellen Ausgleich, da der Strom als produziert gilt.

Seit Einführung des Redispatch 2.0 sind auch Betreiber von PV-Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 kWp verpflichtet, an Redispatch-Maßnahmen teilzunehmen.

Wesentliche Unterschiede zwischen Einspeisemanagement und Redispatch sind die Engpassvorausschau sowie der energetische und bilanzielle Ausgleich von Maßnahmen. Das Einspeisemanagement reagierte in Echtzeit auf zu erwartende Überlastungen im Netz. Beim Redispatch werden die Entwicklung von Last und Einspeisung prognostiziert und Maßnahmen gegen zu erwartende Überlastungen von Betriebsmitteln schon im Vorfeld eingeleitet. Dies führt zu einem Ausgleichsmechanismus durch den Netzbetreiber, ohne dass die Energiebilanz (im Gegensatz zum Einspeisemanagement) verändert wird.

Vor dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen müssen Betreiber von PV-Anlagen sicherstellen, dass die Einspeisung des erzeugten Stroms der PV-Anlage in das Netz regelbar ist. Folgendes ist hierbei je nach Anlagengröße zu berücksichtigen:

- Bei neu errichteten PV-Anlagen < 25 kWp ist die Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt auf maximal 60 % der installierten Leistung zu begrenzen, sofern eine Einspeisevergütung oder ein Mieterstromzuschlag bezogen wird. Ein Rundsteuerempfänger ist in diesem Fall nicht erforderlich.
- Bei neu errichteten PV-Anlagen ≥ 25 kWp bis < 100 kWp ist die Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt auf maximal 60 % der installierten Leistung zu begrenzen, sofern eine Einspeisevergütung oder ein Mieterstromzuschlag bezogen wird. Zudem ist ein Rundsteuerempfänger zur ferngesteuerten Einspeisereduzierung durch den Netzbetreiber Pflicht.
- Für neu errichtete PV-Anlagen ≥ 100 kWp ist die PV-Anlage mit einem Rundsteuerempfänger zur ferngesteuerten Einspeisereduzierung einschließlich einer Ist-Einspeisung-Fernauslesung auszustatten.

Nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen sowie erfolgreicher Testung der PV-Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber müssen Anlagenbetreiber ihre Anlagen hinter der Hausanschlussicherung in einem technisch einwandfreien Zustand betreiben und erhalten. Dies gilt unabhängig vom Inbetriebnahmedatum der PV-Anlage. Der Netzbetreiber oder andere Berechtigte müssen jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen können. Zudem muss die Einspeiseleistung vollständig oder, falls technisch möglich, stufenweise oder stufenlos ferngesteuert geregelt werden können.

6.5 Einheiten- und Anlagenzertifikate

Um sicher und zuverlässig in das Stromnetz einspeisen zu können, müssen Stromerzeugungseinheiten zertifiziert sein. Anlagenbetreiber benötigen abhängig von der Anlagengröße ggf. sowohl ein Einheiten- als auch ein Anlagenzertifikat als Nachweis, dass die gültigen Netzanschlussregeln eingehalten werden. Einheiten- und Anlagenzertifikate dürfen nur durch akkreditierte und zugelassene Zertifizierungsstellen ausgestellt werden.

Einheitenzertifikat:

Das Einheitenzertifikat bestätigt, dass eine bestimmte Stromerzeugungseinheit (z. B. Umrichter, Wechselrichter, Stromerzeugungsaggregate) und deren Komponenten (z. B. Schutzgeräte, Anlagenregler) gemäß den gültigen Netzanschlussregeln ausgelegt und errichtet wurden. Das Zertifikat stellt somit sicher, dass diese Einheit bzw. dieses Gerät für den Betrieb am

Stromnetz geeignet ist. Das Einheitenzertifikat ist Voraussetzung für die Erstellung des Anlagenzertifikates.

Anlagenzertifikat:

Das Anlagenzertifikat bestätigt, dass die Erzeugungsanlage (z. B. PV-Anlage) die gültigen Netzanschlussregeln erfüllt. Im Rahmen der Anlagenzertifizierung wird bereits in der Planungsphase einer Erzeugungsanlage geprüft, ob die Anlage die technischen Anforderungen erfüllt. Das Anlagenzertifikat ist vor der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage beim zuständigen Netzbetreiber einzureichen.

Für die Notwendigkeit von Einheiten- und Anlagenzertifikaten wird nach folgenden Leistungsgrenzen unterschieden:

- Für Anlagen mit $\sum P_{E_{\max}} < 135 \text{ kW}$ ist weder ein Einheiten- noch ein Anlagenzertifikat notwendig.
- Für Anlagen mit $\sum P_{E_{\max}} \geq 135 \text{ kW}$ und $\leq 270 \text{ kW}$ ist ein Einheitenzertifikat notwendig.
- Für Anlagen mit $P_{AV,E} \leq 270 \text{ kW}$ und $\sum P_{E_{\max}} > 270 \text{ kW}$ und $\leq 500 \text{ kW}$ ist ein Einheitenzertifikat notwendig.
- Für Anlagen mit $P_{AV,E} > 270 \text{ kW}$ oder $\sum P_{E_{\max}} > 500 \text{ kW}$ ist ein Einheiten- und Anlagenzertifikat notwendig.

$P_{AV,E}$: Zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für die Einspeisung am Netzanschlusspunkt

$\sum P_{E_{\max}}$: Kumulierte Leistung aller (Bestand und Neu) Erzeugungseinheiten und Speicher am Netzanschlusspunkt

6.6 Erstprüfung

Nach Fertigstellung der PV-Anlage ist AC-seitig eine Erstprüfung nach DIN VDE 100-600 und DC-seitig eine Prüfung nach E DIN EN IEC 62446-1 (VDE 0126-23-1) durchzuführen. In diesem Zusammenhang wird empfohlen, sich ergänzend an der RAL-GZ 966 zu orientieren. Außerdem wird eine zusätzliche Prüfung durch ein unabhängiges Institut bzw. Sachverständigen angeraten. Gegebenenfalls sind höhere Anforderungen in den Prüfverordnungen der Bundesländer zu beachten.

6.7 Wiederholungsprüfung

Gemäß dem Arbeitsschutzgesetz, der jeweiligen Landesbauordnung, der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und den Unfallverhütungsvorschriften müssen elektrische Anlagen und Betriebsmittel in bestimmten Abständen sicherheitstechnisch geprüft werden. Die Wiederholungsprüfung ist AC-seitig nach DIN VDE 0105-100 und DC-seitig gemäß DIN EN IEC 62446-2 (VDE 0126-23-2) durchzuführen. Richtwerte für den Prüfturnus der Wiederholungsprüfung sind in § 5 DGUV Vorschrift 4 vorgegeben.

Die Betriebssicherheitsverordnung fordert in § 3 die Durchführung einer Gefährdungsbeurteilung. In Anlehnung an den Anwendungsbereich der Betriebssicherheitsverordnung ist im Rahmen der Erst- und Wiederholungsprüfungen eine Gefährdungsbeurteilung für die PV-Anlage durchzuführen und die Prüffristen AC- und DC-seitig festzulegen. Dabei können sich Abweichungen zu den als Richtwert genannten Fristen in DGUV Vorschrift 4 ergeben. Weitere Informationen zu wiederkehrenden Prüfungen sind in der „DGUV Information 203-072“ enthalten.

Die Technischen Regeln für Betriebssicherheit (TRBS) geben den Stand der Technik sowie sonstige gesicherte arbeitswissenschaftliche Erkenntnisse für die Verwendung von Arbeitsmitteln wieder. Die TRBS 1111 "Gefährdungsbeurteilung" und die TRBS 1201 "Prüfungen und

Kontrollen von Arbeitsmitteln und überwachungsbedürftiger Anlagen" konkretisieren im Rahmen ihres Anwendungsbereiches die Anforderungen der BetrSichV.

6.8 Kombinierte Nutzung von Gründach und Photovoltaik

Der Ausbau von Photovoltaikanlagen soll weiter beschleunigt werden. In diesem Zusammenhang gilt es u. a. auch einzuschätzen, ob und in welchem Umfang Dachflächen mit Gründächern wirtschaftlich, sicher und wartungsarm für die Installation von PV-Anlagen genutzt werden können.

Länderspezifisch gibt es unterschiedliche Vorgaben und Vorschriften zu diesem Thema. So kann es auf Grund von Landes-, Kommunalrecht, Bebauungsplänen oder Förderrichtlinien notwendig sein, Teile oder ggf. auch die gesamte Dachfläche mit der Kombination von Photovoltaik über Gründach auszuführen.

Gemäß einschlägigen Förderprogrammen müssen für Gebäude, die einen hohen Effizienzstandard erreichen sollen, ggf. auch Anforderungen an das Qualitätssiegel nachhaltiges Gebäude (QNG) eingehalten werden. Dies kann bedeuten, dass ein signifikanter Teil der Dachfläche begrünt werden soll.

Eine kombinierte Nutzung von Gründach und Photovoltaik ist grundsätzlich sowohl im Neubau als auch im Gebäudebestand möglich. Dabei sollte Folgendes beachtet werden:

- Eine intensive Dachbegrünung in Kombination mit einer PV-Anlage wird nicht empfohlen.
- Bei einer extensiven Dachbegrünung ist ein Abstand zwischen den Modulreihen in Abhängigkeit der Modulausrichtung von 60 bis 100 cm einzuhalten. Empfohlen werden 100 cm. Der Abstand von Modulunterkante zum Substrat sollte mindestens 30 cm betragen. Empfohlen werden 40 cm. Damit wird auch der regelmäßig durchzuführenden Gründachpflege und Wartung Rechnung getragen.
- Ein Freistreifen von 60 bis 100 cm lichter Breite um Dachaufbauten (z. B. durchsturzsichere Lichtkuppeln, Lüftungszentralen) ist einzuhalten. Empfohlen werden 100 cm.
- Nach den Vorgaben der DGUV Information 201-056 ist auf jedem Gründach (ob mit oder ohne PV-Anlage) eine Kollektivsicherung an den Absturzkanten (z. B. Attikakante, nicht durchsturzsichere Lichtkuppeln und Lichtbänder) anhand eines Geländers mit einer Höhe von mindestens 100 cm über dem Substrat erforderlich. Diese Anforderung ergibt sich aus der in der DGUV Information 201-056 beschriebenen Ausstattungsklasse 3. Innerhalb der Nutzungskategorie D des Daches, bei der mehrmals jährlich Nutzungs- und Wartungsintervalle anfallen, wird für die Berufsgattungen der Dachberufe, der atypischen Dachberufe (z. B. Installateure) und für private Nutzer die Ausstattungsklasse 3 als Mindestausstattung zum Schutz gegen Absturz vorgegeben. Die Kollektivsicherungen müssen in das Blitzschutzkonzept eingebunden werden.
- Durch die Einhaltung notwendiger Abstände reduzieren sich die nutzbaren PV-Flächen auf dem Gründach. Dies ist abhängig von Dachaufbauten, Größe und Geometrie des Daches sowie der Anordnung und Ausrichtung der Module.
- Es gibt speziell für Gründächer ausgewiesene Unterkonstruktionen.
- Es gibt sowohl Montagesysteme „auf“ begrünten Dachflächen (in der Regel für Nachrüstung von PV-Anlagen im Gebäudebestand) als auch Konstruktionen „unter“ dem Dachbegrünungsaufbau (im Allgemeinen für Neubauten) auflastbalastiert mit Drain- und Wasserspeicherelementen oder Wasser-Retentionsboxen.
- Bei Montagesystemen „unter“ dem Dachbegrünungsaufbau wird empfohlen, dass die Installation vom Gründach-Fachbetrieb durchgeführt wird.

- Sollten Bodenschienen der gewählten Unterkonstruktion perforiert sein, sind diese geeignet (z. B. mit Bodendeckel) zu verschließen. So soll der Aufwuchs durch die Perforation hindurch verhindert und damit Schäden an der Unterkonstruktion vermieden werden.
- Alle Kabel und Leitungen sind in geschützten, UV-beständigen Kabelkanälen bzw. Rohren zu verlegen. Die Pflegearbeiten sollen davon soweit als möglich unbeeinträchtigt bleiben.
- Eine klassische (Kante an Kante) Aufständering in Doppelreihen (z. B. Ost-West-Aufständering, Schmetterlingsanordnung) ist aus Gründen der Gründachpflege zu vermeiden.
- Die für die Begrünung wirksame Substratstärke darf zur dauerhaften Begrenzung auf eine extensive Begrünung maximal 8 cm betragen. Sollte die Substratstärke in Höhe von maximal 8 cm aus statischer Sicht als Auflast für die PV-Anlage nicht ausreichend sein, sind ergänzende Maßnahmen zu prüfen, um die Auflast zu gewährleisten. Höhere Auflasten zur Lagesicherung können insbesondere in Eck- und Randbereichen notwendig werden.
- Sofern Förderungen in Anspruch genommen bzw. Bauauflagen/Gestaltungssatzungen umgesetzt werden, sind die Fördervoraussetzungen für die Substratstärke zu beachten.
- Es wird eine extensive Begrünung anhand von Pflanzenlisten und Saatgutmischungen nach Bundesverband GebäudeGrün e.V.(BuGG)-Fachinformation „Solar-Gründach“ empfohlen.
- Um übermäßigen Bewuchs der extensiven Begrünung vorzubeugen, sollte diese regelmäßig gepflegt werden. Damit wird auch verhindert, dass der Bewuchs durch „wandernde“ Schatten „Stress“ auf dem Modulfeld verursacht.
- Die bei der Dachpflege eingesetzten Geräte dürfen nicht zur Beschädigung der elektrischen Anlagen führen.
- Begrünte Dächer werden gemäß DIN 4102-4 als „gegen Flugfeuer und strahlende Wärme widerstandsfähige Bedachungen“ eingestuft, wenn u. a. folgende Eigenschaften erfüllt sind. Extensive Dachbegrünungen müssen eine mineralisch bestimmte Vegetationsschicht mit maximal 20 % (Massenanteil) organischen Bestandteilen sowie eine Vegetationstragschicht mit einer Schichtdicke von mindestens 3 cm aufweisen.
- Extensive Dachbegrünungen mit einer Substratschichtdicke von 3 cm halten keiner direkten Beflammung stand. Soweit kein qualifiziertes objektkonkretes Brandschutzgutachten vorliegt, ist hierfür eine Substratschichtdicke von mindestens 6 cm notwendig.

Bei der projektspezifischen Abwägung der Nutzung der Dachflächen können hinsichtlich der Anteile von PV-Anlagen und Biodiversitätsgründächern Klimafunktionskarten herangezogen werden. So kann in Bereichen ungünstiger bioklimatischer Situationen oder verkehrsbedingter Belastungen an Hauptverkehrsstraßen eine Schwerpunktsetzung zugunsten des Biodiversitätsgründachs als Instrument der Klimaanpassung erfolgen. Denn begrünte Dächer tragen zur Wasserrückhaltung bei, was sowohl der Hitzevorsorge als auch der Reduzierung des Abflussbeiwertes dient. In Bereichen günstiger bioklimatischer Situationen oder „durchgrünter“ Nachbarschaften und Grundstücke kann stattdessen ein verstärkter Ausbau von PV-Anlagen erfolgen.

Zusammenfassend ist derzeit festzustellen, dass eine kombinierte Nutzung von Gründächern mit Photovoltaik bei extensiver Dachbegrünung in der Regel möglich ist. Es liegen derzeit jedoch noch nicht ausreichend langjährige Erfahrungen zum Solarertrag, Pflege- und Wartungsaufwand von Solargründächern vor.

Eine flächenmäßige Aufteilung der Dächer zwischen Begrünung und PV-Anlage kann die Planung, den Bau und den Betrieb entsprechender Anlagen vereinfachen und damit wirtschaftlich sein. Besteht jedoch eine öffentlich-rechtliche Pflicht zur Dachbegrünung, so ist diese Pflicht bestmöglich mit der jeweiligen Pflicht zur Installation einer PV-Anlage in Einklang zu bringen.

6.9 Direktvermarktung und Strombilanzkreismodell

Bei der Direktvermarktung wird der erzeugte Solarstrom durch einen Direktvermarkter, häufig ein spezialisierter Stromhändler, entweder an der Strombörse gehandelt und vergütet oder direkt an einen Abnehmer verkauft. Dadurch entfällt die Abgabe des Stromes an den örtlichen Netzbetreiber zur festen EEG-Einspeisevergütung.

Die gängigste Form der Direktvermarktung ist das sogenannte Marktprämienmodell. Der Betreiber erhält hierbei neben dem Börsenmarktwert eine zusätzliche Marktprämie über den Netzbetreiber, um die Differenz zwischen dem an der Börse erzielten Strompreis und der normalerweise erhaltenen EEG-Vergütung auszugleichen. Diese Prämie sichert dem Betreiber weiterhin eine stabile Einnahme, da der Strompreis an der Börse variiert.

Bis 2024 waren PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kWp zur Direktvermarktung verpflichtet. Seitdem gilt die Verpflichtung zur Direktvermarktung erst ab einer Anlagenleistung von 200 kWp. Sollten sich jedoch Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 200 kWp, die bisher der Direktvermarktungspflicht unterlegen waren, gegen eine Direktvermarktung entscheiden, müssen diese künftig ihre Überschussmengen ohne Vergütung, aber auch ohne Direktvermarktungskosten, an den Netzbetreiber weitergeben. Hier-von profitieren insbesondere Anlagen mit einem hohen Eigenverbrauch, für die sich die Direktvermarktung nicht lohnt.

Die Direktvermarktung von PV-Anlagen bietet finanzielle Vorteile, erfordert jedoch technische Voraussetzungen und eine sorgfältige Planung. Anlagen zur Direktvermarktung müssen fernsteuerbar sein, um bei einem Überangebot an PV-Strom die Menge der eingespeisten Energie vorübergehend regulieren zu können und die Netzstabilität zu gewährleisten.

Neben der Direktvermarktung gibt es auch die Möglichkeit überschüssigen Solarstrom einer Liegenschaft an andere Liegenschaften weiterzuleiten.

Mit dem sogenannten Strombilanzkreismodell können Einspeisevergütungen vermieden und der Zukauf von Netzstrom reduziert werden. Die Anwendung des Bilanzkreismodells können Eigentümer und Betreiber eines Liegenschaftsportfolio prüfen, die PV-Anlagen betreiben und den dadurch erzeugten Strom nicht vollständig in einer Liegenschaft verbrauchen.

Der eigenerzeugte Strom kann bei Anwendung des Bilanzkreismodells einerseits in der jeweiligen Liegenschaft direkt verbraucht werden und andererseits über das öffentliche Netz auch zur Eigenstromversorgung in anderen Liegenschaften des Eigentümers/Betreibers eines Liegenschaftsportfolio genutzt werden. Bei Anwendung dieses Modells speist der Eigentümer und Betreiber eines Liegenschaftsportfolio die in mindestens einer seiner Liegenschaften eigenerzeugten überschüssigen Strommengen nicht in das öffentliche Netz ein, sondern verwendet sie, z. B. über einen Auftragnehmer, zur Stromversorgung seiner weiteren Liegenschaften. Dieser Auftragnehmer ist Stromlieferant und zugleich Bilanzkreisverantwortlicher.

Da der Stromlieferant und zugleich Bilanzkreisverantwortliche für die Weiterleitung der überschüssigen Strommengen des Eigentümers und Betreibers eines Liegenschaftsportfolio physisch das öffentliche Netz in Anspruch nimmt, werden nach der derzeitigen Gesetzeslage die weitergeleiteten Strommengen grundsätzlich mit allen Abgaben, Umlagen und Steuern belastet. Der Stromlieferant und zugleich Bilanzkreisverantwortliche nimmt für den Eigentümer und Betreiber eines Liegenschaftsportfolio die Zuweisung der eigenerzeugten Strommengen zu den einzelnen Liegenschaften sowie die Berechnung der gegebenenfalls darauf anfallenden Abgaben, Umlagen und Steuern vor. Der Stromlieferant und Bilanzkreisverantwortliche verpflichtet sich hierfür einen eigenen Unterbilanzkreis zur Verfügung zu stellen und die Liegenschaften nach einem geeigneten Modell zu beliefern und abzurechnen. Die Verbrauchs- und Erzeugungsmengen der Liegenschaften im Bilanzkreis werden mit Stromzählern erfasst (s. auch Abbildung 8).

Für die Anwendung dieses Modells ist ein Bilanzkreisverantwortlicher notwendig, der dem Netzbetreiber verpflichtet ist, seinen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Ein Bilanzkreisverantwortlicher kann beispielsweise auch ein Energieversorgungsunternehmen sein.

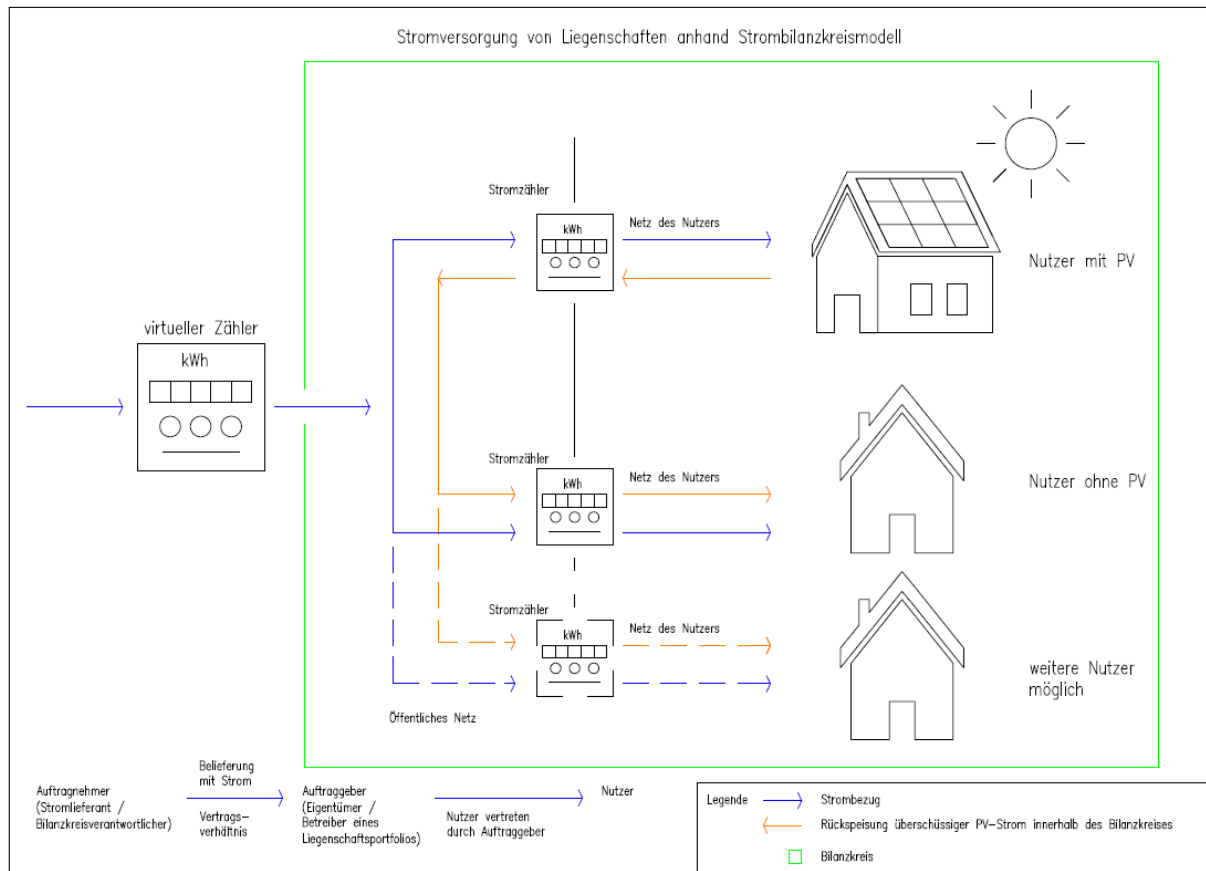


Abbildung 8: Strombilanzkreismodell

6.10 Nullsteuersatz

Seit 1. Januar 2023 besteht gemäß Umsatzsteuergesetz § 12 Abs. 3 für beauftragte Firmen die rechtliche Verpflichtung, Rechnungen mit dem 0%-Umsatzsteuersatz auszuweisen. Der Nullsteuersatz kommt bei der Lieferung von Solarmodulen einschließlich der für den Betrieb der Photovoltaikanlage wesentlichen Komponenten (Wechselrichter, Haltesystem, Solarkabel, Zählerschrank, Einspeisesteckdose, Energiemanagementsystem, etc.) und Stromspeicher zur Anwendung. Als Nachweis der Tatbestandsvoraussetzungen zur Anwendung des Nullsteuersatzes hat der Erwerber gegenüber der Firma (Lieferant/Errichter) zu erklären, dass er Betreiber der PV-Anlage ist und dass entweder ein im Sinne von § 12 Abs. 3 Umsatzsteuergesetz begünstigtes Gebäude vorliegt oder die installierte Bruttoleistung der PV-Anlage laut Marktstammdatenregister nicht mehr als 30 kWp beträgt. Begünstigte Gebäude sind insbesondere öffentliche Gebäude und Gebäude, die für Tätigkeiten des Gemeinwohls genutzt werden.

6.11 Instandhaltung

Inspektion, Wartung und Instandsetzung einer Photovoltaikanlage sind erforderlich, um den Sollzustand der Anlage festzustellen, zu erhalten und wiederherzustellen sowie die Anlagensicherheit zu gewährleisten und einen langfristigen Ertrag bzw. wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen.

Es wird vorgeschlagen, die Inspektion, Wartung und damit verbundene kleine Instandsetzungsarbeiten der PV-Anlagen auf der Grundlage des Vertragsmusters der AMEV-Empfehlung „Wartung 2018“ durchzuführen.

Das Vertragsmuster der AMEV-Empfehlung „Wartung 2018“ umfasst die Arbeitskarte 442 – PV-Anlagen in zwei Varianten.

Die Auswahl einer der beiden Varianten der Arbeitskarte soll in Abhängigkeit der konkreten Ausgestaltung des Controllings und der Betreuung der betreffenden PV-Anlage erfolgen.

Variante 1

Keine Aufschaltung der PV-Anlage (Eigentümer/Nutzer/Betreiber ist die öffentliche Hand selbst) auf eine GLT bzw. Leitstelle des Auftraggebers und keine regelmäßige (jährliche) vor-Ort-Begehung durch die Baudienststelle.

Variante 2

Aufschaltung der PV-Anlage (Eigentümer/Nutzer/Betreiber ist die öffentliche Hand selbst) auf eine GLT bzw. Leitstelle des Auftraggebers und regelmäßige (jährliche) vor-Ort-Begehung durch die Baudienststelle.

6.12 Funktionsüberwachung

Photovoltaikanlagen arbeiten in der Regel störungsfrei. Kommt es dennoch zu Fehlern oder Ausfällen, werden diese bei fehlender Funktionsüberwachung u. U. erst nach einigen Monaten erkannt. Eine Betriebsdatenüberwachung sorgt dafür, dass Ausfälle oder Störungen signalisiert und schnell bemerkt werden. Auf Grundlage dessen kann der Anlagenbetreiber Maßnahmen zur Fehlerbeseitigung veranlassen, um die Ertragsverluste zu minimieren.

Ob eine Anlage erwartungsgemäße Erträge liefert, ist ohne dauerhafte Messung nicht ohne weiteres festzustellen.

Die einfachste und preiswerteste Überwachung einer Photovoltaikanlage ist das regelmäßige Ablesen und Notieren der Zählerstände des Einspeisezählers.

Komfortabler als geführte Listen ist die permanente und automatische Erfassung und Speicherung der Erträge und anderer Leistungswerte über elektronische Datenspeicher, sog. Datenlogger. Viele Wechselrichter haben heute bereits einen Datenlogger serienmäßig integriert.

Die Datenlogger überwachen und protokollieren die Leistung, die jeder einzelne Wechselrichter ins Stromnetz einspeist. Aus den Messwerten erstellt der Datenlogger einen Tagesbericht über den Ertrag der Photovoltaikanlage. Mit den Protokolldaten kann er zusätzlich Monats- oder Jahresauswertungen generieren. Bei Unregelmäßigkeiten sendet der Datenlogger ein Signal, um den Anlagenbetreiber darüber zu informieren. Je nach Datenschnittstelle kann der Datenlogger per Kabel oder kabellos (z. B. über Bluetooth) die Anlagendaten per SMS auf das Handy, auf den PC oder ein Internetportal senden. Weitere Möglichkeiten sind kleine Displays, die als Tisch- oder Wandgerät die Anlagendaten zeigen. Bei größeren Anlagen können die Daten auf ein Großdisplay, für jedermann sichtbar übertragen werden. Durch die Nutzung von Kombigeräten können sich Synergieeffekte ergeben. Die Kombigeräte verbinden die Funktionen eines Datenloggers mit denen der Steuerelektronik für Fernwirktechnik (z. B. Nullabregelung und Direktvermarktung).

Einige Wechselrichter-Hersteller bieten kostenlose Internetportale an, auf denen sämtliche Daten der Solaranlage präsentiert und visualisiert werden können. Die Datenlogger übertragen regelmäßig die Anlagendaten an das Portal. Auch der automatische Versand von Berichten oder Mitteilungen per E-Mail ist möglich.

Besonders bei größeren PV-Anlagen ist für die Betriebsführung eine automatisierte Anlagenüberwachung mit einem Datenlogger zu empfehlen.

Der Markt stellt mittlerweile eine Vielzahl unterschiedlicher Überwachungssysteme für Photovoltaikanlagen zur Verfügung. Bewährt hat sich ein objektspezifisches, vereinfachtes Monitoringsystem, welches Soll-Ist-Vergleiche von absoluten und spezifischen Erträgen durchführt und prozentuale Abweichungen berechnet. Übersteigt diese Abweichung einen festgelegten Wert wird eine automatisierte Fehlermeldung generiert. Die Höhe der prozentualen Abweichung lässt auf mögliche Fehlerquellen schließen.

6.13 Visualisierung

Photovoltaikanlagen arbeiten emissionsfrei und sind meist unauffällig auf Dächern installiert. Auf die umweltfreundliche Erzeugung elektrischer Energie kann hingewiesen werden, indem Betriebsdaten, Grafiken oder Informationen zur Anlage öffentlichkeitswirksam auf repräsentativen Anzeigetafeln, Displays oder Terminals dargestellt werden. Sinnvolle Anzeigen sind hierbei die installierte Leistung, der Tages- und/oder Gesamtenergieertrag, die CO₂-Vermeidung sowie die aktuellen Werte der Sonneneinstrahlung, des solaren Deckungsgrades und der Anteil des Strombedarfs der durch Netzbezug bereitgestellt wird. Gestaltete Displays sorgen dafür, dass Publikumsverkehr auf eine Photovoltaikanlage aufmerksam gemacht wird. Fotos, Blockschaltbilder und Schematas der Anlage erhöhen den optischen Eindruck und den Informationswert.

6.14 Marktstammdatenregister

Betreiber sind nach EEG verpflichtet, die Stammdaten der neu errichteten oder erweiterten, aber auch der bereits existierenden PV-Anlage im Marktstammdatenregister zu melden. Die Meldung ist unabhängig davon, ob Einspeisevergütungen in Anspruch genommen werden.

Nachfolgende Angaben sind im Meldeportal zu hinterlegen:

- Anzeigenname der Stromerzeugungseinheit im Marktstammdatenregister
- Datum der erstmaligen Inbetriebnahme der Stromerzeugungseinheit
- Anschrift der Stromerzeugungseinheit
- Errichtungsort der Stromerzeugungseinheit (Lage)
- Anzahl der Module
- Bruttoleistung der gesamten Stromerzeugungseinheit
- Zugeordnete Wechselrichterleistung
- Nutzung des Gebäudes
- Sind die Module einheitlich ausgerichtet?
- Überwiegende Ausrichtung der Module
- Neigungswinkel der Ausrichtung
- Volleinspeisung oder Teileinspeisung?
- Anschlussnetzbetreiber
- Spannungsebene
- Vom Netzbetreiber vergebene Identifikationsnummer für die Stromerzeugungseinheit
- Datum der erstmaligen Inbetriebnahme der EEG-Anlage (Wert wird vom System ausgefüllt)
- Installierte Leistung der EEG-Anlage (Wert wird vom System ausgefüllt)
- Betreiben Sie mit der Solaranlage auch einen Stromspeicher (und haben Sie diesen Stromspeicher noch nicht registriert)?
- Kann die Stromerzeugungseinheit vom Direktvermarkter ferngesteuert werden?
- Ist die Stromerzeugungseinheit für die Erbringung von Regelenergie präqualifiziert?
- W-EIC-Code der Stromerzeugungseinheit

- Displayname W-EIC der Stromerzeugungseinheit
- Wurde für die Stromerzeugungseinheit eine registrierungspflichtige Genehmigung erteilt?
- Wurde für die Solaranlage ein Zuschlag in einer Ausschreibung erlangt?
- Beim Betrieb eines Stromspeichers müssen zusätzliche Fragen im Marktstammdatenregister beantwortet werden

Das Datum der erstmaligen Inbetriebnahme der Stromerzeugungseinheit steht im Inbetriebnahmeprotokoll, welches der PV-Anlagenerrichter ausstellt und dem Anlagenbetreiber nach der Inbetriebnahme übergibt. Das Datum der erstmaligen Inbetriebnahme der Stromerzeugungseinheit ist unabhängig vom Datum der ersten Netzeinspeisung, vom Datum des Netzanschlusses und vom Datum der Zählersetzung.

Für Betreiber einer PV-Anlage gilt eine Frist von einem Monat nach Inbetriebnahmedatum, um sich im Webportal bei der Bundesnetzagentur zu registrieren. Sofern diese Frist nicht eingehalten wird, kann sich der Vergütungsanspruch verringern.

Nach Registrierung der Daten wird von der Bundesnetzagentur eine Bestätigung übermittelt, welche als Nachweis dem Netzbetreiber gegenüber herangezogen werden kann.

6.15 Recycling von PV-Modulen

Die durchschnittliche Lebensdauer von Solarmodulen beträgt 20-40 Jahre. Erste PV-Anlagen werden demnächst ihr Lebensende erreichen und müssen daher entsorgt werden. PV-Module bestehen u. a. aus Glas, Aluminium, Kupfer und Halbleitern, wie Silizium und Selen. Diese wertvollen Stoffe können wiederverwendet werden.

Das Recycling von Solarmodulen ist im Elektro- und Elektronikgerätegesetz (ElektroG) geregelt. Das ElektroG setzt die europäische Richtlinie 2012/19/EU über Elektro- und Elektronik-Altgeräte (WEEE-Richtlinie) in nationales Recht um. Hersteller oder Händler müssen vor dem Verkauf die Module bei der Stiftung EAR (Elektro-Altgeräte-Register) melden. Diese Stiftung registriert und koordiniert bundesweit die Entsorgung von Altgeräten.

Die Hersteller und Händler mit einer Verkaufs- bzw. Lagerfläche von mehr als 400 Quadratmetern sind zur Rücknahme und Entsorgung von Altmodulen verpflichtet.

Welche Annahmestellen genutzt werden können, ist abhängig von der Einordnung der Module als Altgeräte aus privaten Haushalten (B2C: Produkte für Privatverbraucher) oder anderer Nutzer als private Haushalte (B2B: Produkte für Unternehmen). Für die Annahme von Altmodulen sind öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger, Hersteller bzw. von diesen beauftragte Dritte oder Vertrieber berechtigt.

Rücknahme von Altmodulen aus privaten Haushalten (B2C):

Private Anlagenbetreiber oder Installationsbetriebe können Altmodule in haushaltsüblicher Menge (20-50 Altmodule) an einer kommunalen Sammelstelle (Wertstoffhof) kostenfrei abgeben. Bei größeren Stückzahlen muss mit dem Wertstoffhof u. U. eine andere Abgabestelle festgelegt werden. Bis auf die Demontage und den Transport zur Sammelstelle ist für den Endkunden alles kostenlos. Dies gilt auch für Module, die vor Inkrafttreten des ElektroG verbaut wurden. Neben der Abgabe von Altmodulen am Wertstoffhof können Hersteller eigene Module zurücknehmen (freiwillige Rücknahme). Einige Hersteller bedienen sich Dienstleistungsunternehmen, wie z. B. PV-Cycle oder take-e-way, die deren Pflichten aus dem ElektroG übernehmen. Manche Hersteller bzw. deren Dienstleistungsunternehmen bieten dem PV-Anlagenbetreiber auch einen kostenlosen Abholservice an.

Im Rahmen der Erstregistrierung muss durch Hersteller oder Händler eine finanzielle Garantie für den Insolvenzfall hinterlegt werden. Diese soll Entsorgungsaufwände jener Hersteller abdecken, die zum Zeitpunkt der Rückgabe von Altmodulen nicht mehr existieren.

Rücknahme gewerblich genutzter Altmodule (B2B):

Gewerblich genutzte Altmodule werden anders klassifiziert. Solarparks sind B2B-Produkte. PV-Anlagen auf Dächern von kleineren Gewerbebetrieben werden unterschiedlich betrachtet. Entsprechen die Altmodule nach Art und Menge denen eines privaten Endkunden, dann fallen die Module in den privaten Bereich, ansonsten in den gewerblichen.

Unterliegen die Module dem gewerblichen bzw. B2B-Bereich gilt folgendes: Besitzer, die vor Inkrafttreten des ElektroG Module gekauft haben, müssen für die Entsorgung selbst aufkommen, es sei denn der Modulhersteller nimmt sie freiwillig kostenfrei zurück. Für B2B-Besitzer, die nach Inkrafttreten des ElektroG Module gekauft haben, ist die Entsorgung, wie für die privaten Endkunden, kostenfrei. Die Module können allerdings nicht über die Sammelstellen zurückgegeben werden. Für die Entsorgung sind die Hersteller zuständig. Von denen viele ihre gesetzlichen Verpflichtungen zur Entsorgung von Modulen an Dritte, wie z. B. PV-Cycle oder take-e-way, abgegeben haben. Anders als bei den privaten Endkunden gibt es für den B2B-Bereich keine insolvenz sichere Garantie. B2B-Besitzer müssen das Risiko einer Insolvenz des Modulherstellers selbst tragen. Ist der Modulhersteller nicht mehr auf dem Markt sind die Entsorgungskosten vom B2B-Betreiber zu übernehmen.

6.16 Checkliste zur Planung und Errichtung von PV-Anlagen

Checkliste für PV-Anlagen ohne Batteriespeicher

Voraussetzungen für die Realisierung

- Ermittlung der möglichen Fläche für die Modulaufstellung
- Prüfung auf Verschattungsfreiheit
- Ermittlung der potenziellen Anlagenleistung in kWp
- Beachtung öffentlich-rechtlicher Anforderungen (ggf. Denkmalschutz)
- Genehmigungsfreiheit klären
- Prüfung des Dachzustandes in Bezug auf Dachkonstruktion und Dachdeckung (Standzeit > 20 Jahre)
- statischer Nachweis der Tragfähigkeit des Daches und Berücksichtigung der Lastübertragung in die Tragstruktur des Gebäudes
- Nachweis der Standsicherheit hinsichtlich Wind- und Schneelasten
- Nachweis zur Lagesicherheit der Komponenten
- Prüfung, ob Modulbefestigung ohne Funktionsbeeinträchtigung des Daches möglich ist
- Nachweis der Systemstatik des Tragegestells
- Prüfung, ob nicht geregelte Bauprodukte verwendet werden (Notwendigkeit von Zulassungen)
- Prüfung des bauphysikalischen Tauwassernachweises der vorhandenen Dachkonstruktion im Hinblick auf Verschattung durch die aufzubringenden PV-Module
- Ermittlung der möglichen Eigenverbrauchsquote
- bei Verpachtung von Flächen: Abstimmung Gestattungsvertrag
- positives Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung und Einspeisezusage des VNB
- Anmeldung beim zuständigen Netzbetreiber

Technische Anforderungen

- Aufstellplan der Module
- Gleichstrom-Kabelwege zwischen Modulen und Wechselrichtern
- Position und Auslegung der Wechselrichter
- Kabelführungen von Wechselrichtern zum Einspeisepunkt
- Netzeinspeisepunkt

- Zählerplätze für Netzeinspeisung und Eigenverbrauch
- Fernüberwachung
- Einspeisemanagement

Wirtschaftlichkeit

- Herstellungskosten der PV-Anlage einschließlich Nebenkosten
- Jahresstromerzeugung
- Potenzieller Eigenverbrauch bzw. Einsparung durch Eigenverbrauch
- EEG-Einspeisevergütung
- Jährliche Kosten für Betrieb, Instandhaltung, Verwaltung etc.
- Kalkulatorischer Zinssatz
- angemessener Betrachtungszeitraum

Brandschutz, Blitz- und Überspannungsschutz

- Einhaltung von Brandschutzvorschriften und Landesbauordnungen
- Einbindung in ein bestehendes Brandschutzkonzept
- Prüfung Trennungsabstand und Einbindung in inneren und äußeren Blitzschutz
- Anschluss an den Potenzialausgleich

Abnahme, Inbetriebnahme und Instandhaltung

- Erstellung von Messprotokollen
- Inbetriebsetzung (Zählermontage) durch Messstellenbetreiber (i. d. R. Netzbetreiber vor Ort)
- Prüfung der PV-Anlage durch unabhängigen Sachverständigen
- Prüfung der Blitzschutzanlage durch unabhängigen Sachverständigen
- Dokumentation nach DIN EN 62446-1 (VDE 0126-23-1)
- PV-Anlagenpass (z. B. BSW und ZVEH oder gleichwertig)
- Einweisung Betreiber, Nutzer und Feuerwehr
- Registrierung der PV-Anlage bei der Bundesnetzagentur durch Eingabe der Anlagen-daten im Marktstammdatenregister
- Abschluss des Instandhaltungsvertrages

7 Ladeinfrastruktur Elektromobilität

7.1 Öffentlich rechtliche Anforderungen

Auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die technischen Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile in Form der Ladesäulenverordnung (LSV) definiert.

Mit der LSV werden auch die europäischen Vorgaben der Richtlinie 2014/94/EU: „Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ in deutsches Recht umgesetzt. In einer ersten Änderung (LSV II) wurden die Anforderungen zur Authentifizierung, Nutzung und Bezahlung in die Verordnung mit aufgenommen. Ausgenommen von den Anforderungen der LSV §§ 3 bis 6 sind Ladepunkte mit einer Ladeleistung von maximal 3,7 kW.

In dem von der Bundesregierung verabschiedeten „Masterplan Ladeinfrastruktur“ wurden verschiedene Maßnahmen für den Aufbau von öffentlich und nichtöffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur festgelegt. Auf folgende Punkte wird besonders hingewiesen:

- novellierte EU Gebäuderichtlinie 2018/844 für Wohn- und Nicht-Wohngebäude,
- Änderung der Stellplatzverordnungen zugunsten von Stellplätzen mit Ladeinfrastruktur und
- Änderungen des Bauordnungsrechts mit Erleichterungen im Brandschutz.

Für die Planung der Ladeinfrastruktur ist maßgeblich das Gesetz zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität (Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz – GEIG).

7.2 Begriffsdefinitionen

7.2.1 Allgemein

Ladeinfrastruktur

Gesamtheit aller elektrotechnischen Verbindungen, Mess-, Steuer- und Regelungseinrichtungen samt Überstrom- und Überspannungsschutzeinrichtungen, welche zum Betrieb von Ladepunkten benötigt werden.

Ladestellplatz

Der Ladestellplatz besteht aus der Ladestation, der zugehörigen Elektroinstallation und der Kennzeichnung des Ladestellplatzes.

Ladestation

Die Ladestation ist der ortsfeste Teil der mit dem Versorgungsnetz verbundenen Stromversorgungseinrichtung für das Elektrofahrzeug. Sie besteht aus einem oder mehreren Ladepunkten.

Ladepunkt

Ein Ladepunkt (LP) ist die Schnittstelle zwischen der ortsfesten elektrischen Anlage (Ladestation) und dem einzelnen Elektrofahrzeug (engl. Battery Electric Vehicle, (BEV)).

Ladeeinrichtung

Eine Ladeeinrichtung dient der Versorgung des Elektrofahrzeuges mit elektrischer Energie und besteht aus Komponenten zum sicheren Schalten, Steuern und Überwachen des Ladevorganges. Die Ladeeinrichtung für die Ladebetriebsart 2 ist die In Cable Control and Protection Device-Leitung (IC-CPD-Leitung).

Ladestromkreis

Der Ladestromkreis für ein Elektrofahrzeug ist ein Endstromkreis, der keine Anschlussstellen für weitere elektrische Verbrauchsgeräte enthalten darf.

Ladeleitungsintegrierte Steuer- und Schutzeinrichtung (IC-CPD)

Bei der IC-CPD handelt es sich nach DIN EN IEC 62752 (VDE 0666-10) um ein Gerät in der Ladeleitung zur Versorgung von Elektrofahrzeugen in der Ladebetriebsart 2, welches Steuer- und Schutzfunktionen ausführt.

Leitungsinfrastruktur

Gesamtheit aller Leitungsführungen zur Aufnahme von elektro- und datentechnischen Leitungen in Gebäuden oder im räumlichen Zusammenhang zwischen Ladepunkt und Schutzelementen.

7.2.2 Ladeverfahren

Bei den leitungsgebundenen (konduktiven) Ladeverfahren werden gemäß DIN EN IEC 61851-1 (VDE 0122-1) drei Anschlussfälle definiert:

- Ladekabel ist fest mit Elektrofahrzeug verbunden,
- beidseitige steckbare Leitungsgarnitur und
- Ladekabel ist fest mit dem Ladepunkt verbunden.

Leitungsgebundene Wechselstromladung (AC-Ladung)

Einphasige Ladung bis zu 3,7 kW, Dreiphasige Ladung bis zu 22 kW
Gleichrichtung durch Ladegerät im Fahrzeug.

Leitungsgebundene Gleichstromladung (DC-Ladung)

Ladegerät zur Umwandlung von Wechsel- in Gleichstrom ist in die Ladestation integriert.
Es können Leistungen zwischen 22 und 400 kW übertragen werden.

Kontaktlose (induktive) Energieübertragung

Energieübertragung durch elektromagnetische Induktion (Transformatorprinzip)
Ladeleistung bis 22 kW

Batteriewechsel

Bei dieser Variante wird die entleerte Batterie aus dem Elektrofahrzeug entfernt und durch eine geladene Batterie ersetzt. Die Ladung erfolgt durch SBS-Ladegeräte (SBS swappable battery system). Die ans Stromnetz angeschlossene Batteriewechselstation besteht aus Lagerungs-, Lade-, Batteriehandhabungs- und Fahrspursystem.

7.2.3 Normal- und Schnellladen

Nach LSV werden Ladeleistungen bis 22 kW als Normalladepunkte und Ladeleistungen über 22 kW (AC und DC) als Schnellladepunkte definiert.

Normalladepunkt/-Ladestation (bis 22 kW Ladeleistung)

Ladedauer je nach Netzanschluss und Ladeleistung zwischen 3 und 16 Stunden

- Induktives Laden bis zu 22 kW
- Wechselstromladen mit bis zu 3,7 kW (AC 230 V, 16 A, 1-Phase)
Die Verwendung einer Ladestation (sog. Wallbox) wird empfohlen.

Herkömmliche Schutzkontaktsteckdosen sind für die Ladung von BEV ungeeignet. Aus Sicherheitsgründen sollten ausschließlich zugelassene dauerstromfeste Industriesteckdosen verwendet werden.

- Wechselstromladen mit bis zu 22 kW (AC 400 V, 32 A, 3-Phasen)
Für den öffentlichen und halböffentlichen Bereich wird diese Variante zur Reduzierung der Ladezeiten empfohlen.

Aus Sicherheitsgründen sollten ausschließlich Ladestationen verwendet werden.

Schnellladepunkt/-Ladestation (über 22 kW Ladeleistung):

- Wechselstromladen zwischen 22 und 44 kW (3-Phasen),
- Gleichstromladen zwischen 22 und 50 kW (DC 500 V) oder
- Gleichstromladen zwischen 50 und 400 kW (Hochleistungsladen).

7.2.4 Ladebetriebsarten (Lademodi)

In der Systemnorm DIN EN IEC 61851-1 (VDE 0122-1) sind für das kabelgebundene (konduktive) Laden von Elektrofahrzeugen die folgenden Ladebetriebsarten definiert:

Ladebetriebsart 1 (mode 1)

Ein-/Dreiphasiges AC-Laden an dauerstromfesten Industriesteckdosen (z. B. CEE-Steckdose) ohne Kommunikation zwischen Fahrzeug und Infrastruktur. Eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung in einem eigenen Stromkreis für die Ladeinfrastruktur ist zwingend erforderlich.

Ladebetriebsart 2 (mode 2)

Ein-/Dreiphasiges AC-Laden an dauerstromfesten Industriesteckdosen (z. B. CEE-Steckdose) mit Steuer- und Schutzeinrichtung in der Ladeleitung des Fahrzeuges (IC-CPD). Diese übernimmt den Schutz vor elektrischem Schlag bei Isolationsfehlern. Optional verfügt die Steckverbindung am Fahrzeug über eine Verriegelung, um Manipulationen durch Dritte zu verhindern.

Ladebetriebsart 3 (mode 3)

Ein-/Dreiphasiges AC-Laden an fest installierter Ladestation gemäß DIN EN IEC 61851-1 (VDE 0122-1) mit integrierter Sicherheitsfunktionalität inklusive Fehlerstrom-Schutzeinrichtung. Die Kommunikation zwischen Infrastruktur und Fahrzeug erfolgt über die Ladeleitung. Bei Verwendung der Ladeschnittstelle Typ 2 werden die Steckverbinder auf beiden Seiten der Ladeleitung verriegelt.

Ladebetriebsart 4 (mode 4)

DC-Laden an festinstallierten Ladestationen gemäß E DIN EN 61851-23 (VDE 0122-2-3). Die Ladeleitung ist fest am Ladepunkt angeschlossen. Das Ladegerät ist in der Ladestation integriert, welche auch die Sicherheitsfunktionalitäten umfasst. Die Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug erfolgt über die Ladeleitung. Darüber hinaus erfolgt die Verriegelung des Steckverbinders.

7.3 Planung und Errichtung

7.3.1 Bedarf an Anschlussleistung und Ladepunkten

Die korrekte Dimensionierung der Anschlussleistung hat maßgeblichen Einfluss auf den sicheren und zuverlässigen Ladebetrieb.

Bei der Planung sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- die Art und Anzahl der Fahrzeuge, die für diesen Standort zu erwarten ist,
- die Ladeleistung der anzuschließenden Fahrzeuge,
- die erwartete durchschnittliche Parkdauer,

- das Ladeverhalten und
- die bevorzugten Ladezeiträume.

Der Bedarf an Anschlussleistung kann mit einem Lademanagement reduziert und gleichzeitig eine Überlastung der Elektroinstallation verhindert werden. Ladestationen für Elektrofahrzeuge können nach Vorgaben des Netzbetreibers am Lademanagement des öffentlichen Niederspannungsnetzes teilnehmen, z. B. durch eine Fernsteuerung der Ladeleistung. Hierzu sind gesonderte vertragliche Regelungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber erforderlich.

Der Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität soll öffentlich-rechtlich im Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) geregelt werden.

Bei Neubau oder Renovierung von Nicht-Wohngebäuden mit mehr als 6 Stellplätzen muss jeder dritte Stellplatz mit der Leitungsinfrastruktur ausgerüstet und mindestens ein Ladepunkt errichtet werden. Bestehende Nicht-Wohngebäude mit mehr als zwanzig Stellplätzen müssen mit mindestens einem Ladepunkt ausgestattet sein.

Neben öffentlich-rechtlichen Vorschriften bestehen normative Regelungen/Empfehlungen.

In der VDI 2166 Blatt 2 "Planung elektrischer Anlagen in Gebäuden - Hinweise für die Elektromobilität" finden sich Tabellen zur Ausstattung und Vorhaltung von Ladepunkten. Unter Berücksichtigung der Ausstattungsempfehlung in der VDI 2166 Blatt 2 kann die notwendige Anschlussleistung im Rahmen der Planung ermittelt werden.

Die Tabellen 6 und 7 enthalten wesentliche Angaben aus der VDI 2166 Blatt 2.

	Ladeinfrastruktur (Sofortausbau)	Leitungsinfrastruktur (Vorhaltung)	Ladeleistung
Nicht-Wohngebäude (z.B.: Arbeitsstätten)	5 % der Stellplätze, mindestens ein Stellplatz	1/3 der Stellplätze	3,7 kW bis 22 kW
Parkhäuser	5 % der Stellplätze mindestens ein Stellplatz	1/3 der Stellplätze	3,7 kW bis 22 kW

Tabelle 6: Ausstattungs- und Vorbereitungsempfehlung bei Neubauten gemäß GEIG bzw. VDI 2166 Blatt 2

Hinsichtlich der prozentuellen Angabe der Stellplätze wird bei ungeraden Zahlen empfohlen, diese auf die nächste ganze Zahl aufzurunden, solange es keine landesspezifischen Vorgaben hierzu gibt.

	Übliche Steckverbinder	Ausführung	Norm	Leistung in kW
Zweirad	Schutzkontakt Steckdose	Dauerstromfeste Steckdose	CEE 7/4	2,3 (1-phasig)
Standardladung	Typ 2	Dauerstromfeste Industrie-Steckdose	DIN EN 62196-2 Normenblatt 2-IIa	3,7 (1-phasig)
Beschleunigte La- dung	Typ 2	Dauerstromfeste Industrie-Steckdose	DIN EN 62196-2 Normenblatt 2-IIa	bis 22 (3-phasig)
Schnellladung AC	Typ 2	Fest angeschlossene Leitung mit Kupplung	DIN EN 62196-2 Normenblatt 2-IIa	44 (3-phasig)
Schnellladung DC	CCS	Fest angeschlossene Leitung mit Kupplung	EC 62196-3 Normenblatt FF	> 55 (3-phasig)

Tabelle 7: Anschlussleistungen gemäß VDI 2166 Blatt 2

7.3.2 Installationsort

Die Auswahl der Örtlichkeit hat so zu erfolgen, dass alle Handhabungen rund um das Laden immer sicher möglich sind. Das Fahrzeug muss ohne Verwendung von Verlängerungsleitungen oder Kabeltrommeln angeschlossen werden können. Die Ladestation muss folglich in unmittelbarer Nähe der zu versorgenden Stellflächen montiert werden, ohne aber selbst eine Gefährdung für Personen oder Fahrzeuge darzustellen.

In bestimmten Gewerbe- und Industriebereichen sind Ladestationen aus Gründen des Brand-schutzes nicht zulässig. Dies betrifft vor allem feuergefährdete Betriebsstätten nach DIN VDE 0100-420 sowie explosionsgefährdete oder explosiv-stoffgefährdete Bereiche. Für die Installation von Ladestationen ist auch die Garagen- und Stellplatzverordnung des jeweiligen Bundeslandes zu beachten.

7.3.3 Netzanschluss

Für die Versorgung der Elektrofahrzeuge kann es erforderlich werden, den vorhandenen Netzanschluss zu verstärken oder einen separaten Netzanschluss für das Laden von Elektrofahrzeugen zu installieren.

Gemäß NAV und nachfolgend VDE-AR-N 4100: „Technische Anschlussregeln Niederspannung“ gilt für den Netzanschluss von Ladestationen für Elektrofahrzeuge:

- Ladestationen für Elektrofahrzeuge (gemäß VDE-AR-N 4100 ab Bemessungsleistungen $\geq 3,6$ kVA) sind durch den Errichter dem Netzbetreiber vor der Inbetriebnahme mitzuteilen (anzumelden) (siehe hierzu auch VDE-AR-N 4100: Anlage B.3 Datenblatt „Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“).
- Die Inbetriebnahme (Anschluss) von Ladestationen für Elektrofahrzeuge, deren Summen-Bemessungsleistung 12 kVA je elektrischer Anlage (Kundenanlage) überschreitet, bedarf der vorherigen Beurteilung und Zustimmung des Netzbetreibers. Der Netzbetreiber kann dabei die technische Ausstattung zur zentralen Steuerung bzw. Regelung der Wirkleistung für die Ladestation entsprechend VDE-AR-N 4100 (Kapitel 10) vorgeben.

Hierzu sollte bei der Planung der Anlage die Mitteilung ($\geq 3,6$ kVA und < 12 kVA in Summe) oder der Antrag auf Zustimmung (≥ 12 kVA in Summe aller Anlagen) an den Netzbetreiber gestellt werden. Hierdurch lassen sich Umplanung durch Vorgaben des Netzbetreibers verhindern. Eventuell kann auch geprüft werden, ob bei einem nicht ausreichenden Netzanschluss zur Überbrückung der Leistungsspitzen Batteriespeicher eingesetzt werden können.

7.3.4 Errichten der elektrischen Anlage

Für Neuerrichtungen werden nur Ladepunkte mit den Ladebetriebsarten 3 und 4 empfohlen, da aktuelle und zukünftige Pkw und leichte Nutzfahrzeuge in der Regel die Ladebetriebsart 3 für das AC-Laden und ggf. die Ladebetriebsart 4 für das DC-Laden unterstützen.

Der Einbau einer am Netz fest installierten Ladestation für die Ladebetriebsarten 3 und 4 oder der Einbau einer dauerstromfesten Industriesteckdose für die Ladebetriebsarten 1 und 2 in eine bestehende Infrastruktur stellt eine Erweiterung der elektrischen Anlage dar. Bei der Integration in bestehende elektrische Anlagen sind die Installationsbedingungen vorab durch eine Elektrofachkraft zu prüfen.

Werden Ladestationen in Gewerbe- und Industriebereichen oder in Garagen ab 100 m² Nutzfläche geplant, sollten die ggf. bestehenden regionalen Vorschriften, wie beispielsweise die Landesbauordnung sowie die Hinweise zum Sachschutz aus der „Publikation der deutschen

Versicherer zur Schadenverhütung – Ladestationen für Elektrostraßenfahrzeuge“ (VdS 3471) berücksichtigt werden.

Bei größeren Anlagen (Parkhäuser, größere Parkplätze, usw.) sollten im Zuge der Planung die Ladepunkte so verortet werden, dass diese möglichst gleichmäßig verteilt zur Verfügung stehen. Hierdurch kann verhindert werden, dass Parkplatzbreiten für Elektrofahrzeuge über den gesetzlichen Vorgaben vergrößert werden müssen. Die Parkplatzbreiten richten sich nach der Garagen- und Stellplatzverordnung (GaStellV) der Länder.

In jedem Fall muss eine vorherige Abstimmung mit dem Brandschutzamt (Feuerwehr), Bauamt (Bauaufsicht) und/oder Versicherer erfolgen.

Die folgenden Punkte sind bei der Errichtung von Ladestationen besonders zu beachten:

- Elektroinstallationen, welche für Ladestationen genutzt werden sollen, sind auf Übereinstimmung mit der DIN VDE 0100-722 zu überprüfen.
- Bei Ladestationen für Elektrofahrzeuge liegt eine Dauerstrombelastung vor.
- Die Gebäudeinstallation und insbesondere die Ladepunkte sind auf Dauerstrombelastbarkeit zu prüfen. Schutzkontaktsteckdosen nach DIN VDE 0620-1 (Steckdosen für den Hausgebrauch) sind für eine Dauerstrombelastung nicht ausgelegt.
- Bei mehreren festen Anschlusspunkten für die Versorgung von Elektrofahrzeugen ist immer der Gleichzeitigkeitsfaktor 1 anzusetzen. Davon kann abgewichen werden, sofern ein Lademanagement installiert wird. Weiterhin kann davon abgewichen werden, wenn das Lastprofil des Hausanschlusses ohne Ladeinfrastruktur antizyklisch zum Lastprofil für Ladeinfrastruktur ist (Tag-/Nachtlastprofil). Dies ist bei der Dimensionierung der Zuleitungen zu berücksichtigen.
- Für den Anschluss von Elektrofahrzeugen muss ein eigener Stromkreis vorgesehen werden.
- Im TN-System muss der Ladestromkreis ein TN-S System sein.
- Ladestationen für Elektrofahrzeuge > 4,6 kVA sind dreiphasig im Drehstromsystem anzuschließen.
- Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge dürfen einphasig bis maximal 4,6 kVA angeschlossen werden.
- Jeder Stromkreis muss durch eine eigene Überstrom-Schutzeinrichtung geschützt sein.
- Für jeden Anschlusspunkt ist mindestens ein RCD vom Typ A einzusetzen. Bei fehlender Gleichstromfehlererkennung in der Ladeeinrichtung ist ein allstromsensitiver RCD vom Typ B erforderlich.
- Pro Ladepunkt darf nur ein Elektrofahrzeug versorgt werden. Weitere elektrische Betriebs-/Arbeitsmittel dürfen nicht angeschlossen werden.
- Die Ladestation ist so nah wie möglich am Parkplatz des Elektrofahrzeuges zu errichten.
- Betriebsmittel für Anschlusspunkte im Freien sind mindestens mit IP 44 auszuwählen.
- Für die Steckvorrichtungen der Ladepunkte sind nach den Vorgaben der LSV, AC-Steckdosen des Typ 2 gemäß DIN EN IEC 62196-2 (VDE 0623-5-2) und DC-Fahrzeugkupplungen Combo 2 gemäß DIN EN IEC 62196-3 (VDE 0623-5-3) zu verwenden.

7.3.5 Blitz- und Überspannungsschutz

Werden Ladestationen im bzw. am Gebäude angeschlossen, ist die vorhandene Erdungsanlage des Gebäudes zu nutzen.

Bei Ladestationen außerhalb von Gebäuden, die von der elektrischen Anlage des Gebäudes versorgt werden, sollte in der Nähe der Ladestation ein Anschluss an die Erdungsanlage des Gebäudes nach DIN 18014 und DIN VDE 0100-540 vorgesehen werden.

Für Ladestationen mit eigenem Netzanschluss ist eine eigenständige Erdungsanlage nach DIN 18014 und DIN VDE 0100-540 zu errichten.

Bei einer möglichen Gefährdung durch Blitzeinschläge ist eine Blitzschutzanlage nach DIN EN 62305 (VDE 0185-305) zu errichten.

7.3.6 Besonderheiten für Ladestationen

Ladestationen in/an Wohngebäuden

Planungsgrundlage für elektrische Anlagen in Wohngebäuden stellt die DIN 18015-1 dar. Sie sieht für eine Ladestation eine Zuleitung mit einer Strombelastbarkeit von 32 A vor. Des Weiteren sollte ein separates Leerrohr für ein Netzkabel zum Ladeplatz verlegt werden, um die Ladestation für zukünftige Anwendungen im intelligenten Gebäude- bzw. Stromnetz anzubinden.

Ladeplätze für Zweiräder

Die Ladung eines E-Scooter, Pedelec oder E-Bike muss über eine dauerstromfeste Schutzkontakt-Steckdose erfolgen. Die Verwendung von Mehrfachsteckdosenleisten ist unzulässig. RCDs sind in den separaten Stromkreisen der Ladeinfrastruktur zwingend erforderlich.

Es dürfen nur vom Batteriehersteller zugelassene Ladegeräte verwendet werden.

Eine Verwendung von Ladegeräten für Zweiräder im Freien ist nur zulässig, wenn die Ladegeräte gegen Feuchtigkeit geschützt sind (z. B. wasserdichte Boxen) oder es der Hersteller ausdrücklich zugelassen hat. Ein Wärmestau durch das Laden in zu kleinen Boxen oder Fächern ist zu vermeiden.

Wenn zu erwarten ist, dass die Batterien von Zweirädern unbeaufsichtigt geladen werden, so wird gemäß VdS 3471 das Laden in einer brandgeschützten Umgebung oder überwacht von einer Brandmeldeanlage empfohlen.

Es wird empfohlen, bei der Planung von Neubaumaßnahmen separate Lademöglichkeiten für elektrische Zweiräder zu berücksichtigen. Sollte dies im Bedarf nicht gefordert sein, sollte die Notwendigkeit hinterfragt werden. Das Ergebnis ist zu dokumentieren.

Vorkehrungen zur Verbrauchserfassung

Für den Betrieb einer komplexen Ladeinfrastruktur sollten bereits bei der Planung entsprechende Maßnahmen zur Verbrauchserfassung vorgesehen werden. Die Erfassung hat gemäß dem geltenden Mess- und Eichgesetz (MessEG) und der Mess- und Eichverordnung (MessEV) zu erfolgen.

Bei einer komplexen Ladeinfrastruktur mit Verbrauchserfassung und -abrechnung wird empfohlen, diese durch „Full-Service-Dienstleister“ planen, errichten und betreiben zu lassen.

7.4 Übergabe/Übernahme

Die Übergabe der elektrischen Anlage: „Ladeinfrastruktur Elektromobilität“ erfolgt nach Inbetriebnahme sowie Erstprüfung gemäß DIN VDE 0100-600 durch den Errichter an den Betreiber.

Im Rahmen der Übergabe/Übernahme ist darauf zu achten, dass die vollständige, aktuelle Dokumentation (Anleitungen für Montage, Inbetriebnahme, Bedienung und Instandhaltung, siehe hierzu auch VDI 6026, Blatt 1, Tabelle 7) vorliegt und dem Betreiber übergeben wird.

7.5 Qualifikation Personal

Gemäß DIN VDE 1000-10: „Anforderungen an die im Bereich der Elektrotechnik tätigen Personen“ dürfen nur Elektrofachkräfte mit Aufgaben rund um Bewertung, Planung, Errichtung, Erweiterung, Änderung und Instandhaltung von Ladeinfrastruktur betraut werden. Die für die Unfallversicherung maßgeblichen Festlegungen der DGUV Vorschrift 3 und 4 sehen verbindlich vor, dass die entsprechende Qualifikation für diese Arbeiten vorliegt.

Nach § 13 NAV ist die Eintragung des Installationsunternehmens in das Installateurverzeichnis des Verteilnetzbetreibers für das Errichten, Erweitern und Ändern sowie die Instandhaltung bestimmter Teile einer elektrischen Anlage erforderlich.

8 Nutzungsspezifische elektrische Anlagen

8.1 Blindstromkompensation

Blindstrom belastet elektrische Kabel und Leitungen, ohne einen Nutzeffekt zu erzielen. Zur Entlastung ihrer Verteilungsnetze geben VNB bestimmte, durch die Kunden sicherzustellende Grenzwerte für den Wirkleistungsfaktor $\cos \varphi$ vor. Insbesondere müssen Sondervertragskunden mit Kosten für Blindstrom induktiver Verbraucher rechnen, sofern diese Grenzwerte nicht eingehalten werden. Des Weiteren können Blindströme zur Überlastung von Kabeln und Leitungen bzw. bei Neuanlagen zu einer notwendigen höheren Dimensionierung von Kabel- und Leitungsquerschnitten führen. Bei vorhandenen induktiven Verbrauchern kann daher zur Reduzierung der Betriebs- und Investitionskosten der Einsatz von Blindstromkompensationsanlagen erforderlich werden. Der Einbau von Blindstromkompensationsanlagen ist somit von der Wirtschaftlichkeit (Leistungsabrechnung in kVA) und von vertraglichen ($\cos \varphi \geq 0,9$) oder technischen (Überlastung von Kabeln) Notwendigkeiten abhängig.

Bei neu errichteten Anlagen bzw. Gebäuden wird zur Vermeidung von Über- bzw. Unterdimensionierungen empfohlen, Kompensationsanlagen erst einzubauen, wenn eine Messung im Betrieb die Notwendigkeit bestätigt und Betriebserfahrungen vorliegen. Die Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird angeraten.

Die „Technische Regeln für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen“ des internationalen Arbeitskreises EMC & Power Quality (D-A-CH-CZ) und die TAB des zuständigen VNB sind zu berücksichtigen.

Bei einer Mittelspannungsversorgung kann eine zentrale Kompensationsanlage anhand der einzelnen Trafogrößen vereinfacht ausgelegt werden. Dabei wählt man ca. 30 % der Transformatorleistung als Kondensatorleistung. Die Kompensation ist auf der Niederspannungsseite der Transformatoren durchzuführen.

Für eine Bedarfsabschätzung bei Bestandsanlagen kann die erforderliche Kondensatorleistung Q_{erf} ohne Messung rechnerisch ermittelt werden. Aus der Rechnung des Stromlieferanten werden der Wirkverbrauch in kWh, der Blindverbrauch in kvarh und die Leistung in kW benötigt.

Beispiel:

Ermittlung der erforderlichen Kondensatorleistung Q_{erf}

Blindarbeit $W_Q = 10.000 \text{ kvarh/Monat}$

Wirkarbeit $W_P = 16.660 \text{ kWh/Monat}$

$\frac{1}{4} \text{ h Leistung } P_{\text{max}} = 92,6 \text{ kW}$

gewünschter Wirkleistungsfaktor $\cos \varphi_2 = 0,95$

$$\tan \varphi_1 = W_Q / W_P = 0,60$$

$$\tan \varphi_2 = \tan(\arccos 0,95) = 0,33$$

$$Q_{\text{erf}} = P_{\text{max}} \times (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

$$Q_{\text{erf}} = 25 \text{ kvar}$$

Bei Notwendigkeit einer Blindstromkompensation kann die erforderliche Kondensatorleistung gemäß Abschnitt 1.3 „Elektrische Anschlussleistung“ in Verbindung mit Abschnitt 11.1 „Planungshilfe für elektrische Leistungsbilanzen für das Normal- und Ersatznetz“ rechnerisch ermittelt werden.

Bei komplizierteren Bestandsanlagen ist zusätzlich eine Netzanalyse durchzuführen.

Die Festkompensation von Motoren kann gleichfalls in Betracht gezogen werden. Sie ist auf Basis der einzelnen elektrischen Daten auszulegen.

Bei der Montage und Installation von Leistungskondensatoren sind u. a. DIN VDE 0100 und DIN EN 61439-1 (VDE 0660-600) zu beachten.

8.2 Mess- und Verbrauchswerterfassung

Die Erfassung von Messdaten und Verbrauchswerten ist für den Betrieb technischer Anlagen und für die Überwachung und Abrechnung von Verbrauchswerten unumgänglich. Vor diesem Hintergrund ist im Einzelfall festzulegen, welche Daten

- ständig erfasst und vor Ort angezeigt,
- ständig erfasst, ggf. vor Ort angezeigt und auf ein zentrales Betriebsdatenmanagement aufgeschaltet oder
- nur bei Bedarf über einen festgelegten Zeitraum durch ein mobil einsetzbares Datenaufzeichnungsgerät (z. B. Datenlogger) erfasst

werden müssen.

In Liegenschaften mit mehreren Gebäuden ist der Medienverbrauch grundsätzlich gebäudebezogenen zu erfassen. Für die Zuordnung der Verbrauchskosten nach dem Verursacherprinzip sind neben den Verrechnungszählern regelmäßig auch geeignete Unterzähler/Messeinrichtungen notwendig. Aus den Zählerdaten lassen sich spezifische, auf das konkrete Gebäude bezogene Verbrauchs- und Kostenkennwerte berechnen. Diese sind wesentliche Grundlage der Betriebsüberwachung, um energetisch auffällige Gebäude und Liegenschaften ermitteln und bewerten zu können.

In Liegenschaften mit mehreren baulichen Anlagen sind in jedem Gebäude für das ein Stromverbrauch > 3.000 kWh/a erwartet wird, mindestens Messeinrichtungen für die elektrische Arbeit zu installieren. Darüber hinaus sollte für leistungsstarke Einzelverbraucher mit einer geschätzten Jahresarbeit > 3.000 kWh/a geprüft werden, ob Unterzähler vorzusehen sind.

Bei der Auswahl der Zähl- und Messeinrichtungen sind ggf. bereits vorhandene Gebäudeautomations- und Übertragungssysteme zu beachten. Die Zähl- und Messeinrichtungen sind in die Gesamtlösung zu integrieren. In Liegenschaften, deren Gebäudeautomationsanlage eine Managementebene umfasst bzw. umfassen wird, sind die Verbrauchswerte auf der Bedienseite darzustellen.

Baumaßnahmen an betriebstechnischen Gebäudeanlagen sind zur Nachrüstung der gebäudebezogenen Verbrauchserfassung zu nutzen. Die Weitergabe und Fernübertragung der Verbrauchswerte an eine oder mehrere zentrale Auswertungs- oder Erfassungsstellen muss ohne größere Nachrüstungen umsetzbar sein.

Gemäß § 71a GEG besteht unter bestimmten Bedingungen die Pflicht, in Gebäuden digitale Energieüberwachungstechnik zu integrieren.

Die AMEV-Empfehlung „Hinweise zum Energiemanagement in öffentlichen Gebäuden“ (Energie) enthält weiterführende Hinweise, u. a. zu den Möglichkeiten, Verbrauchswerte zu erfassen und zu übertragen.

8.3 Energieeffizienz und -optimierung

Der ordnungsrechtliche Rahmen zur Energieeffizienz und zum Klimaschutz unterliegt einer ständigen Weiterentwicklung, Ausweitung und Verschärfung.

Für den Gebäudebereich sind in Deutschland diesbezüglich insbesondere das Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden, kurz: Gebäudeenergiegesetz (GEG) und das Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland, kurz: Energieeffizienzgesetz (EnEfG) zu nennen.

Weitere Verschärfungen der aktuell gültigen Vorgaben für die Energieeffizienz im Gebäudebereich sind durch zwei EU-Richtlinien bereits vorgegeben. Hingewiesen wird hier auf die EU-Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (kurz: EU-Gebäuderichtlinie) und auf die EU-Richtlinie zur Energieeffizienz.

Die EU-Gebäuderichtlinie ist 2024 in Kraft getreten. Für die Umsetzung in nationales Recht verbleibt Deutschland Zeit bis 2026.

Die inhaltlichen Anforderungen der EU-Gebäuderichtlinie werden voraussichtlich zu großen Teilen im GEG umgesetzt. Neben verschärften Anforderungen an den Gebäudebestand und an neu zu errichtende Gebäude verpflichtet die EU-Gebäuderichtlinie u. a. auch zu neuen Energieausweisen und zur Erstellung einer Energieausweisdatenbank. Auch insofern sind qualifizierte Gebäudedaten und gebäudebezogene Energieverbrauchsdaten unabdingbar. Diesbezüglich fehlende oder unzureichende technische Messinfrastruktur muss daher zeitnah in den energetisch relevanten Gebäuden nachgerüstet bzw. installiert werden.

Weiterhin gibt Artikel 10 der EU-Gebäuderichtlinie vor, dass alle bestehenden öffentlichen Gebäude, die geeignet sind und Potenzial zur Erzeugung von Solarenergie haben, gestaffelt nach ihrer Gesamtnutzfläche bis spätestens 2030 geeignete PV-Anlagen erhalten. Für neue öffentliche Nichtwohngebäude mit einer Gesamtnutzfläche größer 250 m² gilt die Pflicht bereits ab Ende 2026.

Zur Umsetzung dieser ordnungsrechtlichen Vorgaben sowie für einen wirtschaftlichen Gebäudebetrieb und die Reduzierung der Betriebs- und Verbrauchskosten wird es künftig unabdingbar, erneuerbare Energien durch Installation der in Kapitel 6 beschriebenen PV-Anlagen zu nutzen. PV-Anlagen werden zu einem integralen Bestandteil eines öffentlichen Nichtwohngebäudes.

Gemäß der 2023 veröffentlichten EU-Energieeffizienzrichtlinie ist die energetische Sanierungsrate für öffentliche Gebäude künftig weiter zu steigern. Nach dem von Deutschland gewählten alternativen Ansatz müssen jedes Jahr Energieeinsparungen in Gebäuden öffentlicher Einrichtungen in einer Höhe erzielt werden, die dem Regelansatz der Renovierungspflicht von 3 % bezogen auf die relevante Gebäudegesamtfläche entspricht.

Um die Energieeffizienz zu steigern, erhält die sachgerechte Planung und Dimensionierung der Mittel- und Niederspannungsanlagen künftig ein noch höheres Gewicht. Auf die DIN VDE 0100-801 (VDE 0100-801) wird u. a. hingewiesen. Diese Norm ordnet die elektrische Anlage den Energieeffizienzklassen EE0 bis EE5 zu und gibt Hinweise, u. a.

- zur Positionierung der Standorte von Transformatoren und Schaltanlagen durch Ermittlung des Lastschwerpunktes,
- zum Spannungsfall,
- zum Wirkungsgrad des Transformators bzw. der Transformatoren,
- zur Effizienz von fest installierten elektrischen Verbrauchsmitteln,
- zum Lastmanagement und
- zur Einführung eines Energiemanagementsystems.

Um den Zielen und Vorgaben im Bereich der Energieeffizienz gerecht zu werden, wird empfohlen:

- im Rahmen der Planung technischer Anlagen sowie der Gerätebeschaffung die jeweils einzuhaltenden Anforderungen und Vorgaben frühzeitig zu ermitteln und dabei auch die einschlägigen Normen zu beachten (u. a. DIN VDE 0100-801 (VDE 0100-801)),
- energieeffiziente Systemlösungen bereits im Rahmen der Bedarfsanalyse bzw. der Entwurfsplanung zu prüfen,
- elektrische Anlagen und Betriebsmittel so zu planen, dass sie effizient an veränderte Nutzungsbedingungen und Betriebszeiten angepasst und optimiert werden können,
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durchzuführen und dabei neben den Investitions-/Anschaffungskosten die voraussichtlichen Betriebskosten (insbesondere Energieverbrauchskosten) über die Nutzungsdauer sowie die Abschreibungs- und Entsorgungskosten zu berücksichtigen (Lebenszykluskostenprinzip),
- energieeffizienzbezogene Vorgaben (z. B. Leistungs-/Verbrauchskennwerte) explizit in die Leistungsbeschreibung bzw. Vertragsbedingungen aufzunehmen und
- nach Inbetriebnahme der technischen Anlagen und Systemlösungen eine Erfolgskontrolle durchzuführen. (Der Vergleich der erreichten Ergebnisse mit den Ansätzen in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erleichtert künftige Planungen und Entscheidungen bei vergleichbarer Aufgabenstellung. Auf die AMEV-Empfehlung „Technisches Monitoring“ wird diesbezüglich hingewiesen.)

Weiterhin ist die EU-Rahmenrichtlinie zur Energieverbrauchskennzeichnung bei der Beschaffung von Produkten zu beachten. Auf der Grundlage dieser Rahmenrichtlinie erlassene EU-Verordnungen regeln produktgruppenspezifische Anforderungen und Informationen zur Kennzeichnung. Das Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) und die Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) setzen die Vorgaben in nationales Recht um.

Die Energiekennzeichnungspflicht betrifft verstärkt auch energieverbrauchende Produkte, die für kommerzielle und industrielle Zwecke genutzt werden. Dazu zählen u. a. Kühlzellen, Verkaufsautomaten und Industriemotoren. Die Kennzeichnungspflicht gilt außerdem für Bauprodukte, die selber keine Energie verbrauchen, jedoch einen maßgeblichen Einfluss auf den Energieverbrauch haben.

Daneben regeln Verwaltungsvorschriften, wie beispielsweise die „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Beschaffung energieeffizienter Leistungen“ des für Wirtschaft zuständigen Bundesministeriums, die Beschaffung von Leistungen unter Beachtung der Energieeffizienz.

8.4 Sonnenschutz

Zur Einhaltung des sommerlichen Wärmeschutzes ist bei Gebäuden mit hohem Verglasungsanteil ein außenliegender, witterungsabhängig gesteuerter Sonnenschutz in vielen Fällen unverzichtbar. Wenn anderweitige bauliche Maßnahmen nicht möglich sind, es technisch sinnvoll und wirtschaftlich vertretbar ist, können Sonnenschutzanlagen mit elektromotorischen Antrieben in Verwaltungsgebäuden, Schulen, Hochschulen und Krankenhäusern installiert werden.

Sollte im Gebäude kein Feldbussystem eingesetzt werden, kann auch eine konventionelle, auf wesentliche Funktionen beschränkte Steuerung der Stellantriebe vorgesehen werden. Eingewiesene Betreiber können dann selbst Änderungen an den Steuerungsparametern vornehmen.

Bei der Vergabe von Einzelgewerken sind die Schnittstellen zwischen Objekt- und Elektroplanung im Vorfeld gemeinsam abzustimmen. Hierfür kann das Schema gemäß Abbildung 9 verwendet werden. Die häufig auftretenden Probleme bei Ausführung und während der Gewährleistung können hierdurch auf ein Minimum reduziert werden.

Sofern keine anderen Vereinbarungen bestehen, wird empfohlen wie folgt zu verfahren:

Leistungszuordnung

Der elektrische Sonnenschutz einschließlich Antrieben ist in der DIN 276 unter „Lichtschutz“ in den Kostengruppen 338, 347 und 366 enthalten und damit auch in den anrechenbaren Kosten der Architekturplanung nach HOAI. Daher sollte Planung, Ausschreibung und Bauüberwachung des Sonnenschutzes dem beauftragten Architekten obliegen.

Leistungsbeschreibung

Alle zur Ausführung des Sonnenschutzes erforderlichen Angaben sind in der VOB/C, DIN 18358 (Rollladenarbeiten, Pkt. 0.2) aufgeführt. Diese Angaben sind durch den Ausschreibenden zu ermitteln und in der Leistungsbeschreibung Sonnenschutz zu dokumentieren. Dazu gehören:

- Anzahl, Art, Lage, Maße und Ausbildung einzubauender Bauteile,
- Notbedienung bei elektrisch betriebenen Anlagen (sog. Nottraffsysteme),
- Art des Antriebes; bei elektrischem Antrieb Anschlusswerte und erforderliche Sicherheitseinrichtungen,
- Art und Umfang von Steuerungen,
- Art, Anschluss und Positionierung der Steuerungssensoren, z. B. Wind-, Licht-, Feuchtigkeits- und Temperaturfühler am Gebäude,
- Ausführung und Umfang elektrischer Anschlussarbeiten.

Ausführung

Der Auftragnehmer Sonnenschutz hat gemäß VOB/C DIN 18358 (Pkt. 3.10) für die von ihm einzubauenden elektrischen Bauteile dem Auftraggeber zur Verlegung der elektrischen Leitungen einen verbindlichen Geräteplan, ein objektspezifisches Schaltbild oder einen Stromlaufplan mit Klemmenplan und ein evtl. notwendiges Spannungsabfalldiagramm zu liefern und den Anlaufstrom anzugeben. Anschlusskabel und Kupplungen sind frei zugänglich auszuführen.

Tageslichtnutzung

Bei der Planung von Sonnenschutzanlagen ist der Aspekt der Tageslichtnutzung zu thematisieren und zu berücksichtigen. Auf die AMEV-Empfehlung „Beleuchtung“ wird hingewiesen.

8.5 Beheizen von Dachrinnen und Dachabläufen

Dachrinnen und Dachabläufe sind nur dann elektrisch zu beheizen, wenn eine Beheizung wegen der Dachkonstruktion und der Witterungsverhältnisse unvermeidlich ist. Ausgedehnte elektrische Heizanlagen sind in mehrere Schaltkreise, unter Umständen nach Himmelsrichtungen getrennt, aufzuteilen. Ein RCD ist vorzuschalten. Die automatische Steuerung der elektrischen Heizanlage erfolgt anhand von Temperatur- und Feuchtesensoren und ggf. einem Zeitglied. Zusätzlich sollte ein manueller Eingriff möglich sein. Bei einer Handzuschaltung muss nach einer einstellbaren Zeit eine selbsttätige Abschaltung erfolgen. Der Betriebszustand der elektrischen Heizung für Dachrinnen und Dachabläufe ist auf einer ggf. vorhandenen Gebäudeautomation zu visualisieren. Die Zuleitungen sind witterungsgeschützt zu verlegen.

9 Abnahme, Dokumentation und Prüfung

Wesentlicher Bestandteil einer ordnungsgemäß errichteten elektrischen Anlage sind folgende durch den Fachplaner und Errichter beizubringende Unterlagen:

- Planungs- und Berechnungsunterlagen,
- Nachweise über die durchgeführten Erstprüfungen einschließlich der zugehörigen Messergebnisse,
- Errichterbescheinigungen,
- Zertifikate, Konformitätsnachweise, Herstellererklärungen im erforderlichen Umfang und
- Technische Unterlagen.

Diese Forderungen basieren auf den mit den Fachplanern auf der Grundlage der jeweiligen Verwaltungsvorschriften (z. B. RBBau, RLbau, (D)ABau) zu vereinbarenden Planungsleistungen sowie mit den Errichtern (Ausführungsbetrieben) zu vereinbarenden Werkverträgen.

9.1 Planungs- und Berechnungsunterlagen

Auf der Grundlage des Planungsauftrages sind unter Beachtung der bautechnischen Vorschriften und Normen die Planungsleistungen zu erbringen, die für die inhaltliche Umsetzung der Aufgabenstellung erforderlich sind. Dazu gehören insbesondere auch folgende Berechnungen zur Dimensionierung der elektrischen Anlage:

- Berechnungsnachweise des Leistungsbedarfs aller Netze,
- Nachweise der erforderlichen Netzberechnungen nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) für das MS- und NS-System einschließlich der Berechnung der Kurzschlussströme,
- Berechnungsnachweise zur Dimensionierung der Zuleitungs- und Hauptstromkreise sowie Stromkreise kritischer Strecken und Großverbraucher und
- Berechnungsnachweise zur Auslegung der zugehörigen Schutzorgane einschließlich ggf. notwendiger Selektivitätsnachweise.

Mit Fertigstellung der Anlage ist die aktualisierte Bestandsdokumentation zu übergeben (siehe auch Abschnitt 9.4). Für besondere Baumaßnahmen ist zu prüfen, ob zusätzlich die VDI 6026 Blatt 1.1 als Vertragsbestandteil mit dem Fachplaner vereinbart werden soll.

9.2 Abnahmeprüfungen/Erstprüfungen

Der Errichter elektrischer Anlagen hat durch eine Errichterbescheinigung schriftlich zu erklären, dass die elektrische Anlage entsprechend den gesetzlichen Vorschriften und je nach Auftragserteilung entsprechend den allgemein anerkannten Regeln der Technik (Standard) oder nach einem im Einzelfall vertraglich vereinbarten Stand der Technik (gesteigerte Anforderungen) oder nach dem Stand der Wissenschaft und Technik (besondere Anforderungen) errichtet wurde und ihre ordnungsgemäße Funktion gewährleistet ist. Er hat dies anhand von Prüf- und Messprotokollen, die auch die entsprechenden Messwertergebnisse enthalten, nachzuweisen und in Kongruenz mit der Planung zu dokumentieren.

Prüfungen der elektrischen Anlagen sind vor der erstmaligen Inbetriebnahme und vor der Wiederinbetriebnahme nach Änderungen und Instandsetzungen erforderlich. Die Prüfungen dienen der Feststellung, ob der Schutz von Personen und Sachen sichergestellt ist. Sie erfolgen durch Besichtigen sowie Erproben und Messen.

Für besonders komplexe elektrische Anlagen mit vielfältigen Schnittstellen zu anderen Gewerken sowie ggf. in Gebäuden mit hohen brandschutztechnischen Anforderungen wird eine Prüfung durch ein unabhängiges Prüfinstitut bzw. Sachverständigen empfohlen. Darüber hinaus sind landesrechtliche Auflagen (Verordnung über Prüfungen von technischen Anlagen und Einrichtungen nach Bauordnungsrecht) zu berücksichtigen.

Auf folgende Prüfungen wird besonders hingewiesen:

- Prüfungen von Anlagen bis 1 kV nach DIN VDE 0100-600,
- Prüfungen von Anlagen über 1 kV nach DIN EN 61936-1 (VDE 0101-1),
- Prüfungen der elektrischen Ausrüstung von Maschinen nach DIN EN 60204-1 (VDE 0113-1) und
- Prüfung der Blitzschutzanlage nach DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) mit Beiblatt 3.

Zusätzliche Prüfungen der elektrischen Anlagen und Einrichtungen in Gebäuden, Räumen und Anlagen besonderer Art können erforderlich sein, wie z. B.

- in medizinisch genutzten Bereichen nach DIN VDE 0100-710,
- in öffentlichen Einrichtungen und Arbeitsstätten nach DIN VDE 0100-718,
- in bestimmten Räumen die Ableitfähigkeit von Bodenbelägen nach DIN EN 61340-4-1 (VDE 0300-4-1) bzw. isolierender Fußboden nach DIN VDE 0100-600,
- in explosionsgefährdeten Bereichen nach den Teilen der DIN EN 60079-14 (VDE 0165-1), gemäß §15 und Anhang 2 Abschnitt 3 der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und § 6 Abschnitt 9 Punkt 6 der Gefahrstoffverordnung (GefStoffV)
- von Zentralen Stromversorgungssystemen (insbesondere USV-Anlagen) nach DIN EN 50171 (VDE 0558-508), DIN EN 62040-1 (VDE 0558-510), DIN EN 62040-2 (VDE 0558-520) und DIN EN 62040-3 (VDE 558-530).
- Photovoltaik Anlagen DC-seitig nach DIN EN 62446-1 (VDE 0126-23-1)

Auf weitere Prüfungen, die während des Betriebes bzw. der Nutzung elektrischer Anlagen und Betriebsmittel durchzuführen sind, wird hier nicht eingegangen. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass der ordnungsgemäße Zustand einer elektrischen Anlage wiederkehrend überprüft und sichergestellt werden muss (siehe Abschnitt 10.3).

Folgende Nachweise sind bei Errichtung oder Änderung von elektrischen Anlagen vorzulegen:

- Nachweis von Funktion und Wirksamkeit der Schutzmaßnahmen beim Betrieb von Sicherheitsstromversorgungsanlagen,
- Nachweis der Einhaltung der Forderungen hinsichtlich der EMV entsprechend der Richtlinie über die elektromagnetische Verträglichkeit 2014/30/EU,
- Konformitätserklärung für Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen und Verteiler,
- Nachweis der Maßnahmen für den inneren Blitzschutz entsprechend der festgelegten Blitzschutzzone,
- Nachweis der Brandschutz-Eigenschaften von Bauteilen (Zertifikate),
- Nachweis der Eignung der Schaltgeräte in Blindstromkompensationsanlagen für das Schalten von Kompensationskondensatoren (Spannungsfestigkeit),
- Zusammenstellung über notwendige wiederkehrende Prüfungen und
- Nachweise für Photovoltaikanlagen nach RAL GZ 966.

9.3 Konformitätsnachweise, Zertifikate

Wesentlicher Bestandteil der Nachweisführung über eine ordnungsgemäß durchgeführte Installation elektrischer Anlagen und Einrichtungen ist die Vorlage notwendiger Zertifikate, Kopien von Konformitätserklärungen, Errichterbescheinigungen und Herstellererklärungen.

Zertifikate bestätigen, dass das Produkt für den Einsatz am Einbauort geeignet ist und die geforderten Sicherheitskriterien erfüllt. Zumeist werden sie von anerkannten Prüforganisationen ausgestellt. Bei überwachungsbedürftigen Anlagen bestätigt eine zugelassene Überwachungsstelle durch die Prüfung vor Inbetriebnahme die richtige Anwendung.

Anlagen der Technischen Gebäudeausrüstung werden zumeist aus einzelnen Produkten zusammengebaut. Für die einzelnen Produkte (Apparate, Systeme, Bauteile) gelten die Schutzanforderungen der EU-Richtlinien ihrer Kategorie. Durch den Hersteller müssen die Konformitätsbewertungen (EU-Konformitätserklärung) durchgeführt, durch die CE-Kennzeichnung nachgewiesen und für den Kunden zugänglich gemacht werden. Die Zugänglichkeit kann gemäß DIN EN ISO/IEC 17050-1 dadurch erfolgen, dass eine Kopie der Erklärung in anderen Dokumenten, wie z. B. in einer Mitteilung, einem Katalog, einer Rechnung, einer Gebrauchsanweisung oder in einer Internetseite, enthalten ist. Der Errichter der Anlage hat dem Auftraggeber die entsprechenden Unterlagen bei Bedarf und auf Anforderung zu übergeben.

Hersteller, die technische Anlagen als Bausatz, d. h. als unvollständige, am Einsatzort durch andere Baugruppen oder Maschinen zu vervollständigende Maschinen anbieten, haben der technischen Anlage eine Herstellererklärung nach Maschinenrichtlinie beizufügen. Für einzelne Produkte, die zur Vervollständigung der Maschine verwendet werden, gelten die Aussagen im vorherigen Absatz.

9.4 Technische Unterlagen

Für die Betriebsführung elektrischer Anlagen und Einrichtungen sind im Wesentlichen die nachfolgenden technischen Unterlagen und Hilfsmittel erforderlich. Sie sind durch den Ausführungsbetrieb (Errichter) auf der Grundlage des Werkvertrages und der Ausführungsplanung der elektrischen Anlage gemäß DIN EN 60848, DIN EN 61082-1 (VDE 0040-1), DIN EN 61355-1 (VDE 0040-3), DIN EN 62027 (VDE 0040-7), DIN EN IEC/IEEE 82079-1 (VDE 0039-1) zu erstellen und spätestens zum Zeitpunkt der Abnahme dem Auftraggeber zur Verfügung zu stellen:

- Gebäudebestandszeichnungen mit Gebäudeinstallation (Installationspläne),
- Schalt- und Belegungspläne sowie Übersichtsschaltpläne,
- Pläne zur Trassenführung von Kabeln im Außenbereich (einschließlich exakter Vermaßung und technischer Angaben, wie Typ, Querschnitt, Länge, Anschaltpunkte, Muffen, Belastungen, Absicherung),
- Anlagenbeschreibungen,
- Abnahme-/Prüfbescheinigungen gemäß Abschnitt 9.2,
- Betriebs-/Bedienungs-/Wartungs-/Prüfanleitungen mit Nachweis der Einweisung des Nutzers bzw. des Betriebspersonals,
- Gefahrenhinweise,
- Ersatzteillisten und
- entsprechende Software (z. B. für Energieoptimierungsanlage, Gebäudeautomation).

Für Bundesbauten gibt die RBBau im Abschnitt H - Bauübergabe und Baubestandsdokumentation - hierzu weitere Hinweise. Zur digitalen Gebäudebestandsdokumentation wird weiterhin auf die vom für das Bauen zuständigen Bundesministerium herausgegebene Baufachliche Richtlinie Gebäudebestandsdokumentation - BFR GBestand - hingewiesen. Zudem kann die VDI 6026 Blatt 1 Orientierungshilfe sein.

Die Dokumentation der elektrischen Anlagen und Einrichtungen sollte anhand der Checkliste „Dokumentation“ überprüft werden, die alle vom Fachplaner und Errichter zu erbringenden Leistungsanforderungen mit Quellenangabe enthält. Auf das Muster Checkliste „Dokumentation“ in Abschnitt 11.2 wird hingewiesen. Das Muster ist bei Bedarf zu ergänzen bzw. anzupassen.

10 Betrieb elektrischer Anlagen

Der Betrieb umfasst alle Handlungen, um den sicheren Zustand der elektrischen Anlage zu gewährleisten.

Für den Betrieb, insbesondere der damit verbundenen Instandhaltung elektrischer Anlagen sind, neben der allgemeingültigen DIN 31051 und der GEFMA 190 (in der jeweils gültigen Fassung), die DIN VDE 0105-100, bei Blitzschutzanlagen die DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3), sowie die Unfallverhütungsvorschrift „Elektrische Anlagen und Betriebsmittel“ (DGUV Vorschrift 4) zu beachten.

Dieses Kapitel bezieht sich auf eine elektrische Anlage. Verwendungsfertige Betriebsmittel, einschließlich verwendungsfertiger elektrischer Maschinen, die über Stecker oder auch fest angeschlossen werden, sind nicht als Teil dieser elektrischen Anlage zu betrachten.

Für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlagen sind die Verantwortungen und Befugnisse der handelnden Personen zu organisieren und verbindlich festzulegen.

10.1 Anlagenorganisation

Die Anlagenorganisation nach DIN VDE 0105-100 legt die Verantwortlichkeiten für den Betrieb elektrischer Anlagen bzw. der handelnden Personen fest (vgl. Abbildung 11).

Nachfolgende handelnde Personen werden dabei unterschieden (vgl. Abbildung 10):

- Anlagenbetreiber
- Anlagenverantwortlicher
- Arbeitsverantwortlicher

Es ist zu erwähnen, dass die nachstehenden Aufgaben auch von einer Person, sofern alle Voraussetzungen erfüllt sind, wahrgenommen werden können.

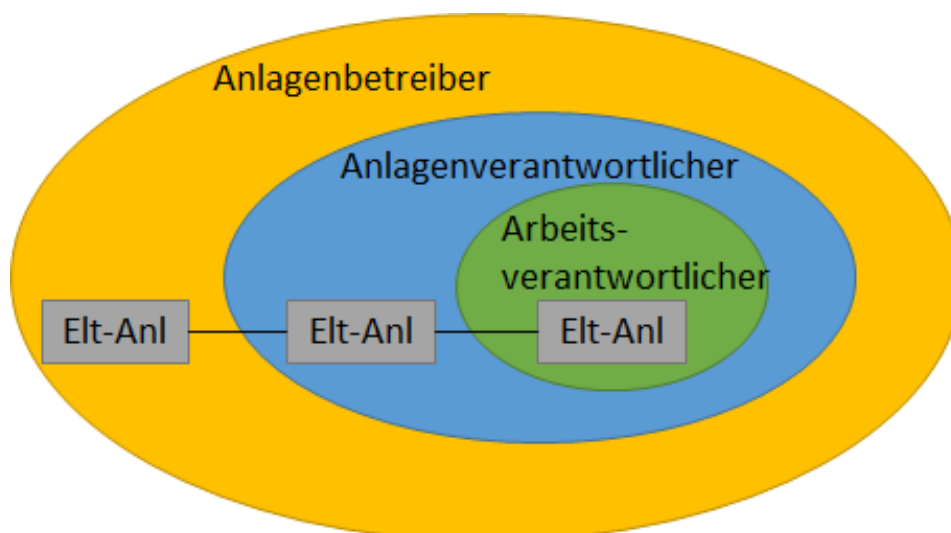


Abbildung 10: handelnde Personen in der Anlagenorganisation

Anlagenbetreiber nach DIN VDE 0105-100

Jede elektrische Anlage hat unter der Verantwortung eines Anlagenbetreibers zu stehen. Der Anlagenbetreiber in seiner Funktion muss den sicheren Zustand der Anlage jederzeit gewährleisten und hat damit die Betreiber- und Organisationsverantwortung inne. Um diese Organisationsverantwortung wahrzunehmen, muss er u. a. sicherstellen, dass bei Prüfungen, Wartungen oder Instandsetzung der elektrischen Anlagen mindestens eine Elektrofachkraft beauftragt wird (s. auch DGUV Vorschrift 3 und 4, §§ 3 und 5). Weitergehend hat der Anlagenbetreiber sicherzustellen, dass aktuelle Schaltpläne und Unterlagen zur Verfügung stehen. Der Anlagenbetreiber muss nicht zwingend eine elektrotechnische Fachkunde besitzen.

Die benannte Verantwortung kann durch eine natürliche Person oder eine eigene Organisationseinheit wahrgenommen werden, in deren Zuständigkeitsbereich die elektrische Anlage liegt (i.d.R. ist dies die hausverwaltende Dienststelle). Die Verantwortung kann dabei auf eine andere Person oder eine fremde Organisationseinheit, zum Beispiel externer technischer Dienstleister, übertragen werden. In diesem Fall ist die Übertragung der Betreiberverantwortung schriftlich zu dokumentieren.

Anlagenverantwortlicher nach DIN VDE 0105-100

Während an einer elektrischen Anlage gearbeitet wird, muss diese Anlage unter der Verantwortung eines Anlagenverantwortlichen stehen. Das bedeutet, die Rolle des Anlagenverantwortlichen ist temporär anzusehen. Der Anlagenverantwortliche muss mindestens eine Elektrofachkraft sein. Die Beauftragung sollte dabei grundsätzlich schriftlich erfolgen. Damit einher geht die Verantwortung für die Sicherheit bei der Durchführung der Arbeiten an der elektrischen Anlage. Bei eigenem Personal oder den immer gleichen handelnden Personen kann diese schriftliche Übertragung auch so gestaltet werden, dass sie für einen gewissen Zeitraum und gebunden an die jeweilige Beauftragung der Arbeit, gilt. Die Anlagenverantwortung kann ausschließlich durch eine natürliche Person wahrgenommen werden. Im besonderen situativen Bedarfsfall können einige Aufgaben/Teilverantwortungen auf weitere Personen übertragen werden. Sofern hierbei Schalthandlungen an Hochspannungsanlagen bis 30 kV durchgeführt werden sollen, muss vor dem Schaltvorgang, eine Schaltberechtigung sowie eine Schaltanweisung an die Person erteilt werden. Grundsätzlich ist eine Freigabe für die Durchführung der Schaltung vor jedweder Schalthandlung zu empfehlen. Sofern Schalthandlungen durch externe Firmen getätigt werden, sollte der Prozess in den Fremdfirmenrichtlinien des Anlagenbetreibers geregelt werden.

Um die Sicherheit bei der Durchführung von Arbeiten an der elektrischen Anlage zu gewährleisten, muss der Anlagenverantwortliche vor Beginn der Arbeiten die Gefahren, die bei der Durchführung der Arbeiten und etwaigen störungsbedingten Situationen auftreten können, beurteilen. Dazu sind aktuelle Kenntnisse über alle relevanten Anlagen, den Betriebszustand dieser und der mit der Anlage verbundenen weiteren Anlagen(-teile) sowie betriebsinterne Vorschriften / Regelungen notwendige Voraussetzungen. Weitergehend benötigt der Anlagenverantwortliche die fachlichen, ordnungsrechtlichen und normativen Kenntnisse.

Nachdem der Anlagenverantwortliche die Gefahren beurteilt hat, hat er die entsprechenden Absicherungsmaßnahmen (technisch, personell oder organisatorisch) verbindlich festzulegen. Die Absicherungsmaßnahmen können in Eigenleistung oder durch die Beauftragung Dritter umgesetzt werden. Werden die Absicherungsmaßnahmen durch Dritte umgesetzt, so hat der Anlagenverantwortliche immer die Verantwortung zur Überwachung und Abnahme. Die Aufhebung bzw. Rücksetzung der Maßnahmen darf ebenfalls nur im Einvernehmen mit dem Anlagenverantwortlichen entweder in Eigenleistung oder per Beauftragung Dritter erfolgen. Wird die Rücksetzung durch Dritte vorgenommen, so hat der Anlagenverantwortliche auch hier die Verantwortung zur Überwachung und Abnahme.

Sofern die Absicherungsmaßnahmen umgesetzt sind, weist der Anlagenverantwortliche den Arbeitsverantwortlichen in die Arbeitsstelle ein und erteilt diesem die Durchführungserlaubnis.

Die Durchführungserlaubnis enthält auch, welche Sicherheitsmaßnahmen gemäß den 5 Sicherheitsregeln für die auszuführende Arbeit durch den Anlagenverantwortlichen umgesetzt wurden. Mit Übernahme der Durchführungserlaubnis stimmt der Arbeitsverantwortliche der Einweisung zu und bestätigt, dass er sich von der korrekten Durchführung der 5 Sicherheitsregeln überzeugt hat. Nach Beendigung der Arbeit, wird die Durchführungserlaubnis vom Arbeitsverantwortlichen an den Anlagenverantwortlichen zurückgegeben. Zur Nachhaltung des Prozederes wird die schriftliche Form empfohlen, besonders wenn die beiden zuvor genannten Personen nicht derselben Organisationseinheit angehören.

Arbeitsverantwortlicher nach DIN VDE 0105-100

Nach Erteilung und Übergabe der Durchführungserlaubnis durch den AnIV übernimmt der Arbeitsverantwortliche die Verantwortung für die Sicherheit bei der Durchführung der Arbeiten an der Arbeitsstelle. Dabei muss er die Einhaltung der festgelegten Sicherheitsmaßnahmen im Rahmen seiner Verantwortung sicherstellen. Das bedeutet die Einhaltung der umgesetzten Sicherungsmaßnahmen, sowie etwaiger Absprachen und ggf. auch die Umsetzung weiterer Sicherungsmaßnahmen.

Der Arbeitsverantwortliche weist die ihm unterstellten und an der Arbeit beteiligten Personen (ArP) eigenverantwortlich ein und überwacht die Einhaltung der Vorgaben/Gefahren usw. Nach erfolgter Prüfung und Umsetzung aller Sicherungsmaßnahmen, sowie Einweisung des Arbeitsteams erteilt der Arbeitsverantwortliche die Freigabe zur Arbeit.

Der Arbeitsverantwortliche ist auch für Einhaltung aller, für seine Arbeiten geltenden Vorschriften verantwortlich, sowie für die Einhaltung der innerbetrieblichen Anweisungen. Interne betriebliche Anweisungen können seitens des Eigentümers, des Nutzers oder der für den sicheren Betrieb verantwortlichen Personen erstellt werden. Daraus ergeben sich weitere Vorgaben für die fachlich korrekte Ausführung der Arbeiten.

Um die entsprechende Verantwortung wahrnehmen zu können, muss der Arbeitsverantwortliche über die entsprechende Fachkunde verfügen. Daher muss der Arbeitsverantwortliche ausreichende Kenntnisse und Erfahrungen über die ihm übertragenen Arbeiten haben.

Anlagenverantwortung und Arbeitsverantwortung können, sofern die jeweilige Qualifikation gegeben ist, durch eine Person (in Personalunion) wahrgenommen werden. Werden Anlagenverantwortung und Arbeitsverantwortung in Personalunion ausgeführt, ist dies in der Durchführungserlaubnis zu dokumentieren.

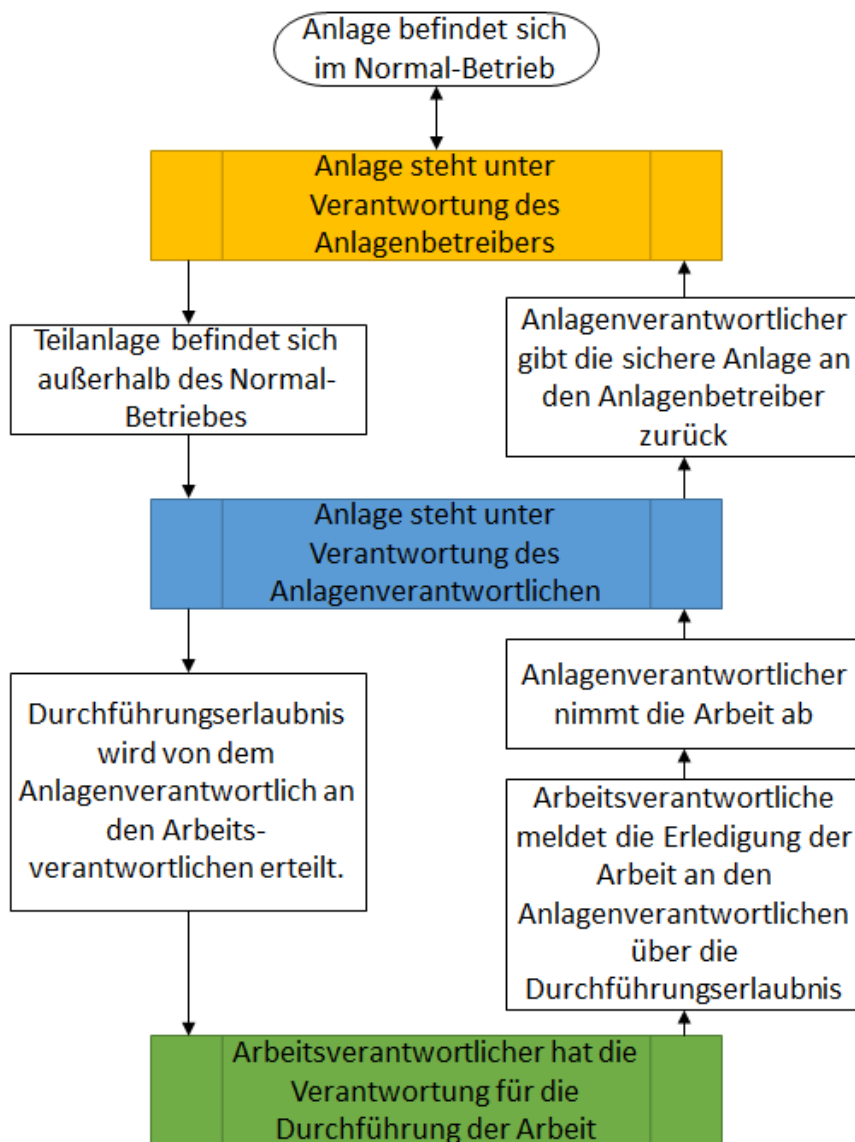


Abbildung 11: Verantwortlichkeiten in der Anlagenorganisation (Delegationskette)

10.2 Betriebliche Organisation

Die betriebliche Organisation hat einen großen Anteil am rechtskonformen Aufbau des Elektrobereichs und beinhaltet u. a. die folgenden Schwerpunkte (vgl. Abbildung 12):

- Festlegen eines Organisationsplans im Elektrobereich
- Bestellungen der Personen mit erweiterten Aufgaben, welche Tätigkeiten im Elektrobereich vornehmen (z. B. VEFK, EFKffT)
- Sicherstellen der Aufrechterhaltung aller notwendigen Qualifikationen durch Weiterbildungen und Unterweisung
- Bewertung der tätigkeitsbezogenen Gefährdungen, die bei der jeweiligen Arbeit auftreten können, anhand einer Gefährdungsbeurteilung (FAS, VEFK)

Personen im Elektrobereich

Verantwortliche Elektrofachkraft (VEFK)

- Der VEFK sind zutreffende Unternehmerpflichten schriftl. zu übertragen, in dem auch der Verantwortungsbereich eindeutig definiert wird (§ 13 ArbSchG). Hierbei ist normativ festgelegt, dass eine VEFK Fachverantwortung trägt und darüber hinaus mit der Wahrnehmung von Unternehmerpflichten hinsichtlich der elektrotechnischen Anforderungen beauftragt werden muss.
- Die Verantwortliche Elektrofachkraft ist für die Sicherheit und den Gesundheitsschutz bei elektrotechnischen Arbeiten, sowie dem Aufbau einer rechtskonformen Organisation des Elektrobereiches verantwortlich.
- Sie unterliegt keinen fachlichen Weisungen von disziplinarisch übergeordneten Personen, die entsprechend den VDE-Bestimmungen über keine elektrotechnische Qualifikation verfügen.
- Sie ist gegenüber allen elektrotechnisch tätigen Personen in ihrem Verantwortungsbereich fachlich weisungsbefugt.
- Die VEFK unterliegt den fachlichen Weisungen der Gesamtverantwortlichen Elektrofachkraft (GVEFK), sofern diese organisatorisch notwendig und in einer Linienverantwortung steht.
- Grundsätzlich ist eine VEFK gesetzlich nicht gefordert. Jedoch wird aufgrund der Fachverantwortung der Einsatz einer VEFK bei einem eigenen elektrischen Betriebsteil empfohlen. Bei einem eigenen elektrischen Betriebsteil (Verantwortung für elektrische Anlagen) ohne VEFK liegen die vollumfänglichen Unternehmerpflichten bei dem Anlagenbetreiber.
- Bei einem umfangreichen eigenen elektrischen Betriebsteil kann die Implementierung einer fachlichen Verantwortungsteilung (Bereichs-VEFK o.Ä.) zielführend sein.

Elektrofachkraft (EFK)

- Elektrofachkraft ist, wer aufgrund ihrer fachlichen Ausbildung, Kenntnisse und Erfahrungen sowie Kenntnis der einschlägigen Normen die ihr übertragenen Arbeiten beurteilen und mögliche Gefahren erkennen kann.
- Sie verantwortet für ihren Aufgabenbereich die Umsetzung der einschlägigen Sicherheitsanforderungen (DGUV Vorschrift 4, DIN VDE 0105-100, Betriebs-/Arbeits-Anweisungen).
- Sie unterliegt keinen fachlichen Weisungen von disziplinarisch übergeordneten Personen, welche nicht Teil des Organisationsplans im Elektrobereich sind.
- Sie unterliegt den fachlichen Weisungen der VEFK und berichtet elektrotechnische Themen an diese.
- Sie ist gegenüber allen in ihrem Aufgabenbereich elektrotechnisch tätigen Personen (EFKffT und EuP) fachlich weisungsbefugt und hat bei deren elektrotechnischen Arbeiten die Leitung und Aufsicht.

Elektrofachkraft für festgelegte Tätigkeiten (EFKffT)

- Elektrofachkraft für festgelegte Tätigkeiten ist, wer auf Grund seiner fachlichen Ausbildung in Theorie und Praxis, Kenntnisse und Erfahrungen sowie Kenntnis der bei gleichartigen, sich wiederholenden elektrotechnischen Tätigkeiten zu beachtenden Bestimmungen hat. Sie kann daher die ihr übertragenen Arbeiten beurteilen und mögliche Gefahren erkennen. Sie arbeitet nach den Festlegungen einer Arbeitsanweisung in der auch die zutreffenden Sicherheitsanforderungen, z. B. aus den elektrotechnischen Regeln, DGUV Vorschrift 3 und 4 etc. enthalten sind.
- Sie unterliegt den fachlichen Weisungen der VEFK und sofern vorhanden der Elektrofachkraft in ihrem Aufgabenbereich.

Elektrisch unterwiesene Person (EuP)

- Elektrotechnisch unterwiesene Person ist, wer durch eine Elektrofachkraft über die ihr übertragenen Aufgaben und die möglichen Gefahren bei unsachgemäßen Verhalten unterrichtet und erforderlichenfalls angelernt sowie über die notwendigen Schutzeinrichtungen und Schutzmaßnahmen unterwiesen wurde. Sie arbeitet nach den einschlägigen Sicherheitsanforderungen (DGUV Vorschrift 3 und 4, DIN VDE 0105-100, Betriebs-/Arbeits-Anweisungen).
- Sie unterliegt den fachlichen Weisungen der der VEFK und der Elektrofachkraft in ihrem Aufgabenbereich und berichtet elektrotechnische Themen auch an diese.
- Eine EuP führt elektrotechnische Arbeiten unter der Leitung und Aufsicht der Elektrofachkraft in ihrem Aufgabenbereich aus.

elektrotechnischer Laie (Laie)

- Ist eine Person, die weder Elektrofachkraft noch elektrotechnisch unterwiesene Person ist. Ein elektrotechnischer Laie besitzt weder eine fachliche Ausbildung im Bereich der Elektrotechnik, noch hat er an Unterweisungen im Bereich der Elektrotechnik teilgenommen.

Anlagenbetreiber nach DIN VDE 0105-100

- Der Anlagenbetreiber ist für den sicheren und einen ordnungsgemäßen Betrieb der elektrischen Anlage verantwortlich.

Anlagenverantwortlicher nach DIN VDE 0105-100

- Der Anlagenverantwortliche übernimmt die Verantwortung für die Sicherheit bei der Durchführung von Arbeiten.

Arbeitsverantwortlicher nach DIN VDE 0105-100

- Der Arbeitsverantwortliche hat die unmittelbare Verantwortung für die Durchführung der Arbeit.

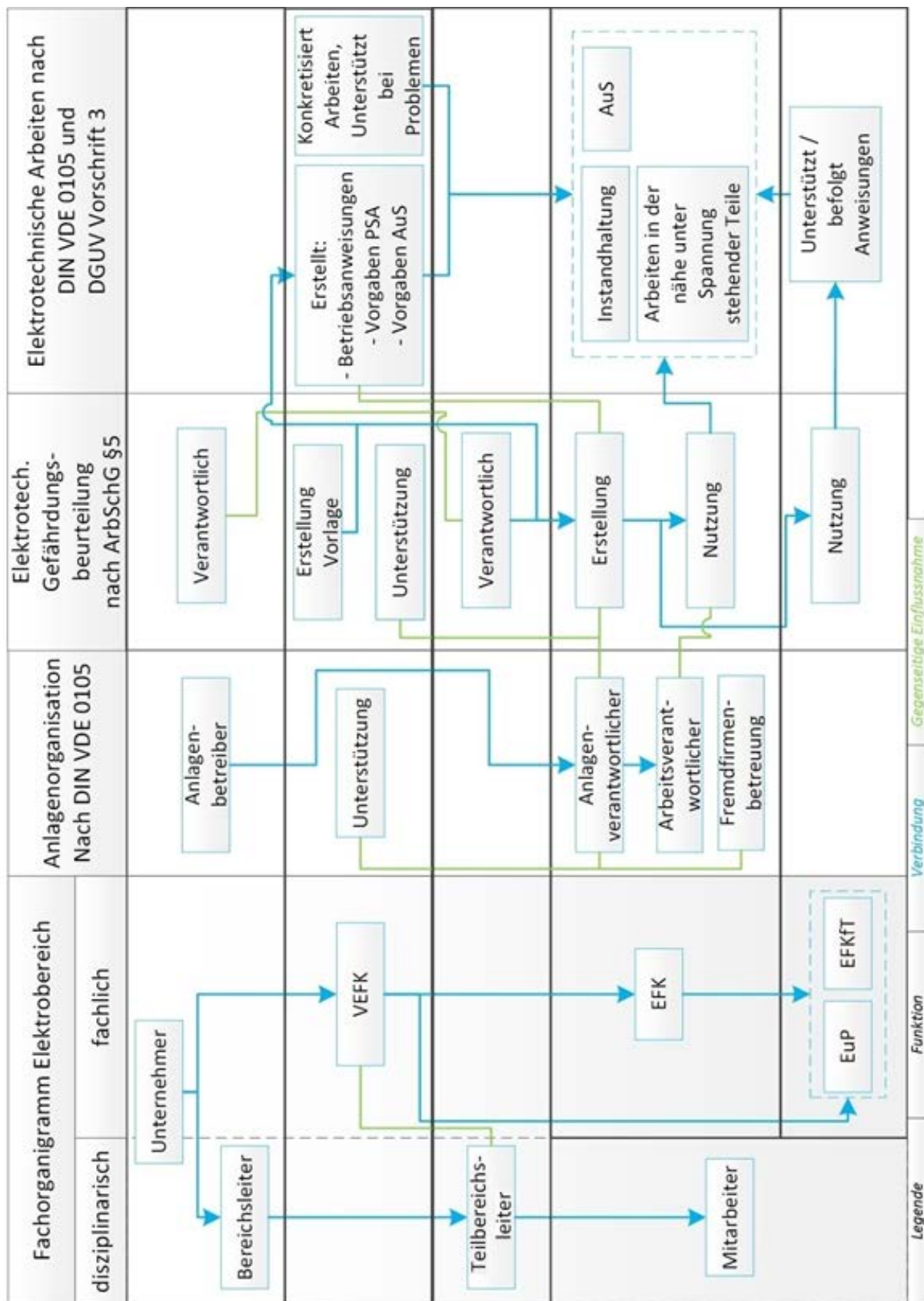


Abbildung 12: Betriebliche Organisation eines elektrischen Betriebsteils

10.3 Sicherer Betrieb

Um den sicheren Betrieb einer elektrischen Anlage während des Normalbetriebes zu gewährleisten, sind neben der Anlagenorganisation (siehe Abschnitt 10.1) und der Instandhaltung (siehe Abschnitt 10.4) noch die folgenden Anforderungen zu erfüllen. Dabei liegt die Verantwortung für die Umsetzung dieser Anforderungen beim Anlagenbetreiber. Dazu gehören insbesondere:

- Die Organisation des Erhalts des ordnungsgemäßen Zustandes entsprechend der zutreffenden Errichtungsnormen, der Arbeitsstätten- sowie Betriebssicherheitsverordnung und weiterer Rechtsvorschriften.
- Die Organisation des Erhalts der Funktionsbereitschaft der Sicherheitseinrichtungen, sowie der Schutz- und Überwachungseinrichtungen.
- Dafür Sorge zu tragen, dass Sicherheitseinrichtungen in ihrer Funktion nicht manipuliert, verändert oder gar unwirksam gemacht werden.
- Sicherstellung der Durchführung der vorgeschriebenen wiederkehrenden Prüfungen gemäß DGUV Vorschrift 3 und 4 sowie DIN VDE 0105-100
- Sicherstellen, dass Gefahren durch Mängel an der elektrischen Anlage unverzüglich erkannt und durch geeignete Maßnahmen beseitigt werden. Geeignete Maßnahmen dürfen dabei die Schutzwirkung nicht herabsetzen oder aufheben.
- Sicherstellen, dass Anlagen die nicht betrieben werden dürfen, stromlos geschaltet, gegen Wiedereinschalten gesichert und mit einem Verbotsschild (gemäß Arbeitsstättenrichtlinie) gekennzeichnet werden. In der Praxis hat sich bewährt, neben dem Verbotsschild auf die für die Schaltung zuständige Person hinzuweisen.

Wiederkehrende Prüfung

Gemäß dem Arbeitsschutzgesetz, der jeweiligen Landesbauordnung, der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und den Unfallverhütungsvorschriften müssen elektrische Anlagen und Betriebsmittel in bestimmten Abständen sicherheitstechnisch geprüft werden. Die Wiederholungsprüfung ist AC-seitig nach DIN VDE 0105-100 und DC-seitig gemäß DIN EN IEC 62446-2 (VDE 0126-23-2) durchzuführen. Richtwerte für den Prüfturnus der Wiederholungsprüfung sind in § 5 DGUV Vorschrift 4 vorgegeben. Diese Richtwerte können als bewährte Prüfintervalle angesehen werden, müssen aber ggf. angepasst werden. Die Abweichung von diesen Fristen ist zu dokumentieren.

10.4 Instandhaltung

Die Instandhaltung hat den Erhalt des ordnungsgemäßen Zustandes, für die gesamte Anlagenlebensdauer, der elektrischen Anlage als Ziel. Die Instandhaltung beinhaltet dazu Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Verbesserung. Zu erwähnen ist, dass eine Nutzungsänderung Änderungen der Instandhaltungspflichten, -strategie und -fristen mit sich bringen können.

Nachfolgend wird auf die Teilbereiche der Wartung sowie der Instandsetzung innerhalb der Instandhaltung eingegangen.

Wartung / vorbeugende Instandhaltung

Für die Wartung / die vorbeugende Instandhaltung der elektrischen Anlagen sind die vom Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV) aufgestellten Hinweise zu Wartungsarbeiten im Vertragsmuster „Wartung, Inspektion und damit verbundene kleine Instandsetzungsarbeiten von technischen Anlagen und Einrichtungen in öffentlichen Gebäuden“ (Wartung 2018) zu beachten.

Die vorbeugende Instandhaltung wird regelmäßig geplant durchgeführt. Dabei ist die Art der Instandhaltungsstrategie je nach geforderter Betriebssicherheit und Verfügbarkeit anzupassen. Durch z.B. Vorschriften festgelegte Fristen für Prüfungen müssen jedoch grundsätzlich unabhängig der gewählten Instandhaltungsstrategie eingehalten werden. Davon kann abgewichen werden, wenn diese abweichenden Prüffristen im Rahmen einer Gefährdungsanalyse ermittelt und daran festgelegt wurden. Als Beispiel wird hier auf die Prüfung elektrischer Anlagen gemäß Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 4 verwiesen.

Instandsetzung

Die Instandsetzung ist in der Regel unplanbar und beinhaltet Reparaturen und andere Arbeiten zur Störungsbehebung und Mängelbeseitigung. Dabei kann eine Instandsetzung aus der Fehlerortung, der Fehlerbehebung bzw. dem Teiletausch und der Wiederinbetriebnahme bestehen. Eine Instandsetzung kann dann planbar werden, wenn im Vorfeld durch Wartung oder Inspektion perspektivische Schäden erkennbar sind, aber die Beseitigung nicht unmittelbar erfolgen muss.

11 Anhang

11.1 Planungshilfe für elektrische Leistungsbilanzen für das Normal- und Ersatznetz

Elektrische Leistungsbilanzen dienen insbesondere der bedarfsgerechten Auslegung von Transformatoren und Netzersatzaggregaten.

Das Excel-Berechnungstool, das über die AMEV-Homepage <http://www.amev-online.de> heruntergeladen werden kann, unterstützt die notwendigen Berechnungen für das Normal- und Ersatznetz. Neben Vordruckblättern für die Dateneingabe und den Berechnungsbeispielen (siehe Abbildungen 13 und 14) verfügt das Hilfsprogramm auch über tabellarische Übersichten der spezifischen Leistungen in Abhängigkeit der Nutzungsart und der Gleichzeitigkeitsfaktoren. Beide Übersichten sind inhaltlich identisch mit den Tabellen 1 und 3 im Kapitel 1. Im Rechengang für das Normalnetz werden zusätzlich der errechnete Leistungswert und der nutzungsspezifische Leistungswert gemäß Tabelle 1 gegenübergestellt.

Soweit mit Softwareprogrammen vergleichbare Berechnungen erstellt werden, kann auf nachstehende Ermittlungen und Dokumentationen verzichtet werden.

Anwendungshinweise:

Die grau hinterlegten Felder in den Vordruckblättern des Excel-Berechnungstools für Normal- und Ersatznetz sind mit Werten des Objektes bzw. Standardwerten auszufüllen. Die weiß hinterlegten Felder werden gemäß Anleitung anschließend berechnet.

Vorgehensweise am Beispiel Normalnetz:

- Installierte Nennwirkleistung der einzelnen Verbrauchergruppen in Spalte P_1 eintragen
- Gleichzeitigkeitsfaktor innerhalb der einzelnen Verbrauchergruppen in Spalte G_{r1} eintragen
- Gruppenwirkleistung berechnen ($P_1 \times G_{r1}$) und in Spalte P_2 eintragen
- Wirkleistungsfaktor der einzelnen Verbrauchergruppen in Spalte $\cos \varphi_1$ eintragen
- Gruppenscheinleistung berechnen ($P_2 / \cos \varphi_1$) und in Spalte S_2 eintragen
- Spaltensummen berechnen von P_1 , P_2 und S_2
- Wirkleistung an der Sammelschiene berechnen (P_3)
- Wirkleistungsfaktor der Sammelschiene berechnen $\cos \varphi_2 = \Sigma P_2 / \Sigma S_2$
- Gewünschter Wirkleistungsfaktor (mit Kompensation) als $\cos \varphi_3$ eintragen
- Gesamtgleichzeitigkeitsfaktor der Sammelschiene (über alle Gruppen) als G_{r2} eintragen
- Scheinleistung der Sammelschiene berechnen ($S_3 = \Sigma P_3 / \cos \varphi_3$)
- Blindleistung Kompensation Sammelschiene berechnen (Q_K); (Q_3) auf Basis von S_3 erforderliche Transformatornennleistung S_T bestimmen

Zwecks Überprüfung kann ein Vergleich zwischen dem mit dem obigen Verfahren ermittelten Leistungswert und dem durchschnittlichen spezifischen Leistungswert gemäß Tabelle 1 vorgenommen werden. Hierzu ist die Angabe der Nettoraumfläche NRF erforderlich.

- Spezifische Leistung des Objektes berechnen ($P_{NRF} = P_3 / NRF \times 1000$)
- Spezifische Leistung vergleichen mit geschätztem Scheinwert ($S_V = P_{NRF} \cdot Tab1 \times NRF / \cos \varphi_3 / 1000$)

Elektrische Leistungsbilanz - Normalnetz				BWZK 4620 Museen			
Formeln	Bezeichnungen						
P ₂ = P ₁ x G _{f1}	P ₁	: installierte Nennwirkleistung (kW) der Verbrauchergruppe					
	P ₂	: Wirkleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
S ₂ = P ₂ / cos φ ₁	S ₂	: Scheinleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
	Q ₂	: Blindleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
Σ S ₂ = [(ΣP ₂) ² + (ΣQ ₂) ²] ^{1/2}	P ₃	: Wirkleistung an der Sammelschiene					
	S ₃	: Scheinleistung an der Sammelschiene, mit Kompensationskondensatoren					
Q _K = Σ Q ₂ * G _{f12} - Q ₃	Q ₃	: Blindleistung an der Sammelschiene, mit Kompensationskondensatoren					
	S _V	: geschätzte Scheinleistung (kVA) nach Vergleichswert					
p _{NRF} = P ₃ / NRF	S _T	: gewählte Transformator-Nennleistung (Scheinleistung in kVA)					
	Q _K	: Kondensator-Nennleistung (Blindleistung in kvar)					
	G _{f1}	: Gleichzeitigkeitsfaktor der Verbrauchergruppe					
	G _{f2}	: Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktor der Sammelschiene (bei NSHV, sonst 1)					
	cos φ ₁	: Leistungsfaktor der Verbraucher					
	cos φ ₂	: Leistungsfaktor der Sammelschiene (ohne Kondensatoren)					
	cos φ ₃	: angestrebter Leistungsfaktor (mit Kondensatoren)					
	p _{NRF}	: spezifische Leistung des Objektes					
	p _{NRF Tab1}	: spezifische Leistung der Nutzungsart nach Tabelle 1 (Median)*					
Verbraucher	P ₁ (kW)	G _{f1}	P ₂ (kW)	cos φ 1	sin φ 1	S ₂ (kVA)	Q ₂ (kvar)
Abwasser-/Wasser-/Gasanl.							
Wärmeversorgungsanlagen	146,0	0,70	102	0,70	0,71	146	104,26
Warmwasserbereitung							
Lufttechnische Anlagen	380,0	0,70	266	0,70	0,71	380	271,37
Beleuchtungsanlagen	386,0	0,75	290	0,90	0,44	322	140,21
Außenbeleuchtungsanlagen	45,0	1,00	45	0,90	0,44	50	21,79
Steckdosen 230 V allg. Verbr.	380,0	0,20	76	0,75	0,66	101	67,03
Steckdosen 230 V für IuK	385,0	0,80	308	0,85	0,53	362	190,88
Festinstalliertes Sondergerät	487,0	0,30	146	0,80	0,60	183	109,58
IuK-Anlagen	55,0	1,00	55	0,90	0,44	61	26,64
Aufzugsanlagen	140,0	0,50	70	0,75	0,66	93	61,73
Übrige Förderanlagen							
Nutzungsspezifische Anlagen							
Küchentechnische Anlagen	350,0	0,60	210	0,85	0,53	247	130,15
Gebäudeautomation	55,0	1,00	55	0,90	0,44	61	26,64
Summen:	P ₁ (kW) = 2.809,0	Σ P ₂ (kW) = 1.623		Σ S ₂ (kVA)= 1.989		Σ Q ₂ (kvar)= 1.150	
P ₃ = Σ P ₂ x G _{f2} = 893			cos φ 3 = 0,90		sin φ 3= 0,44		
cos φ 2 = Σ P ₂ / Σ S ₂ = 0,82			G _{f2} = 0,55				
S ₃ = P ₃ / cos φ 3 = 992 kVA			Q _K (kvar) = 200		Q ₃ (kvar)= 432		
Nettoraumfläche (NRF) = 48.445 m ²		p _{NRF} = 18,42		W/m ² NRF			
BWZK der Nutzungsart * = 4620		p _{NRF Tab1} * = 18,67		W/m ² NRF			
S _V = p _{NRF Tab1} x NRF / cos φ 3 = 1.005 kVA		S _T = 1.250		kVA			

* Medianwert für BWZK 4620 aus Tabelle 1 „Spezifische 1/4-Stunden-Leistung für BWZK-Kategorien öffentlicher Gebäude“

Abbildung 13: Hilfsprogramm zur Leistungsberechnung
Berechnungsbeispiel für Elektrische Leistungsbilanz, Normalnetz

Elektrische Leistungsbilanz - Ersatznetz				BWZK 4620 Museen			
Formeln	Bezeichnungen						
$P_2 = P_1 \times G_{f1}$ $S_2 = P_2 / \cos \varphi_1$ $\Sigma S_2 = [(\Sigma P_2)^2 + (\Sigma Q_2)^2]^{1/2}$ $Q_K = \Sigma Q_2 * G_{f2} - Q_3$	P_1	: installierte Nennwirkleistung (kW) der Verbrauchergruppe					
	P_2	: Wirkleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
	S_2	: Scheinleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
	Q_2	: Blindleistung, bewertet mit dem Gruppengleichzeitigkeitsfaktor					
	P_3	: Wirkleistung an der Sammelschiene					
	S_3	: Scheinleistung an der Sammelschiene, mit Kompensationskondensatoren					
	Q_3	: Blindleistung an der Sammelschiene, mit Kompensationskondensatoren					
	S_A	: gewählte Aggregat-Nennleistung (kVA)					
	Q_K	: Kondensator-Nennleistung (Blindleistung in kvar)					
	G_{f1}	: Gleichzeitigkeitsfaktor der Verbraucher					
	G_{f2}	: Gesamt-Gleichzeitigkeitsfaktor der Sammelschiene					
	$\cos \varphi_1$	: Leistungsfaktor der Verbraucher					
	$\cos \varphi_2$	: Leistungsfaktor der Sammelschiene (ohne Kondensatoren)					
$\cos \varphi_3$	: angestrebter Leistungsfaktor (mit Kondensatoren)						
Verbraucher	P_1 (kW)	G_{f1}	P_2 (kW)	$\cos \varphi 1$	$\sin \varphi 1$	S_2 (kVA)	Q_2 (kvar)
Abwasser-/Wasser-/Gasanl.							
Wärmeversorgungsanlagen	22,0	0,70	15	0,70	0,71	22	15,71
Warmwasserbereitung							
Lufttechnische Anlagen	57,0	0,70	40	0,70	0,71	57	40,71
Beleuchtungsanlagen	171,0	0,75	128	0,90	0,44	143	62,11
Außenbeleuchtungsanlagen	45,0	1,00	45	0,90	0,44	50	21,79
Steckdosen 230 V allg. Verbr.	178,0	0,20	36	0,75	0,66	47	31,4
Steckdosen 230 V für IuK	385,0	0,80	308	0,85	0,53	362	190,88
Festinstalliertes Sondergerät	420,0	0,30	126	0,80	0,60	158	94,5
IuK-Anlagen	100,0	1,00	100	0,90	0,44	111	48,43
Aufzugsanlagen	20,0	0,50	10	0,75	0,66	13	8,82
Übrige Förderanlagen							
Nutzungsspezifische Anlagen							
Küchentechnische Anlagen	63,0	0,60	38	0,85	0,53	44	23,43
Gebäudeautomation	42,0	1,00	42	0,90	0,44	47	20,34
Summen:	P_1 (kW) = 1.503,0	ΣP_2 (kW) = 888		ΣS_2 (kVA)= 1.049		ΣQ_2 (kvar)= 558	
$P_3 = \Sigma P_2 \times G_{f2} =$		755	$\cos \varphi 3 =$	0,90	$\sin \varphi 3 =$	0,44	
$\cos \varphi 2 = \Sigma P_2 / \Sigma S_2 =$		0,85	$G_{f2} =$	0,85			
$S_3 = P_3 / \cos \varphi 3 =$		839 kVA	Q_K (kvar) =	109	Q_3 (kvar)=	366	
$S_A =$	1100 kVA	$S_{T[wie NN]} =$		1.250 kVA	$S_A / S_T =$ 88%		

Abbildung 14: Hilfsprogramm zur Leistungsberechnung
Berechnungsbeispiel für Elektrische Leistungsbilanz, Ersatznetz

11.2 Checkliste „Dokumentation“ für die Abnahme von elektrischen Anlagen durch den Auftraggeber

	Unterlage	Grundlage
Planunterlagen	➤ Pläne für die elektrischen Anlagen • Inhalts- und Planverzeichnis • Gebäudezeichnung (Installationsplan) mit Einbauort der elektrischen Anlagen, der Elektroinstallation und der Beleuchtung • Übersichtsplan der elektrischen Kabel- und Leitungsanlagen im Gelände • Bestandsplan/Gesamtübersicht der Stromversorgung • Geräteplan mit Schaltbild oder Stromlaufplan der Steuerschränke/Verteilungen • Elektrische Anschluss- und Übersichtspläne der Technischen Anlagen/Geräte z. B. Verteiler • Verteilerlisten, Aufbauzeichnungen von Verteilungen • Adressierungspläne, Klemmenpläne und Belegung • Bestandsunterlagen für Blitzschutz- und Erdungsanlagen ➤ Pläne für explosionsgefährdete Bereiche • Zusätzlich: Übersichtsplan Zoneneinteilung • Explosionsschutzdokument ➤ Besondere Unterlagen zu Sonderanlagen • Pläne Photovoltaikanlagen	DIN EN 61082-1 (VDE 0040-1) VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 GefStoffV § 6 DIN EN 62446-1 (VDE 0126-23-1)
Prüfungen	➤ Bericht über Prüfungen vor der ersten Inbetriebnahme von Stromversorgungs- und Starkstromanlagen ➤ Ggf. Prüfprotokoll eines unabhängigen Prüfinstituts bzw. (Prüf-)Sachverständigen ➤ Bescheinigung einer zugelassenen Überwachungsstelle über die Prüfung explosionsgeschützter Installation ➤ Bescheinigung einer zugelassenen Überwachungsstelle oder einer befähigten Person über die Prüfung der Elektroinstallation und des Potenzialausgleichs medizinisch genutzter Räume ➤ Bescheinigung über Erstprüfung von PV-Anlagen	DIN VDE 0100-600, MPrüfVO § 2 (4), PrüfVO VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 DIN VDE 0100 MPrüfVO § 2, PrüfVO BetrSichV § 15 und Anhang 2 Abschnitt 3 DIN VDE 0100-710 DIN VDE 0100-600 und gemäß DIN VDE 0100-712

	Unterlage	Grundlage
Nachweise	➤ Messung der Bodenableitwiderstände bei ableitfähigen bzw. isolierenden Fußböden ➤ Blitzschutzbuch mit Prüfnachweis durch befähigte Person über • ordnungsgemäße Installation des äußeren Blitzschutzes • Dokumentation und Durchgangsmessung der Erdungsanlage (bei neu errichteten Bauten) • Messung der Erdungswiderstände • Trennungsabstandberechnung • ordnungsgemäße Installation des inneren Blitzschutzes • Einhaltung der EMV-Vorschriften ➤ Nachweis der Funktionsfähigkeit der Sicherheitsstromversorgung • Übernahme der Stromversorgung • Nachweis der geforderten Nennleistung • Einhaltung der Unempfindlichkeit gegen Störgrößen • Nachweis der Funktion der Abschaltung im Fehlerfall • Funktion der Alarmmeldungen ➤ Nachweis über Bereitstellung persönlicher Schutzausrüstungen, Schalt- und Erdungsvorrichtungen in abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätten für Anlagen > 1 kV ➤ Konformitätsnachweise in erforderlichem Umfang (z. B. Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen und Verteiler) ➤ Zertifikate, Prüfzeugnisse von Bauteilen zur Eignung der Verwendung am Einbauort (z. B. für die Bauteile des Brandschutzes) ➤ Nachweise für PV-Anlagen	DIN EN 61340-4-1 (VDE 0300-4-1), VDE 0100-600 DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3) mit Beiblatt 3 DIN 18014 DIN VDE 0100-560 DGUV Vorschrift 3 und 4 MBO § 19 (Länderspezifik) RAL-GZ 966
Wartungs-/Instandhaltungsverträge	➤ Wartung innerhalb der Verjährungsfrist für Mängelansprüche ➤ Wartungs-/Instandhaltungsverträge für • Anlagen der Stromversorgung > 1 kV • Elektrische Sicherheitseinrichtungen	VOB/B § 13 Nr. 4 (2) RBBau/RLBau/(D)ABau
Bescheinigungen / Protokolle	➤ Errichterbescheinigung über die ordnungs- und vorschriftengemäße Errichtung ➤ Bescheinigungen über die Anbringung der Gefahrenhinweise, Sicherheitskennzeichnung und Unfallhinweise an • Abgeschlossenen Betriebsstätten • Batterieräumen • Explosionsgefährdeten Bereichen ➤ Protokoll über die Einweisung des Betriebs- und Instandhaltungspersonals und der Fachkräfte für Arbeitssicherheit	ASR A1.3 VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2

	Unterlage	Grundlage
	➤ Abnahmeprotokoll für Blitzschutzanlage ➤ Abnahmeprotokoll für Starkstromanlage ➤ Anträge auf und Ausnahmegenehmigungen über Nichteinhaltung gesetzlicher und verordnungsrechtlicher Auflagen oder technischer Vorschriften ➤ Öffentlich-rechtliche Abnahmebescheinigungen	VOB/C DIN 18384 Nr. 3.4 HOAI § 55 (1) und (3) LPH 8 Grundleistung HOAI § 55 (1) und (3) LPH 8 Grundleistung HOAI § 55 (1) und (3) LPH 4 Grundleistung
Sonstige Unterlagen	➤ Anlagenbeschreibungen ➤ Geräteliste ➤ Ersatzteillisten ➤ Liste der nicht handelsüblichen Ersatzteile ➤ Liste prüfzeichenpflichtiger Bauteile ➤ Liste über Wiederholungsprüfungen ➤ Auflistung der Verjährungsfristen der Ansprüche auf Mängelbeseitigung für Anlagen, Geräte und Bauteile ➤ Wartungsanleitungen, -hinweise ➤ Pflegeanleitungen ➤ Bedienungs- und Gebrauchsanleitungen ➤ Betriebsanweisungen ➤ Gefahrenhinweise ➤ Hinweise über Nutzung persönlicher Schutzausrüstungen	VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 HOAI § 55 (1) und (3) LPH 8 Grundleistung VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 ProdSG § 3 (4) VOB/C DIN 18382 Nr. 3.4.2 DGUV Information 211-010 ProdSG § 6(1) ProdSG § 6(1)

11.3

Kabel und Leitungen gemäß europäischer Bauproduktenverordnung (BauPVO)



Kabel und Leitungen gemäß europäischer Bauproduktenverordnung (BauPVO)

Zuordnung der Brandverhaltensklassen (Quellen: MVV TB, DIN EN 13501-6, DIN EN 50575)

Auch wenn die Klassifizierungen nach DIN 4102 und DIN EN 13501 „Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten“ nicht direkt übertragbar sind, können jedoch die deutschen bauaufsichtlichen Bezeichnungen (nichtbrennbar, schwerentflammbar, normalentflammbar und leichtentflammbar) sowohl den neuen europäischen als auch den nationalen Bezeichnungen orientierend zugeordnet werden:

BEISPIELE										
Klasse nach DIN 4102-1	Bauaufsichtliche Benennung (gem. MVV TB)	Klassen nach DIN EN13501-6 (elektr. Kabel) Tabelle 1	Beschreibung gem. Herstellerinformationen	Kabeltyp gem. Recherche	DoP	Zusatzanforderungen nach DIN EN 13501-6			Prozentuale Abweichung der Preisangaben für Material	
						s (smoke) Rauch- entwicklung	d (droplets) brennendes Abtropfen/Ab- fallen	a (acid value) korrosive Rauchgase		
A 1	nichtbrennbar, ohne Anteile von brennbaren Baustoffen	Aca	Gilt für nichtbrennbare Produkte, wie Kabel und Leitungen mit keramischer Isolierung.	kein Beispiel ermittelt						
A 2										
B 1 *)	schwerentflammbar mit begrenzter Rauchentwicklung (600kW x Min. bei Prüfung nach DIN 4102-15)	B1ca	Repräsentiert die höchste Klasse der brennbaren Kabel und Leitungen	kein Beispiel ermittelt						
	schwerentflammbar mit geringer Rauchentwicklung (100kW x Min. bei Prüfung nach DIN 4102-15)									
B 2 *)	normalentflammbar	B2ca	Gilt für Kabel- und Leitungen mit Brandeigenschaften, die zur Flammausbreitung beitragen können.	NHMH-J Halogenfreie Mantelleitung B2ca (mercateo.com)	ohne Herstellerangabe	k.A.	k.A.	k.A.	235%	kein Ergebnis
		NHMH Flareblocker Halogenfreie Mantellg B2ca (Telefonika)		DoP-17-0115-01 v. 01.06.2017	s1a	d0	a1	kein Ergebnis		
		NHMH-J PYRO SET Halogenfreie Mantellg B2ca (X8K-Kabel)		Nr.17-0001-09 v. 05.08.2017	s1a	d0				
		NHMH-J Halogenfreie Mantellg Cca. (mercateo.com)		ohne Herstellerangabe	k.A.	k.A.	k.A.	210%		
		Cca								
		Dca	Gilt für Kabel und Leitungen mit Brandeigenschaften, die denen von Holz ähneln.	NHMH-J PYRO SET Halogenfreie Mantellg Dca (X8K-Kabel)	Nr.17-0001-06 v. 31.07.2017	s2	d2	a1	160%	
		Eca	Gilt für Kabel und Leitungen, die im Fall kleiner Brände flammhemmende Eigenschaften haben, für die jedoch keine bestimmten Hitze- und Rauch- entwicklungseigenschaften ermittelt wurden.	NHMH-J Halogenfreie Mantelleitung Eca (Lapp-Kabel)	CPRDoP17_1602000-1 A v. 08.06.2	k.A.	k.A.	k.A.	150%	
				NYM-J-1 PVC-Mantelleitung Eca (Lapp-Kabel)	CPRDoP17_1600000-1 B v. 01.01.2	k.A.	k.A.	k.A.	100%	
				NYM-J-0 PVC-Mantelleitung Eca (X8K-Kabel)	Nr. 17-0001-01 v. 31.01.2017	k.A.	k.A.	k.A.		
B 3 **)	leichtentflammbar	F ca	Erfüllt nicht die Euroklasse Eca	NYFY, NYIF Stegleitung (X8K-Kabel) Fca	Nr. 17-3001-01 v. 31.01.2017	k.A.	k.A.	k.A.		kein Ergebnis

*) Angaben über hohe Rauchentwicklung und brennendes Abtropfen / Abfallen im Verwendbarkeitsnachweis und in der Kennzeichnung

**) leicht entflammbare Baustoffe dürfen nicht verwendet werden. Dies gilt nicht, wenn sie in Verbindung mit anderen Baustoffen nicht mehr leicht entflammbar sind.
MVV TB Musterverwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen - Zuordnungstabelle in Anhang 4, Punkt 2.1.2

Erläuterung der zusätzlichen Klassen des Brandverhaltens von elektrischen Kabeln (DIN EN 13501-6 Tabelle 1) Rauchentwicklung (s = smoke), brennendes Abtropfen/Abfallen (d = droplets) und Säurewert Brandgase (a=acid)

smoke	Rauchentwicklung	s1 = schwache Qualmbildung (keine Rauchbildung) s2 = mittlere Qualmbildung (Rauchbildung) s3 = wenn für das Produkt keine Leistung angegeben ist (no performance determined), oder es nicht die Kriterien für s1 und s2 erfüllt.	TSP ≤ 50 m ² und Peak-SPR ≤ 0,25 m ² /s TSP ≤ 400 m ² und Peak-SPR ≤ 1,5 m ² /s SPR: Smoke Production Rate, maximaler Wert der Rauchentwicklung (m ² /s)
droplets	brennendes Abtropfen	d0 = kein brennendes Abtropfen/Abfallen innerhalb von 1.200 s d1 = kein brennendes Abtropfen/Abfallen länger als 10 s innerhalb von 1.200 s d2 = wenn für das Produkt keine Leistung angegeben ist (no performance determined), oder es nicht die Kriterien für d0 und d1 erfüllt.	
acid value	Säurewert Brandgase (gem. EN 60754-2)	a1 = leicht korrosive Rauchgase a2 = mittel korrosive Rauchgase a3 = wenn für das Produkt keine Leistung angegeben ist (no performance determined), oder wenn das Produkt nicht die in EN 50267-2-3 aufgeführten Klassifizierungskriterien für a1 und a2 erfüllt.	

11.4 Risiko-/Sicherheitsbewertung zum Schutz gegen die Auswirkungen von Fehlerlichtbögen

Die Risiko-/Sicherheitsbewertung dient als Entscheidungshilfe, ob bauliche, anlagentechnische und organisatorische Maßnahmen sowie im Einzelfall ggf. Fehlerlichtbogen-Schutzeinrichtungen (AFDDs) in Endstromkreisen in Räumen und Orten gemäß DIN VDE 0100-420, Abschnitt 421.7 vorgesehen werden sollten.

Im Rahmen der Risiko-/Sicherheitsbewertung sind für die jeweiligen Räume und Orte der Risikowert **R** und der Sicherheitswert **S** aus den Faktoren zu bestimmen.

Der Risikowert **R** ergibt sich aus der Gleichung:

$$\mathbf{R} = \mathbf{RO} \times \mathbf{P} \times \mathbf{L}$$

Die Faktoren sind Klassifikation (**RO**), Personenanzahl (**P**) und vertikale Lage (**L**) der jeweiligen Räume und Orte.

Der Sicherheitswert **S** ergibt sich aus der Gleichung:

$$\mathbf{S} = \mathbf{Q} \times \mathbf{ZT} \times \mathbf{ZBS} \times \mathbf{ZB} \times \mathbf{ZO}$$

Die Faktoren sind Qualität der Elektroinstallation (**Q**) sowie Zuschlagsfaktoren für anlagentechnische (**ZT**), brandschutztechnische (**ZBS**), bauliche (**ZB**) und organisatorische Maßnahmen (**ZO**) in den jeweiligen Räumen und Orten.

Der Vergleich von Risiko- und Sicherheitswert verdeutlicht das Brandrisiko. Sofern der Sicherheitswert mindestens so groß wie der Risikowert ist, kann auf zusätzliche bauliche, anlagentechnische und organisatorische Maßnahmen in Endstromkreisen der jeweiligen Räume und Orte verzichtet werden.

Anmerkung:

Die Risiko-/Sicherheitsbewertung basiert auf einer Ingenieurmethode, die von Studierenden im Rahmen einer Projektarbeit für Wohngruppen erarbeitet wurde. [Quelle: Brandschutz in Pflegeeinrichtungen – von der Vorschrift zur Ingenieurmethode, Prof. Dr. Michael Rost, Hochschule Magdeburg-Stendal].

Die Faktoren zur Ermittlung des Risikowertes **R** und der von der jeweiligen Raumklasse abhängige Faktorwert wurden auf der Grundlage der umfangreichen Erfahrungen der Baudienststellen und Verwaltungen an den Anwendungsbereich angepasst. Die Faktoren zur Ermittlung des Sicherheitswertes **S** und der von der jeweiligen Raumklasse abhängige Faktorwert wurden nach umfangreicher fachspezifischer Analyse und Bewertung durch die AMEV-Arbeitsgruppe „EltAnlagen“ festgelegt und - teilweise unter Angabe einer Bandbreite - quantitativ abgeschätzt.

Hinweise zur Anwendung der Tabellen:

Je Faktor ist die für die Klasse zutreffende Zeile in der Tabelle zu ermitteln und der Zeilenwert als Faktorwert zu übernehmen.

Sind bei einem Faktor mehrere Zeilen zutreffend, dann ist die Zeile mit dem höchsten Zeilenwert (d. h. Faktorwert) auszuwählen.

Sofern bei einem Faktor für eine Klasse kein spezieller Wert angegeben ist, ist 1,0 als Faktorwert zu wählen.

Einteilung der Klassen

Klasse 1	Schlafräume in Kindertagesstätten
Klasse 2	Schlafräume in Wohnungen
Klasse 3	Schlafräume in Heimen
Klasse 4	Räume oder Orte mit besonderem Brandrisiko (feuergefährdete Betriebsstätten nach MBO)
Klasse 5	Räume oder Orte aus Bauteilen mit brennbaren Baustoffen, wenn diese einen geringeren Feuerwiderstand als feuerhemmend aufweisen
Klasse 6	Räume oder Orte mit Gefährdungen für unersetzbare Güter

Bewertung des Risikos

Klassifikation der Räume und Orte (RO)

	Faktorwert
Klasse 1	1,3 - 1,7
Klasse 2	1,0 - 1,7
Klasse 3	1,5 - 2,5
Klasse 4	1,5 - 2,5
Klasse 5	1,5 - 2,5
Klasse 6	1,5 - 2,5

Bewertung der Personenanzahl in Räumen und an Orten (P)

		Faktorwert
Klasse 3	maximal 2	1,0
Klasse 3	mehr als 2	1,2 - 2,0

Bewertung der vertikalen Lage der Räume und Orte im Gebäude (L)

		Faktorwert
Klassen 1 - 3	ebenerdig	1,0
Klassen 1 - 3	1. Obergeschoss bis 6. Obergeschoss	1,1 - 1,6

Der Risikowert **R** ergibt sich aus der Gleichung $R = RO \times P \times L$

Bewertung der Sicherheit

Qualität der Elektroinstallation (Q) in Räumen und an Orten

		Faktorwert
Klassen 1 - 6	Standard gemäß AMEV „EltAnlagen 2020“	1,0

Zuschlagsfaktor für anlagentechnische Maßnahmen (ZT) in Räumen und an Orten

Klassen 1 - 6	Unter-Putzverlegung der Kabel und Leitungen (z. B. PVC-Mantelleitung)	1,5
Klassen 1 - 6	zusätzlicher Schutz der Kabel und Leitungen gegen mechanische Beschädigung (z. B. Kanal- und Schutzrohrführung)	1,2
Klassen 1 - 6	Verlegung der Kabel und Leitungen nur im Bereich nichtbrennbarer Materialien	1,1 - 1,2
Klassen 1 - 6	Einsatz der Kabel und Leitungen mit verbessertem Verhalten im Brandfall	1,1 - 1,2
Klassen 1 - 6	zusätzlicher Schutz durch RCDs mit einem Bemessungsdifferenzstrom von maximal 300 mA	1,6
Klasse 1	zentrales Abschalten der Endstromkreise für Steckdosen während der Schlafzeit	1,8
Klasse 6	zentrales Abschalten der Endstromkreise für Steckdosen „außerhalb“ der Nutzungszeit	1,8
Klasse 1	Unter-Putzverlegung der Kabel und Leitungen <u>und</u> zentrales Abschalten der Endstromkreise für Steckdosen während der Schlafzeit	2,0
Klassen 4, 5	Verzicht auf Endstromkreise für Steckdosen und Einsatz von Leuchten mit Explosionsschutz-Zertifizierung (ATEX, IECEx)	2,5

Zuschlagsfaktor für brandschutztechnische Maßnahmen (ZBS) in Räumen und an Orten

Klassen 1 - 5	automatische Brandmeldeanlage nach DIN 14675 und VDE 0833-2	1,5
Klasse 6	automatische Brandmeldeanlage mit Aufschaltung	1,5
Klasse 6	automatische Brandmelde- und Löschanlage	2,5

Zuschlagsfaktor für bauliche Maßnahmen (ZB) in Räumen und an Orten

Klassen 1 - 5	- Grundrissplanung unter besonderer Beachtung der Brandschutzaspekte (optimale Brandabschnitte), - Optimierung der horizontalen Weggestaltung und die Weggestaltung in den Bereichen selbst, - bauliche Maßnahmen wie Ausführung der Flure und Ausgänge sowie der Türen und Fenster in den relevanten Räumen selbst und - Auswahl der zum Einsatz vorgesehenen Bauteile bzw. Bauprodukte hinsichtlich des Brandverhaltens	1,0 - 1,9
Klasse 6	- Grundrissplanung unter besonderer Beachtung der Brandschutzaspekte (optimale Brandabschnitte) und - Auswahl der zum Einsatz vorgesehenen Bauteile bzw. Bauprodukte hinsichtlich des Brandverhaltens	1,0 - 1,9

Zuschlagsfaktor für organisatorische Maßnahmen (ZO) in Räumen und an Orten

Klassen 1 - 3	das physische Trennen der ortsveränderlichen elektrischen Betriebsmittel und Geräte von Endstromkreisen für Steckdosen, soweit diese nicht benötigt werden	1,2
Klasse 1	im Betriebskonzept festgeschriebene anwesende personelle Besetzung mit Erzieherinnen/Erziehern	1,0 - 1,9
Klasse 3	im Betriebskonzept festgeschriebene anwesende personelle Besetzung mit Pflegekräften	1,0 - 1,9

Der Sicherheitswert **S** ergibt sich aus der Gleichung

$$S = Q \times ZT \times ZBS \times ZB \times ZO$$

Beispiel 1

Geplant ist der Neubau einer 2-geschossigen Kindertagesstätte. Bauherr und Träger ist die Stadt Erfurt. Gemäß vorliegender Baugenehmigung sind alle Räume (außer Nassräume) mit einer Brandmeldeanlage und Hausalarm (interne Alarmierung) auszustatten. Die Planung und Bauausführung erfolgt gemäß den bestehenden Vorschriften sowie den AMEV-Empfehlungen. Die Verlegung der Kabel und Leitungen erfolgt im gesamten Gebäude unter Putz. In den Schlafräumen ist vorgesehen, während des Mittagschlafes (11:30-14:00 Uhr) die Steckdosen zeitgesteuert automatisiert abzuschalten. Zudem ist geplant, ortsveränderliche elektrische Betriebsmittel und Geräte in den Schlafräumen auf ein Minimum zu begrenzen. Im Betriebskonzept ist die Gruppengröße auf 20 begrenzt. Der Betreiber legt den Wert RO für die Schlafräume mit 1,5 fest.

Berechnung

Risikowert R für Schlafräume im EG	$R = 1,5 \times 1,0 \times 1,0$	= 1,5
Risikowert R für Schlafräume im OG	$R = 1,5 \times 1,0 \times 1,1$	= 1,65
Sicherheitswert S für Schlafräume	$S = 1,0 \times 2,0 \times 1,5 \times 1,0 \times 1,0$	= 3,0

Ergebnis

für alle Schlafräume: $S > R$

Für die Schlafräume in der Kindertagesstätte sind keine zusätzlichen baulichen, anlagentechnischen und organisatorischen Maßnahmen notwendig.

Beispiel 2

Die Stadt München plant die Einrichtung eines Museums in einem Fachwerkhaus aus dem 17. Jahrhundert. Bauherr und Träger ist die Stadt München. Gemäß Vorabstimmung mit der Brandschutzbehörde sind mindestens alle Räume im Erd- und 1. Obergeschoss mit einer automatischen Brandmelde- und Löschanlage auszustatten. Die Planung und Bauausführung erfolgt auf der Grundlage der bestehenden Vorschriften sowie der AMEV-Empfehlungen. Gemäß Ausstellungskonzeption sollen die wertvollen Exponate im Erd- und 1. Obergeschoss ausgestellt werden. Der Betreiber legt den Wert RO für die Ausstellungsräume mit 2,5 fest.

Berechnung

Risikowert R für Ausstellungsräume	$R = 2,5 \times 1,0 \times 1,0$	= 2,5
Sicherheitswert S für Ausstellungsräume	$S = 1,0 \times 1,0 \times 2,5 \times 1,0 \times 1,0$	= 2,5

Ergebnis

für alle Ausstellungsräume: $S = R$

Für die Ausstellungsräume des Museums sind keine zusätzlichen baulichen, anlagentechnischen und organisatorischen Maßnahmen notwendig.

Hinweis:

Das zur Risiko-/Sicherheitsbewertung vorliegende Excel-Tool kann über die AMEV-Homepage <http://www.amev-online.de> heruntergeladen werden.

Deckblatt für die Ergebnisdokumentation der Risiko-/Sicherheitsbewertung zum Schutz gegen die Auswirkungen von Fehlerlichtbögen in Endstromkreisen

Risiko-/Sicherheitsbewertung zum Schutz gegen die Auswirkungen von Fehlerlichtbögen			
Erläuterung:		Diese Risiko-/Sicherheitsbewertung dient als Entscheidungshilfe, ob bauliche, anlagentechnische und organisatorische Maßnahmen in Räumen und Orten gemäß DIN VDE 0100-420, Abschnitt 421.7, Aufzählungspunkt a) bis d) vorgesehen werden sollten.	
			
		Datum der Bearbeitung:	
Anschrift der Liegenschaft/Ortsangabe:			
Bezeichnung:	Musterragentur	Ggf. Gebäude:	Haus 11
Straße, Nr.:	Himmelpforte 9	Ggf. Raum-Nr.:	0
Ort:	04711 Himmelmreich	Funktion:	Betreiber
Ersteller/in:			
Name:	Mustermann Karl	Datum:	
Stellenzeichen:	FM4711	Unterschrift:	
Funktion:	Sachbearbeiter	Funktion:	Fachplaner
Freigabe:			
		Mitwirkende/r:	
		Name:	
		Stellenzeichen:	
		Funktion:	
Name:			
		Freigabe erteilt:	
		Datum:	
		Unterschrift:	
Stellenzeichen:			
Funktion:		Bauherr/Vertretung	
Entscheidung über den Einsatz von AFDDs:			
Risikowert R:	1,00	(Bewertung entsprechend der im Folgenden getroffenen Vorgaben)	
Sicherheitswert S:	1,00	(Bewertung entsprechend der im Folgenden getroffenen Vorgaben)	
daraus folgt:			
☒	Sicherheitswert S ist größer als/gleich Risikowert R: Auf weitere Maßnahmen in den jeweiligen Räumen und Orten kann verzichtet werden.		
☐	Sicherheitswert S ist kleiner als Risikowert R: Der Einsatz von AFDDs in den jeweiligen Räumen und Orten sollte vorgesehen werden.		

11.5 Photovoltaik auf Nichtwohngebäuden: Vereinfachte brand-
schutztechnische Bewertung von Dächern

Photovoltaik auf Nichtwohngebäuden: Vereinfachte brandschutztechnische Bewertung von Dächern

Grundsätze

Bei PV-Anlagen sind die brandschutztechnischen Belange bei der Planung, Ausführung bzw. Sanierung der Dächer zu berücksichtigen. Die qualifizierte Planung und Montage sowie der qualifizierte Betrieb von PV-Anlagen sind wesentliche Voraussetzungen, um Sachschäden an Anlagen und Gebäuden sowie Personenschäden zu vermeiden. Bei Neubauten und Grundsanierungen von Gebäuden sollen brennbare Materialien für die oberste Schicht der Dacheindeckung verwendet werden, sofern die Dächer für PV-Anlagen geeignet sind. Abhängig vom akzeptierten „Grenzrisiko“ wird für Neubauten und Grundsanierungen ergänzend empfohlen, für die Dachdämmung ggf. auch nicht brennbare Materialien einzusetzen. Beim Bau von PV-Anlagen auf Bestandsdächern ist eine Risikobewertung hinsichtlich Brandschutz durchzuführen. Es wird empfohlen, die unten dargestellte vereinfachte brandschutztechnische Bewertung von Dächern anzuwenden. Die Kabinellierung auf dem Dach muss so erfolgen, dass die Entzündung von brennbaren Materialien auf ein vertretbares Risiko minimiert wird. Geschlossene, nichtbrennbare Kabelträgersysteme (Kanäle, Röhre, etc.) sind einzusetzen.

Vereinfachte brandschutztechnische Bewertung von Dächern

Tabelle A nimmt die Einstufung des Brandrisikos im Fehlerfall für verschiedene Dacheindeckungen vor. Tabelle B zeigt das Brandverhalten nach DIN 4102-1 für ausgewählte Baustoffe bzw. Ausführungen, die für die Dämmung von Dächern eingesetzt werden. In Tabelle C erfolgt eine überschlägige Bewertung des Brandschutzes für einschlägige Kombinationen aus Dacheindeckung und Dachdämmung. Tabelle D umfasst Kompensationsmöglichkeiten bei unzureichendem Brandschutz.

Oberste Schicht der Dacheindeckung	Brandrisiko im Fehlerfall
Blechdach (Lagez/Stahlfalz)	kein Risiko „grün“
Dachflannen/Ziegel	kein Risiko „grün“
Kiesdeckung (z.B. 5 cm)	kein Risiko „grün“
Mineralische Substratschicht (z.B. 6 cm und ≤ 8 cm)	kein Risiko „grün“
auf Dacheindeckung mit extensiver Dachbegrünung	
Wellplatte Faserzement (Eternit)	kein Risiko „grün“
Modul Blechdach mit PUR-Sandwichelement	sehr geringes Risiko „hellgrün“
Kunststoffbahnen (PVC/TPO/FP/EPDM)	geringes Risiko „gelb“
Blumenbahnen	geringes Risiko „gelb“

Tabelle A: Einstufung des Brandrisikos im Fehlerfall für verschiedene Dacheindeckungen

Dachdämmung (Baustoffe/Ausführungen)	Brandverhalten nach DIN 4102-1
Mineralfolle (Glaswolle/Steinwolle)	A1 „grün“
Mineralfolien (mind. 6 cm) oder Mineralfolienplatte	A1 „grün“
Bähton	A1 „grün“
Foamglas/Sch-vaumglas	A1 „grün“
PUR/PIR	B1-B2 „hellgrün“
EPS/XPS	B1-B2 „hellgrün“
Holzfaser-Dämmplatte	B2 „gelb“
Naturdämmstoffe (Hant/Wolle/Fachs)	B2 „gelb“
Stroh/Papier	B3 (verboten in DE) „gelb“

Tabelle B: Brandverhalten nach DIN 4102-1 für ausgewählte Baustoffe bzw. Ausführungen

Überschlägige Bewertung des Brandschutzes	
Brandschutz sichergestellt	Kombination „grüne“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „grüner“ Dachdämmung Kombination „grüne“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „hellgrüner“ Dachdämmung Kombination „grüne“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „gelber“ Dachdämmung Kombination „hellgrüne“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „grüner“ Dachdämmung Kombination „gelbe“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „grüner“ Dachdämmung
Brandschutz teilweise sichergestellt	Kombination „hellgrüne“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „hellgrüner“ Dachdämmung Kombination „hellgrüne“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „gelber“ Dachdämmung Kombination „gelbe“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „hellgrüner“ Dachdämmung Kombination „gelbe“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „gelber“ Dachdämmung
Brandschutz nicht sichergestellt	Kombination „gelbe“ oberste Schicht der Dacheindeckung mit „gelber“ Dachdämmung

Tabelle C: Überschlägige Bewertung des Brandschutzes für einschlägige Kombinationen aus Dacheindeckung gemäß Tabelle A und Dachdämmung gemäß Tabelle B

Kompensationsmöglichkeiten für Varianten aus Dacheindeckung und Dachdämmung, die den Brandschutz nicht oder nur teilweise sicherstellen.
Austausch der Dachdämmung gegen nicht brennbare Materialien (A1, A2 nach DIN 4102-1)
Installation von Zementbauplatten (mind. 6 mm) über bzw. unter Dacheindeckung in einem Umkreis von mind. 1,25 m um die Module (Bei Installation über Dach sind die Platten zu versiegeln)
Abdeckung mit Betonwerksteinplatten oder anderen mineralischen Platten (mind. 4 cm) in einem Umkreis von 1,25 m um die Module oberhalb der Dachabdichtung
Mineralfolienplatte oder Mineralvlies (mind. 6 cm) vollständig unter der Dachabdichtung. (alternativ Mineralfolienplatte/Mineralfolies mindestens in einem Umkreis von 1,25 m um die Module)
Aufbringen einer z.B. 5 cm hohen Kiesschicht (16/32 mm) in einem Umkreis von 1,25 m um die Module oberhalb der Dachabdichtung
Massive Betondachkonstruktion mit Feuerwiderstand gemäß Brandschutzkonzept unterhalb der Dacheindeckung und Dachdämmung (Neubau- oder Bestands-Betondachkonstruktion)
Aufbringen einer dauerhaften Beschichtung auf das Bestandsdach, die die bauaufsichtlichen Anforderungen einer harten Beschichtung erfüllt (Brandbeanspruchung von außen durch Flugfeuer und strahlende Wärme)
Reduzierung der Fugen für die Wiederholungsprüfung nach DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100) und DIN EN 62446-1 (VDE 0126-23-1)
Durchführung einer Funktionsüberprüfung und automatisierten Anlagenüberwachung gemäß AMEV EIA-Anlagen 2020, Abschnitt 7.3.6
Einsatz von PV-Modulen der Baustoffklasse A nach DIN 4102-1
Einsatz von PV-Wechselrichtern mit integrierter und aktivierter Lichtbogenentkennung und -unterbrechung (Prüfnorm IEC 63027)
Einsatz von selbstverriegelnden, gegen unbeabsichtigtes Lösen geschützte Steckverbinder nach DIN EN 62852 (VDE 0126-300) mit einem Schutzgrad von mindestens IP67
Wartung der PV-Anlage gemäß AMEV-Arbeitskriterien für KG 442 PV-Anlagen, Variante 1 oder 2

Hinweise:
Abhängig vom akzeptierten Grenzrisiko im Fehlerfall sind eine oder ggf. auch mehrere Kompensationsmöglichkeiten anzuwenden. Im Fall der Fremdversicherungspflicht sind ggf. bestehende Vorgaben des jeweiligen Gebäudeschversicherers zu prüfen. Bei der Anwendung von baulichen Kompensationsmöglichkeiten ist die Tragfähigkeit der Gesamtkonstruktion zu beachten und zu überprüfen.

Tabelle D: Kompensationsmöglichkeiten bei unzureichendem Brandschutz

Brandverhalten von Dämmstoffen nach DIN 4102-1

- A1: Baustoffe dieser Klasse sind nicht brennbar, enthalten keine brennbaren Bestandteile, keine Rauchentwicklung und kein brennendes Abtropfen, z. B. Beton, Ziegel, Steinwolle
A2: Baustoffe dieser Klasse sind nicht brennbar, dürfen aber gewisse Anteile brennbarer Bestandteile enthalten, keine Rauchentwicklung und kein brennendes Abtropfen, z. B. Gipskarton glatt
B1: Baustoffe dieser Klasse sind schwer entflammbar und dürfen nach Entfernen einer Zündquelle nicht selbstständig weiterbrennen
B2: Baustoffe dieser Klasse sind normal entflammbar, die Entzündbarkeit muss bei einer Kanten- oder Flächenbeflammung mit kleiner Flamme auf ein in der DIN vorgegebenes Maß beschränkt bleiben, z. B. Holz- und Holzwerkstoffe
B3: Baustoffe dieser Klasse sind leicht entflammbar und dürfen in Gebäuden nur als sogenannte Verbundwerkstoffe eingesetzt werden, z. B. Einsatz von Stroh als Verbundwerkstoff

Abkürzungen

- PUR = Polyurethan
PIR = Polyisocyanurat
EPS = expandiertes Polystyrol
XPS = extrudiertes Polystyrol
TPO = thermoplastische Polyolefine
FPO = flexible Polyolefine
PVC = Polyvinylchlorid
EPDM = Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk



12 Auswahl wichtiger Vorschriften, Regelwerke und Arbeitshilfen

12.1 Öffentlich-rechtliche Vorschriften des Bundes

1. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG; Stand: 23.12.2024)
2. Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV; Stand: 19.7.2022)
3. Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung – StromGVV; Stand: 14.6.2024)
4. Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG; Stand: 23.6.2021)
5. Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV; Stand: 13.10.2021)
6. Gesetz über die Bereitstellung von Produkten auf dem Markt (Produktsicherheitsgesetz – ProdSG; Stand: 27.7.2021)
7. Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz – GEG; Stand: 16.10.2023)
8. Gesetz zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität (Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz – GEIG; Stand: 18.03.2021)
9. Gesetz über die Durchführung von Maßnahmen des Arbeitsschutzes zur Verbesserung der Sicherheit und des Gesundheitsschutzes der Beschäftigten bei der Arbeit (Arbeitsschutzgesetz – ArbSchG; Stand: 15.7.2024)
10. Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln (Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV; Stand: 27.7.2021)

12.2 Öffentlich-rechtliche Vorschriften der Länder

1. Landesbauordnung (LBO)
2. Verordnungen bzw. Richtlinien der Länder zur LBO über:
 - Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen
 - bauaufsichtliche Anforderungen an Krankenhäuser
 - bauaufsichtliche Anforderungen an Schulen
 - Bau und Betrieb von Garagen
 - Bau und Betrieb von Versammlungsstätten
 - Bau und Betrieb von Beherbergungsstätten
 - Bau und Betrieb von Hochhäusern
 - Bau und Betrieb von Verkaufsstätten
 - Prüfungen von technischen Anlagen nach Bauordnungsrecht

3. Musterverordnungen bzw. -richtlinien der Bauministerkonferenz
(www.bauministerkonferenz.de)

12.3 Vorschriften und Regeln der Unfallversicherungsträger

DGUV Vorschrift 1	Grundsätze der Prävention
DGUV Vorschrift 4	Elektrische Anlagen und Betriebsmittel
DGUV Vorschrift 38	Bauarbeiten
DGUV Regel 103-011 / -012	Arbeiten unter Spannung an elektrischen Anlagen und Betriebsmitteln

12.4 Regeln der Technik

1. Reihe DIN VDE 0100
Bestimmungen für das Errichten von Niederspannungsanlagen

Gruppe 100	Allgemeine Grundsätze, Bestimmungen allgemeiner Merkmale, Begriffe
Gruppe 200	Begriffe
Gruppe 400	Schutzmaßnahmen z. B. Teil 410 – Schutz gegen elektrischen Schlag z. B. Teil 420 – Schutz gegen thermische Auswirkungen
Gruppe 500	Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel z. B. Teil 520 – Kabel- und Leitungsanlagen
Gruppe 600	Prüfungen
Gruppe 700	Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art z. B. Teil 701 – Räume mit Badewanne oder Dusche
Gruppe 800	Teil 801 – Energieeffizienz
2. DIN VDE 0105-100
Betrieb von elektrischen Anlagen

Teil 100: Allgemeine Festlegungen
3. Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV
VDE 0101-1 Allgemeine Bestimmungen
VDE 0101-2 Erdung
4. DIN EN 62305 (VDE 0185-305) Blitzschutz

Teil 1	Allgemeine Grundsätze
Teil 2	Risiko-Management
Teil 3	Schutz von baulichen Anlagen und Personen
Teil 4	Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen
5. DIN 4102 Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen

Teil 4	Zusammenstellung und Anwendung klassifizierter Baustoffe, Bauteile und Sonderbauteile
Teil 9	Kabelabschottungen; Begriffe, Anforderungen und Prüfungen
Teil 11	Rohrummantelungen, Rohrabschottungen, Installationsschächte und -kanäle sowie Abschlüsse ihrer Revisionsöffnungen; Begriffe, Anforderungen und Prüfungen
Teil 12	Funktionserhalt von elektrischen Kabelanlagen; Anforderungen und Prüfungen

6. „Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen“ des internationalen Arbeitskreises EMC & Power Quality (D-A-CH-CZ)

12.5 Richtlinien, Schriften, Arbeitsblätter

1. Publikationen der VdS Schadenverhütung GmbH
 - VdS 2025 Elektrische Leitungsanlagen
 - VdS 2046 Sicherheitsvorschriften für elektrische Anlagen bis 1000 V, SV
 - VdS 2134 Verbrennungswärme der Isolierstoffe von Kabeln und Leitungen, Merkblatt für die Berechnung von Brandlasten
2. Baufachliche Richtlinien Gebäudebestandsdokumentation (BFR Gbestand)
Herausgeber Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
3. Schriften der Fachkommission Bauaufsicht der ARGEBAU
Richtlinie über brandschutztechnische Anforderungen an Leitungsanlagen
(Muster-Leitungsanlagen-Richtlinie MLAR)
4. AMEV-Schriften
 - Beleuchtung Hinweise für die Beleuchtung öffentlicher Gebäude
 - Energie Hinweise zum Energiemanagement in öffentlichen Gebäuden
 - Ersatzstrom Hinweise für Planung, Bau und Betrieb von Sicherheits-, Ersatz- und Notstromversorgungsanlagen in öffentlichen Gebäuden
 - LAN 2021 Planung, Bau und Betrieb von anwendungsneutralen Kommunikationsnetzwerken in öffentlichen Gebäuden
 - Wartung 2018 Wartung, Inspektion und damit verbundene kleine Instandsetzungsarbeiten von technischen Anlagen und Einrichtungen in öffentlichen Gebäuden
5. Arbeitsblätter der Arbeitsgemeinschaft Industriebau e. V. (AGI)
 - AGI-J31 Teil1 Elektrotechnische Anlagen: Bautechnische Ausführung von Räumen für stationäre Batterien – Batterieräume
6. Abschlussbericht „Objekt- und elektrische Leistungswerte für öffentliche Gebäude“ vom 10. Mai 2019, Verfasser: AMEV-Arbeitsgruppe „EltAnlagen“

13 Glossar- und Abkürzungsverzeichnis

AC	engl.: alternating current; Wechselstrom
ACB	engl.: Air Circuit Breaker; offener Leistungsschalter
AFDD	engl.: Arc Fault Detection; Fehlerlichtbogen-Schutzeinrichtung
AGI	Arbeitsgemeinschaft Industriebau e. V.
AMEV	Arbeitskreis Maschinenbau- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen
AMZ	abhängiger Maximalstrom-Zeit-(Schutz)
ArbSchG	Arbeitsschutzgesetz
ARGEBAU	Arbeitsgemeinschaft für Städtebau-, Bau- und Wohnungswesen (neu: Bauministerkonferenz)
ASR	Technische Regeln für Arbeitsstätten
B2B	engl.: Business to Business
B2C	engl.: Business to Customer
BauPVO	Bauproduktenverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BEV	engl.: Battery Electric Vehicle
BFR	Baufachliche Richtlinie
BGF	Bruttogrundfläche
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIM	Building Information Modeling
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BimSchVVwV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektro- magnetische Felder
BMEcat	BMEcat ist ein standardisiertes Austauschformat für Katalogdaten
BMWSB	Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen
BRI	Bruttorauminhalt
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e. V.
BuGG	Bundesverband GebäudeGrün e.V.
BVES	Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V.
BWZK	Bauwerkszuordnungskatalog
CAD	Computer Aided Design
CAE	Computer Aided Engineering
CE	Kennzeichnung zum EU-Konformitätsnachweis
CENELEC	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung
DABau	Dienstanweisung Bau
DC	engl.: direct current; Gleichstrom
dena	Deutsche Energie-Agentur
DGUV	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
DoP	engl. Declaration of Performance (Leistungserklärung)
DV	Datenverarbeitung
E	Funktionserhalt
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien
EFK	Elektrofachkraft
EFKft	Elektrofachkraft für festgelegte Tätigkeiten
ElektroG	Elektro- und Elektronikgerätegesetz
Elt	Elektro
EltBauVO	Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln
EN	Europäische Norm
EnEfG	Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland
EnVKG	Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz

EnVKV	Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EuP	Elektrisch unterwiesene Person
FAS	Fachkraft für Arbeitssicherheit
FE	Isolationserhalt
FPU	Finale Projektunterlage
GA	Gebäudeautomation
GAStellV	Garagen und Stellplatzverordnung
GEFMA	Deutscher Verband für Facility Management
GefStoffV	Verordnung zum Schutz vor Gefahrstoffen (Gefahrstoffverordnung)
GEG	Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz)
GEIG	Gebäude-Elektromobilitätsinfrastrukturgesetz
GHV	Gebäudehauptverteilung
GLT	Gebäudeleittechnik
GVEFK	Gesamtverantwortliche Elektrofachkraft
GZ	Gütezeichen
HES	Haupterdungsschiene
HH	Hochspannungs-Hochleistungs-
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HPA	Hauptpotenzialausgleich
HS	Hochspannung
HU-Bau	Haushaltsunterlage Bau
IC-CPD	engl.: In Cable Control and Protection Device
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IP	engl.: Ingress Protection, Eindringenschutz
ISI	(Fraunhofer) Institut System- und Innovationsforschung
ISO	Internationale Organisation für Normung
IT	frz.: Isolé Terre
IuK	Informations- und Kommunikationstechnik
LAI	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz
LAR	Leitungsanlagen-Richtlinie
LBO	Landesbauordnung
LEMP	engl.: lightning electromagnetic impulse; elektromagnetischer Blitzimpuls
LP	Ladepunkt
LPH	Leistungsphase
LPS	engl.: lightning protection system; Blitz- und Überspannungsschutzsystem
LPZ	engl.: lightning protection zones; innere Blitzschutzzone
LSC (2A/2B)	engl.: Loss of Service Continuity (Betriebsverfügbarkeitsklassen)
LSV	Ladesäulenverordnung
LV	Leistungsverzeichnis
(M)LAR	(Muster-)Leitungsanlagen-Richtlinie
MBO	Musterbauordnung
MCCB	engl.: Moulded Case Circuit Breakers; Kompaktleistungsschalter
MessEG	Mess- und Eichgesetz
MessEV	Mess- und Eichverordnung
MPrüfVO	Muster-Verordnung über Prüfungen von technischen Anlagen und Einrichtungen nach Bauordnungsrecht
MS	Mittelspannung
MVV TB	Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen
N	engl.: neutral
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NF	Nutzfläche
NRF	Nettoraumfläche nach DIN 277:2016 (entspricht ehem. Nettogrundfläche NGF)
NS	Niederspannung
NSHV	Niederspannungshauptverteilung

NVEFK	Nachgeordnete verantwortliche Elektrofachkraft
PA	Potenzialausgleich
PAS	Potenzialausgleichsschiene
PE	engl.: protective earth
PEC	paralleler Erdungsleiter
PELV	Protective Extra Low Voltage (Schutzkleinspannung)
PEN	engl.: protective earth neutral
ProdSG	Produktsicherheitsgesetz
PrüfVO	Verordnung über die Prüfung technischer Anlagen und Einrichtungen (Landesverordnung)
PSC	Energieschaltgerätekombination
PV	Photovoltaik
QNG	Qualitätssiegel nachhaltiges Gebäude
RAL	Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V.
RBBau	Richtlinie für die Durchführung von Bauaufgaben des Bundes
RCBO	engl.: residual current operated circuit breaker with overcurrent protection; Fehlerstrom-/Leitungsschutzschalter
RCCB	engl.: residual current operated circuit breaker; Fehlerstromschutzschalter
RCD	engl.: residual current device; Fehlerstromschutzeinrichtung
RCM	engl.: residual current monitor; Geräte mit Differenzstromüberwachung
RKM	Richtlinien für kundeneigene Mittelspannungsanlagen
RLBau	Richtlinie für die Durchführung von Landesbaumaßnahmen
SBS	engl.: swappable battery system; Batterietauschsystem
SELV	Safety Extra Low Voltage (Sicherheitskleinspannung)
SF6	Schwefelhexafluorid
SPD	engl.: source protection device; Überspannungsschutzgerät
StromGGV	Stromgrundversorgungsverordnung
StromGVV	Stromgrundversorgungsverordnung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregeln
TN-C	frz.: Terre Neutre Combiné
TN-C-S	frz.: Terre Neutre Combiné Séparé
TN-S	frz.: Terre Neutre Séparé
TRBS	Technische Regeln für Betriebssicherheit
TT	frz.: Terre Terre
UMZ	unabhängiger Maximalstrom-Zeit-(Schutz)
UMZ-R	unabhängiger Maximalstrom-Zeit-(Schutz) - Richtungsschutz
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UV	Unterverteilung
VDA	Verband der Automobilindustrie
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDE-FNN	VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
VdS	VdS Schadenverhütung GmbH
VEFK	Verantwortliche Elektrofachkraft
VHB	Vergabehandbuch
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VOB	Verdingungsordnung für Bauleistungen
VVTB	Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen
WEEE	engl.: Waste of Electrical and Electronic Equipment, Elektro- und Elektronikgeräte-Abfall
W-EIC	Der W-EIC ist ein Identifikator für eine technische Ressource
WU-Beton	Wasserundurchlässiger Beton
XML	engl.: Extensible Markup Language, Erweiterbare Auszeichnungssprache
ZEP	Zentraler Erdungspunkt
ZVEH	Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke
ZVEI	Verband der Elektro- und Digitalindustrie

14 Mitarbeiter

Andreas Breuer	Bau- und Liegenschaftsbetrieb des Landes Nordrhein-Westfalen, Niederlassung Aachen
Michael Busch	Bau- und Liegenschaftsbetrieb des Landes Nordrhein-Westfalen, Niederlassung Aachen
Torben Brade	Finanzministerium Schleswig-Holstein, Amt für Bundesbau, Kiel
Erich Beumers	Stadtverwaltung Aachen, Aachen
Markus Loer	Landesbaudirektion Bayern, München
Andreas Ranzinger	Landeshauptstadt München, München
Rauas Rasul	Finanzministerium Schleswig-Holstein, Amt für Bundesbau, Kiel
Andreas Schemm	Bundespräsidialamt, Berlin
Matthias Schreiber	Thüringer Ministerium für Digitales und Infrastruktur, Erfurt (Obmann)
Michael Schulte	Stadt Köln, Gebäudewirtschaft der Stadt Köln
Marius Seiffert	Bundesministerium des Innern und für Heimat, Berlin